



# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

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

“Análisis Técnico y Económico para la Reducción de Pérdidas Técnicas y Comerciales en la Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A. - EMELORO”

### **TÓPICO DE GRADUACIÓN**

Previo a la obtención del Título de:

### **INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

**Especialización: POTENCIA**

Presentada por:

Patricio Jacobo Díaz Valle  
Alejandro Arturo Iñiguez Valencia  
Carlos Alberto Proaño Márquez

Guayaquil – Ecuador

2006

## **AGRADECIMIENTO**

Agradecemos de todo corazón a Dios, quien ha sido el que nos han dado fuerza y alimentado nuestro espíritu para conseguir nuestras metas y apoyo en nuestra formación académica y personal.

De la misma manera gracias a nuestros padres que estuvieron con nosotros siempre apoyándonos en todo sentido, y por supuesto al Ing. Adolfo Salcedo y al Ing. Alberto Tama quienes con sus enseñanzas nos ayudaron en la realización de este proyecto.

De igual manera nuestro agradecimiento especial al Director del Dpto. de Planificación de EMELORO el Ing. Gonzalo García y a los ingenieros que conforman esta área, los cuales ayudaron de una u otra forma en el desarrollo de este proyecto.

## **DEDICATORIA**

Dedicamos este trabajo y todo nuestro esfuerzo a nuestros padres, que siempre nos han dado sus consejos, su amor, respaldo y apoyo incondicionalmente, valores sin los cuales no habríamos conseguido lograr nuestros objetivos y metas.

Para ellos va dedicada esta obra, pues les pertenece.

## TRIBUNAL DE GRADO



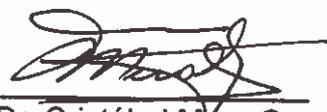
---

Ing. Miguel Yapur  
SUB-DÉCANO DE LA FIEC  
PRINCIPAL



---

Ing. Adolfo Salcedo G.  
DIRECTOR DEL TÓPICO



---

Dr. Cristóbal Mera G.  
MIEMBRO DEL JURADO



---

Ing. Eduardo León C.  
MIEMBRO DEL JURADO

## DECLARACION EXPRESA

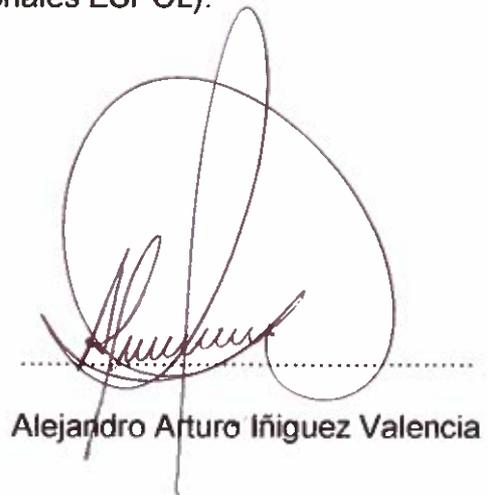
“La responsabilidad del contenido de este Tópico de Graduación, nos corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales ESPOL).



.....

Patricio Jacobo Díaz Valle



.....

Alejandro Arturo Iñiguez Valencia



.....

Carlos Alberto Proaño Márquez

## RESUMEN

Este trabajo abarca el estudio general de las pérdidas que se tienen en una Empresa Eléctrica Distribuidora, en el que se realiza el análisis de las pérdidas técnicas y la descripción de las causas que provocan las pérdidas comerciales.

El presente trabajo considera el estudio de las pérdidas técnicas y luego el análisis de uno de los procesos administrativos. Sin limitación de los recursos se ha procedido a estudiar las pérdidas técnicas y comerciales; y de esta última el proceso de contratación. Se ha dado mayor énfasis a las Pérdidas Técnicas debido a su importante participación en las pérdidas globales de la empresa en los actuales momentos y por la considerable inversión que se debe realizar para poder contra restarlas, en comparación con las pérdidas comerciales, por ello la importancia de hacer un estudio técnico válido dado el elevado costo que con lleva su reducción.

Con el análisis técnico y la evaluación económica de las alternativas de mejoras se procede a elaborar un Plan de reducción, en el cual se priorizan las acciones que debe optar la empresa. Con este plan se pretende disminuir el porcentaje de las pérdidas técnicas y comerciales del Sistema Eléctrico de EMELORO S.A.

## ÍNDICE GENERAL

	<b>Pág.</b>
<b>RESUMEN</b> .....	VI
<b>ÍNDICE GENERAL</b> .....	VII
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	XV
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	XXIV
<b>INTRODUCCION</b> .....	XXV

## CAPÍTULO 1

<b>1. ASPECTOS GENERALES DEL PROBLEMA</b> .....	1
1.1. Introducción .....	1
1.2. Conceptos generales de pérdidas en sistemas eléctricos.....	2
1.2.1. Pérdidas técnicas.....	5
1.2.2. Pérdidas comerciales o no técnicas.....	5
1.3. Aspectos generales de La empresa Emeloro S.A. ....	6
1.3.1. Organización .....	7
1.3.2. Área de servicio .....	10
1.3.2.1. Sistemas administrativos eléctricos .....	10
1.3.3. Infraestructura eléctrica .....	13

1.3.4. Enfoque global de energía .....	15
1.3.4.1. Evolución de las pérdidas globales de energía de la empresa.....	16

## **CAPÍTULO 2**

<b>2. PÉRDIDAS TÉCNICAS.....</b>	<b>18</b>
2.1. Introducción.....	18
2.2. Clasificación de pérdidas técnicas.....	19
2.2.1. En función del componente del sistema.....	20
2.2.2. Por causa de pérdida.....	20
2.3. Cálculo de pérdidas técnicas.....	22
2.3.1. Cálculo de pérdidas del sistema de subtransmisión.....	23
2.3.1.1. Consideraciones e Información técnica necesaria y disponible.....	23
2.3.1.2. Metodología de cálculo .....	24
2.3.1.3. Pérdidas de potencia.....	28
2.3.1.4. Pérdidas de Energía.....	33
2.3.2. Cálculo de Pérdidas de las líneas primarias.....	38

2.3.2.1. Consideraciones e Información técnica necesaria y disponible.....	38
2.3.2.2. Metodología de cálculo.....	41
2.3.2.3. Pérdidas de potencia.....	45
2.3.2.4. Pérdidas de energía.....	49
2.3.3. Cálculo de Pérdidas de los transformadores de distribución.....	52
2.3.3.1. Consideraciones e Información técnica necesaria y disponible.....	53
2.3.3.2. Metodología de cálculo.....	56
2.3.3.3. Levantamiento físico.....	62
2.3.3.4. Pérdidas de potencia.....	65
2.3.3.5. Pérdidas de energía.....	71
2.3.4. Cálculo de Pérdidas en circuitos secundarios.....	74
2.3.4.1. Consideraciones e Información técnica necesaria y disponible.....	75
2.3.4.2. Metodología de cálculo.....	81
2.3.4.3. Levantamiento físico.....	91
2.3.4.4. Pérdidas de potencia.....	93
2.3.4.5. Pérdidas de energía.....	98
2.3.5. Cálculo de Pérdidas en alumbrado público.....	99

2.3.5.1. Consideraciones e Información técnica necesaria y disponible.....	99
2.3.5.2. Metodología de cálculo.....	100
2.3.5.3. Pérdidas de potencia.....	102
2.3.5.4. Pérdidas de energía.....	103
2.3.6. Cálculo de Pérdidas en acometidas.....	104
2.3.6.1. Consideraciones e Información técnica necesaria y disponible.....	104
2.3.6.2. Metodología de cálculo.....	105
2.3.6.3. Levantamiento físico.....	109
2.3.6.4. Pérdidas de potencia.....	111
2.3.6.5. Pérdidas de energía.....	116
2.3.7. Cálculo de Pérdidas en medidores.....	117
2.3.7.1. Consideraciones e Información técnica necesaria y disponible.....	117
2.3.7.2. Metodología de cálculo.....	118
2.3.7.3. Pérdidas de potencia.....	119
2.3.7.4. Pérdidas de energía.....	120
2.4. Análisis de los Resultados.....	121
2.4.1. Análisis de las pérdidas de subtransmisión.....	121

2.4.2. Análisis de las pérdidas de distribución primaria.....	123
2.4.3. Análisis de las pérdidas de distribución secundaria.....	126

## **CAPÍTULO 3**

<b>3. PÉRDIDAS COMERCIALES.....</b>	<b>129</b>
3.1. Introducción.....	129
3.2. Clasificación de pérdidas comerciales .....	130
3.2.1. Por la causa que las produce .....	130
3.2.2. Por la relación con las actividades administrativas y comerciales.....	132
3.3. Balance energético para el sistema total de EMELORO.....	136
3.3.1. Energía disponible.....	136
3.3.2. Energía facturada .....	137
3.3.3. Energía perdida .....	138
3.4. Cálculo de pérdidas comerciales.....	139
3.4.1. Metodología de cálculo.....	140
3.4.2. Resultados.....	141
3.5. Análisis de procesos administrativos y comerciales.....	142
3.5.1. Procesos administrativos y comerciales más importantes.....	142

3.5.2. Proceso de contratación para clientes residenciales .....	145
3.5.2.1. Análisis de eficiencia del proceso de contratación.....	152
3.5.2.2. Flujograma del proceso de contratación.....	156

## **CAPÍTULO 4**

<b>4. ALTERNATIVAS DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS.....</b>	<b>157</b>
4.1. Alternativas para reducir las pérdidas técnicas.....	157
4.1.1. Instalación de capacitores.....	158
4.1.2. Cambio de Transformador de distribución.....	161
4.1.3. Cambio de calibre de conductor.....	165
4.1.4. Ubicación óptima del Transformador de distribución.....	169
4.2. Alternativas para reducir las pérdidas comerciales.....	174
4.2.1. Mejora del proceso de contratación para clientes residenciales.....	175
4.2.1.1. Identificación de problemas con inmediata solución.....	175
4.2.1.2. Identificación de problemas con soluciones a mediano plazo.....	177
4.2.1.3. Alternativas inmediatas.....	180
4.2.1.4. Alternativas a mediano plazo.....	184

4.2.2. Instalación de conductor antihurto en redes secundarias.....	186
4.2.3. Auditoria de equipos de medición empleando equipos electrónicos.....	187

## **CAPÍTULO 5**

<b>5. PRIORIZACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y COMERCIALES EN BASE A LA FACTIBILIDAD TÉCNICA – ECONÓMICA.....</b>	<b>190</b>
5.1. Pérdidas Técnicas.....	191
5.1.1. Análisis económico - comparativo de las alternativas de reducción de pérdidas utilizando el criterio beneficio - costo.....	191
5.1.1.1. Instalación de capacitores.....	193
5.1.1.2. Cambio de transformador de distribución.....	199
5.1.1.3. Cambio de calibre conductor.....	208
5.1.1.4. Ubicación óptima del transformador de distribución.....	213
5.2. Pérdidas Comerciales.....	218
5.2.1. Análisis económico del proceso de contratación.....	218
5.2.1.1. Valor económico de las fallas del proceso.....	218
5.2.1.2. Determinación de los costos de inversión.....	219

5.2.1.3. Determinación de los beneficios.....	222
5.2.1.4. Cálculo de los indicadores.....	225
5.2.2. Análisis económico de la instalación de conductor antihurto.....	227
5.2.2.1. Determinación de los costos de inversión.....	227
5.2.2.2. Determinación de los beneficios.....	230
5.2.2.3. Cálculo de los indicadores.....	233
5.2.3. Análisis económico de la auditoria de equipos de medición.....	234
5.2.3.1. Determinación de los costos de inversión.....	234
5.2.3.2. Determinación de los beneficios.....	236
5.2.3.3. Cálculo de los indicadores.....	239
5.3. Priorización de las alternativas de reducción de pérdidas técnicas y comerciales en base a la factibilidad técnica – económica.....	241
5.3.1. Plan de reducción de pérdidas .....	247

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....249**

**ANEXO 1:** Tablas y Datos

**ANEXO 2:** Figuras y Gráficos

**BIBLIOGRAFÍA.**

## ÍNDICE DE TABLAS

**Pág.**

### **CAPÍTULO 1:**

<b>TABLA 1-01:</b> Accionistas del Sistema Emeloro.....	8
<b>TABLA 1-02:</b> Descripción del Sistema Emeloro.....	11
<b>TABLA 1-03:</b> Facturación del sistema Emeloro en el año 2004.....	11
<b>TABLA 1-04:</b> Infraestructura eléctrica de Emeloro.....	15
<b>TABLA 1-05:</b> Evolución de los principales parámetros periodos 2000-2004 ....	17

### **CAPÍTULO 2:**

<b>TABLA 2-01:</b> Resumen de pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión.....	32
<b>TABLA 2-02:</b> Resumen de pérdidas de energía en el sistema de subtransmisión.....	34

<b>TABLA 2-03:</b> Comparación de pérdidas de energía.....	36
<b>TABLA 2-04:</b> Pérdidas de potencia en los alimentadores de muestra tipo urbano.....	46
<b>TABLA 2-05:</b> Pérdidas de potencia en los alimentadores de muestra tipo rural.....	46
<b>TABLA 2-06:</b> Pérdidas de potencia en los alimentadores tipo urbano.....	47
<b>TABLA 2-07:</b> Pérdidas de potencia en los alimentadores tipo rural.....	48
<b>TABLA 2-08:</b> Resumen de pérdidas de potencia en los alimentadores.....	49
<b>TABLA 2-09:</b> Pérdidas de energía en los alimentadores tipo urbano.....	50
<b>TABLA 2-10:</b> Pérdidas de energía en los alimentadores tipo rural.....	51
<b>TABLA 2-11:</b> Resumen de pérdidas de energía en los alimentadores.....	52
<b>TABLA 2-12:</b> Características técnicas de los transformadores de distribución.....	55
<b>TABLA 2-13:</b> Levantamiento físico de los transformadores tipo urbano.....	63
<b>TABLA 2-14:</b> Levantamiento físico de los transformadores tipo rural.....	64
<b>TABLA 2-15:</b> Pérdidas de potencia en los transformadores de muestra tipo urbano.....	65
<b>TABLA 2-16:</b> Pérdidas de potencia en los transformadores de muestra tipo rural.....	66
<b>TABLA 2-17:</b> Pérdidas de potencia en los transformadores tipo urbano.....	68

<b>TABLA 2-18:</b> Pérdidas de potencia en los transformadores tipo rural.....	69
<b>TABLA 2-19:</b> Resumen de pérdidas de potencia en los transformadores.....	70
<b>TABLA 2-20:</b> Pérdidas de energía en los transformadores tipo urbano.....	72
<b>TABLA 2-21:</b> Pérdidas de energía en los transformadores tipo rural.....	73
<b>TABLA 2-22:</b> Resumen de pérdidas de energía en los transformadores.....	74
<b>TABLA 2-23:</b> Factores promedio por cada tipo de estrato.....	76
<b>TABLA 2-24:</b> Características técnicas de las luminarias.....	77
<b>TABLA 2-25:</b> Distribución de circuitos residenciales.....	84
<b>TABLA 2-26:</b> Determinación de la muestra.....	85
<b>TABLA 2-27:</b> Determinación los circuitos de muestra.....	86
<b>TABLA 2-28:</b> Levantamiento de los circuitos de secundarios de muestra.....	92
<b>TABLA 2-29:</b> Cálculo de pérdidas de potencia en un circuito secundario.....	94
<b>TABLA 2-30:</b> Cálculo de pérdidas de potencia en los circuitos secundarios de muestra.....	95
<b>TABLA 2-31:</b> Extrapolación de pérdidas de potencia en los circuitos secundarios.....	97
<b>TABLA 2-32:</b> Pérdidas de energía en los circuitos secundarios.....	98
<b>TABLA 2-33:</b> Pérdidas de potencia en alumbrado público.....	102
<b>TABLA 2-34:</b> Pérdidas de energía en alumbrado público.....	103
<b>TABLA 2-35:</b> Levantamiento de las acometidas de muestra.....	110

<b>TABLA 2-36:</b> Cálculo de pérdidas de potencia en las acometidas de un circuito secundario.....	112
<b>TABLA 2-37:</b> Cálculo de pérdidas de potencia en las acometidas de muestra.....	113
<b>TABLA 2-38:</b> Extrapolación de pérdidas de potencia en las acometidas.....	115
<b>TABLA 2-39:</b> Pérdidas de energía en acometidas.....	116
<b>TABLA 2-40:</b> Pérdidas de potencia en los medidores.....	119
<b>TABLA 2-41:</b> Pérdidas de energía en los medidores.....	120
<b>TABLA 2-42:</b> Análisis de resultados de pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión.....	122
<b>TABLA 2-43:</b> Análisis de resultados de pérdidas de potencia en el sistema de distribución primaria.....	124
<b>TABLA 2-44:</b> Análisis de resultados de pérdidas de energía en el sistema de distribución primaria.....	125
<b>TABLA 2-45:</b> Análisis de resultados de pérdidas de potencia en el sistema de distribución secundaria.....	126
<b>TABLA 2-46:</b> Análisis de resultados de pérdidas de energía en el sistema de distribución secundaria.....	127

**CAPÍTULO 3:**

<b>TABLA 3-01:</b> Resumen de pérdidas técnicas.....	138
<b>TABLA 3-02:</b> Determinación de las pérdidas comerciales.....	141
<b>TABLA 3-03:</b> Sumatoria de datos del proceso de contratación.....	154

**CAPÍTULO 4:**

<b>TABLA 4-01:</b> Mejora de pérdidas de potencia por instalación de capacitores.....	160
<b>TABLA 4-02:</b> Mejora de pérdidas de energía por instalación de capacitores.....	161
<b>TABLA 4-03:</b> Mejora de pérdidas de potencia por el cambio de transformador de distribución.....	163
<b>TABLA 4-04:</b> Mejora de pérdidas de energía por el cambio de transformador de distribución.....	164
<b>TABLA 4-05:</b> Mejora de pérdidas de potencia por el cambio de calibre de conductor.....	166
<b>TABLA 4-06:</b> Resumen de la mejora de pérdidas de potencia por el cambio de calibre de conductor.....	168

<b>TABLA 4-07:</b> Mejora de pérdidas de energía por el cambio de calibre de conductor.....	169
<b>TABLA 4-08:</b> Mejora de pérdidas de potencia por la ubicación óptima del transformador de distribución.....	171
<b>TABLA 4-09:</b> Resumen de la mejora de pérdidas de potencia por la ubicación óptima del transformador de distribución.....	173
<b>TABLA 4-10:</b> Mejora de pérdidas de energía por la ubicación óptima del transformador de distribución.....	174
<b>TABLA 4-11:</b> Pasos del proceso de contratación con sus respectivos tiempos en horas.....	177

## **CAPÍTULO 5**

<b>TABLA 5-01:</b> Costos de inversión para la instalación de un banco de capacitores en una línea primaria.....	194
<b>TABLA 5-02:</b> Beneficios mensuales producidos por la instalación de un banco de capacitores en una línea primaria.....	197
<b>TABLA 5-03:</b> Relación beneficio/costo de la instalación de un banco de capacitores en una línea primaria.....	198

<b>TABLA 5-04:</b> Costos de inversión para el cambio de transformador de distribución.....	200
<b>TABLA 5-05:</b> Beneficios mensuales producidos por el cambio de transformador de distribución.....	203
<b>TABLA 5-06:</b> Índices de crecimiento de pérdidas.....	205
<b>TABLA 5-07:</b> Beneficios anuales por el cambio de transformador.....	206
<b>TABLA 5-08:</b> Relación beneficio/costo para el cambio de transformador de distribución.....	207
<b>TABLA 5-09:</b> Costos de inversión para cambio de calibre de conductor.....	209
<b>TABLA 5-10:</b> Beneficios mensuales producidos por el cambio de calibre de conductor.....	211
<b>TABLA 5 -11:</b> Beneficios anuales por el cambio de calibre de conductor.....	212
<b>TABLA 5-12:</b> Relación beneficio/costo para el cambio de calibre de conductor.....	213
<b>TABLA 5-13:</b> Costos de inversión para ubicación óptima del transformador de distribución.....	215
<b>TABLA 5-14:</b> Beneficios mensuales producidos por la ubicación óptima del transformador de distribución.....	216

<b>TABLA 5-15:</b> Relación beneficio/costo para la ubicación óptima del transformador de distribución.....	217
<b>TABLA 5-16:</b> Ahorro de tiempo estimado del proceso de contratación.....	224
<b>TABLA 5-17:</b> Beneficios anuales por la mejora del proceso de contratación.....	225
<b>TABLA 5-18:</b> Descripción de materiales para la instalación de conductor antihurto “Preensamblado”.....	227
<b>TABLA 5-19:</b> Precios unitarios de mano de obra para la instalación de conductor antihurto “Preensamblado”.....	228
<b>TABLA 5-20:</b> Costos de inversión para la instalación de conductor antihurto “Preensamblado”.....	229
<b>TABLA 5-21:</b> Ingresos mensuales promedio por el consumo de cada usuario.....	230
<b>TABLA 5-22:</b> Beneficios mensuales producidos por la instalación de conductor antihurto “Preensamblado”.....	232
<b>TABLA 5-23:</b> Relación beneficio/costo para la instalación de conductor antihurto “Preensamblado”.....	233
<b>TABLA 5-24:</b> Costos de inversión para la auditoria de equipos de medición.....	236

<b>TABLA 5-25:</b> Ingreso anual para la empresa por el consumo real de los medidores revisados.....	238
<b>TABLA 5-26:</b> Relación beneficio/costo para la auditoria de equipos de medición.....	240

## ÍNDICE DE FIGURAS

**Pág.**

### **CAPÍTULO 1**

**FIGURA 1-01:** Organigrama estructural de EMELORO..... 9

### **CAPÍTULO 2**

**FIGURA 2-01:** Tramo de circuito secundario.....78

### **CAPÍTULO 4**

**FIGURA 4-01:** Conductor antihurto “Preensamblado”.....187

## INTRODUCCIÓN

El proceso natural del desarrollo y crecimiento económico esta directamente relacionado e impulsado por sus sistemas eléctricos como parte de la infraestructura básica de la nación. No obstante las empresas eléctricas no han podido resolver sus propios problemas ni satisfacer los requerimientos de servicio que van acordes con las necesidades de un país en desarrollo.

Este trabajo pretende proporcionar a la empresa eléctrica en estudio, un instrumento que permita atacar el problema de pérdidas de energía eléctrica cuyos efectos aquejan, en menor o mayor grado, a la eficiencia productiva del sector eléctrico del país.

Aquí se dan posibles soluciones a los diversos problemas que tiene el área Técnica, y se detallan todos los pasos que sigue el proceso de contratación; además del análisis de cada uno de ellos, para con esto elaborar un plan estratégico que mejore su eficiencia y reduzca las pérdidas Técnicas y Comerciales.

# CAPÍTULO 1

## 1. ASPECTOS GENERALES DEL PROBLEMA.

### 1.1. Introducción.

En cualquier sistema eléctrico las pérdidas son inevitables. Para suministrar energía eléctrica desde un generador hasta los puntos de consumo es necesario pasar por una serie de dispositivos que componen las redes de transporte y de distribución, y el propio paso de energía por los diferentes elementos que componen una red, sean conductores, transformadores, capacitores, o cualquier otro dispositivo, implica unas pérdidas de energía. Por lo tanto las pérdidas pueden considerarse un costo de operación necesario para transportar la energía desde donde se genera hasta donde se consume. De igual manera existen pérdidas inevitables que son el resultado de los procesos administrativos de una empresa eléctrica.

En cada uno de los subsectores eléctricos se producen pérdidas, pero en un mayor porcentaje se presentan en el sistema de distribución secundaria, siendo las pérdidas no técnicas las de mayor problema, puesto que las pérdidas técnicas aunque son inevitables, su magnitud puede reducirse a valores internacionalmente aceptables, mientras

que las pérdidas no técnicas (comerciales) son el producto del robo de electricidad y las deficiencias administrativas al interior de las empresas distribuidoras que ocasionan un perjuicio financiero a las mismas.

El control del nivel de pérdidas de energía tiene como punto intermedio el determinar las pérdidas identificadas, es decir, cuantificar mediante una evaluación las pérdidas técnicas y no técnicas (comerciales); y como punto final reducir y controlar dichas pérdidas mediante alternativas y procedimientos que se deberán ejecutar y que se analizarán en el capítulo 5.

## **1.2. Conceptos generales de Pérdidas en sistemas eléctricos**

Las pérdidas de potencia y energía de un sistema de distribución (sistema primario, secundario, transformadores de la subestación y de distribución, condensadores, cargas) dependen de la demanda que deben suplir, debido a esto un conocimiento adecuado de estos valores dan como resultado mejorar la precisión en el estudio de las pérdidas.

Para la estimación de la demanda de potencia y energía en los diferentes puntos del sistema de distribución se hace necesario

disponer de una serie de aparatos de medición instalados en estos puntos que permitan monitorear y obtener continuamente información sobre los valores de corriente, tensión, potencia activa, potencia reactiva y energía.

Para la información sobre la carga se requiere de una gran cantidad de aparatos de medida y llevar un registro voluminoso de la información, lo que representa un factor limitante en la mayoría de las empresas eléctricas de distribución por el valor elevado de los costos asociados.

Por lo anteriormente mencionado la carga se puede estimar de una manera indirecta con la ayuda de una serie de factores entre los cuales tenemos: factor de carga, factor de pérdidas, capacidad instalada, energía consumida, número de usuarios, entre otros.

- **Factor de carga:** es la relación de la carga promedio a la carga pico que ocurre en un cierto periodo, y nos indica el grado de duración del pico de la carga en el periodo considerado.

$$F_c = \frac{\text{Carga promedio}}{\text{Carga pico}}$$

- **Factor de Utilización:** es la razón de la máxima demanda y la capacidad nominal instalada en un elemento del sistema (generadores, transformadores, líneas, etc). Nos indica el grado al cual el elemento es cargado durante la demanda pico.

$$F_u = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Capacidad nominal instalada}}$$

- **Factor de Pérdidas:** en general, es la relación entre las pérdidas de potencia promedio y las pérdidas máximas de potencia durante un periodo de tiempo determinado, debido a esto el factor de pérdidas expresa el grado al cual las pérdidas para la carga máxima son mantenidas durante el periodo de análisis. Se lo considera importante ya que será utilizado en todos los cálculos de pérdidas de energía.

$$F_p = \frac{\text{Pérdidas promedio}}{\text{Pérdidas máximas}}$$

Otra forma para el cálculo del factor de perdidas es:

$$F_p = C (\text{factor de carga}) + (1 - C)(\text{factor de carga})^2$$

Donde: C es una constante que depende del sistema.

- **Factor de Potencia:** Es el término que se usa para indicar la relación entre potencia activa y potencia aparente en un sistema o elemento.

$$fp = \text{Cos}(\theta) = \frac{kW}{kVA}$$

Donde:  $\theta$  es el ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente

### 1.2.1. Pérdidas Técnicas

El conjunto de las pérdidas eléctricas de un sistema debidas a fenómenos físicos se denomina pérdidas técnicas. Estas pérdidas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de energía eléctrica y son inherentes a la eficiencia del sistema para transportar esa energía hasta el consumidor final.

### 1.2.2. Pérdidas comerciales o no técnicas

De una manera general la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo son definidas como pérdidas no técnicas.

### **1.3. Aspectos Generales de la Empresa Emeloro S.A.**

El sistema eléctrico de la empresa EMELORO S.A. se abastece de la energía eléctrica comprada a su principal fuente de adquisición el S.N.I. y de la generación local en mínima escala, solamente en situaciones de emergencia, con la cual suministra el servicio eléctrico a la provincia de El Oro, en la zona limítrofe, en la provincia del Azuay, a la parroquia Ponce Enríquez y sus alrededores a través de los sistemas de subtransmisión, distribución primaria y secundaria.

Es importante anotar que desde el mes de mayo hasta noviembre de 2005 el sistema estuvo provisionalmente abasteciéndose de la interconexión con el Perú y no del S.N.I. debido a unos problemas que se dieron en el transformador de poder perteneciente a Transelectric y que se encuentra ubicado junto a la subestación La Peaña, donde se encuentra la barra de entrega de energía por parte del S.N.I. al sistema total de EMELORO.

El Sistema Eléctrico de EMELORO S.A. está compuesto por una red de subtransmisión con 120,5 Km. de líneas de 69 kV que la unen al sistema nacional interconectado. Además cuenta con 14 subestaciones de 69 a 13,8 kV.

El sistema de distribución primario está conformado por las líneas primarias de 13,8 kV y los transformadores de distribución monofásicos y trifásicos, los voltajes utilizados son de acuerdo a la línea primaria y al requerimiento del abonado.

El sistema de distribución secundario está constituido por los circuitos secundarios cuyo nivel de voltaje es 120/240 V, las lámparas de alumbrado público, las acometidas y los medidores a los usuarios.

#### **1.3.1. Organización.**

La Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A. EMELORO, es una sociedad anónima, cuyo objeto social, según su estructura de constitución, es la de realizar toda clase de actividades tendientes a la provisión de energía hasta el cliente final, dentro del marco de la legislación vigente. El marco legal básico está conformado por la Ley de Compañías, el estatuto Social, La ley de Régimen del Sector Eléctrico, y el Reglamento Orgánico – Funcional. El capital social de la compañía es de \$ 3.018.467,20; y sus principales accionistas se detallan en la siguiente tabla.

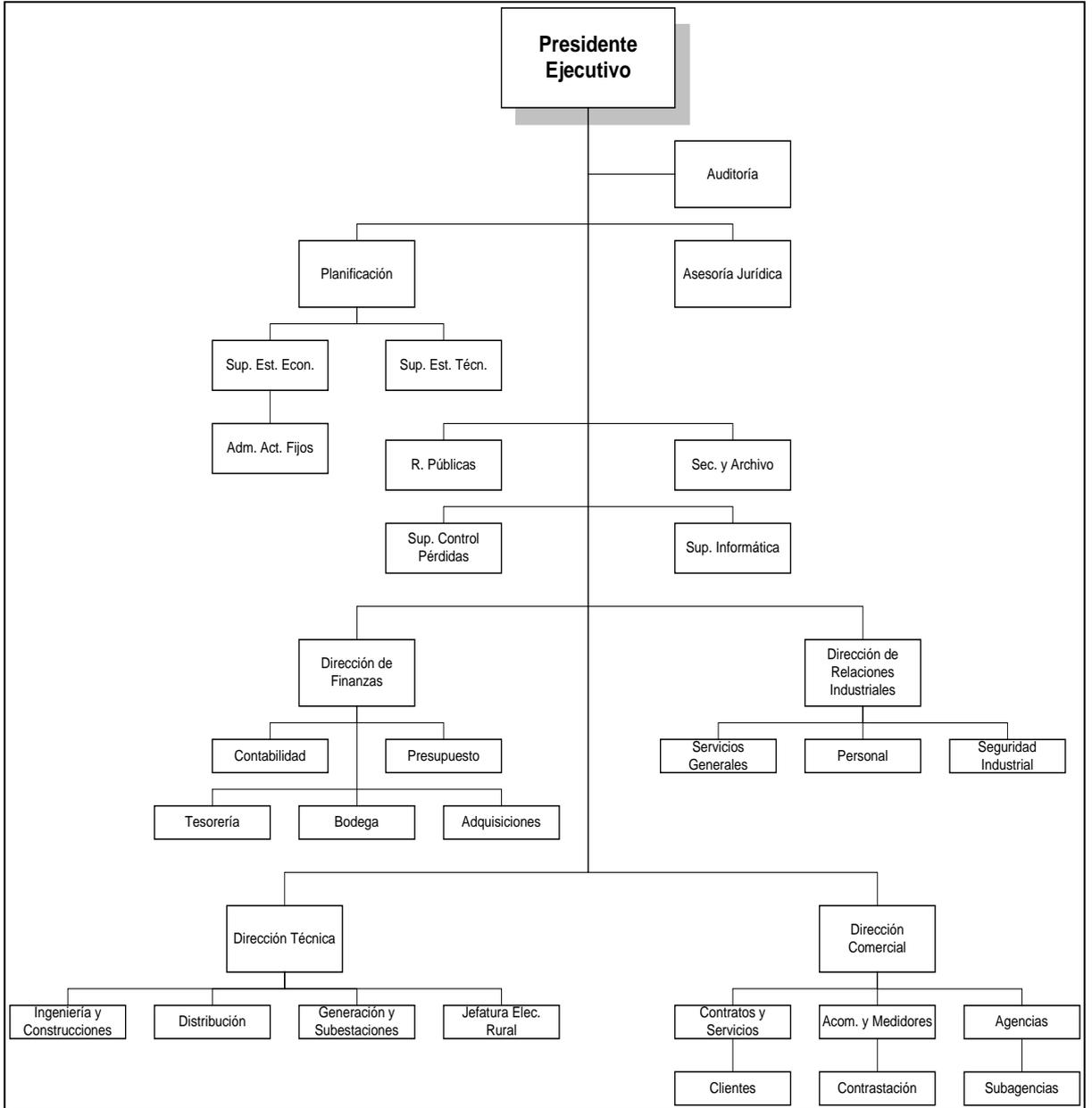
TABLA 1 - 01

## ACCIONISTAS DEL SISTEMA EMELORO

ACCIONISTAS	CAPITAL USCRITO Y PAGADO USD\$ A ENERO 2002	PORCENTAJE (%)
FONDO DE SOLIDARIDAD	2.604.554,00	86,29
CONSEJO PROVINCIAL DEL ORO	403.243,60	13,36
I. MUNICIPIO DE MACHALA	983,60	0,03
I. MUNICIPIO DE SANTA ROSA	2.260,40	0,07
I. MUNICIPIO DE PASAJE	458,00	0,02
I. MUNICIPIO DEL GUABO	0,00	0,00
I. MUNICIPIO DE ARENILLAS	287,20	0,01
I. MUNICIPIO DE ZARUMA	554,80	0,02
I. MUNICIPIO DE HUAQUILLAS	921,20	0,03
I. MUNICIPIO DE ATAHUALPA	0,00	0,00
I. MUNICIPIO DE PIÑAS	1.084,40	0,04
I. MUNICIPIO DE BALSAS	0,00	0,00
I. MUNICIPIO DE MARCABELI	200,00	0,01
I. MUNICIPIO DE PORTOVELO	0,00	0,00
I. MUNICIPIO DE PUCARA	720,00	0,02
CONSEJO PROVINCIAL DEL AZUAY	3,200,00	0,11
<b>CAPITAL TOTAL</b>	<b>3.018.467,20</b>	<b>100</b>

El detalle de las diferentes unidades administrativas que integran la estructura organizacional del sistema general de la empresa eléctrica regional El Oro S.A. es presentado en el siguiente organigrama:

**EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL EL ORO S.A.**  
**ORGANIGRAMA ESTRUCTURAL**



**FIGURA 1 - 01: ORGANIGRAMA ESTRUCTURAL DE EMELORO**

### **1.3.2. Área de Servicio.**

El área total de servicio de EMELORO cubre aproximadamente 6.745 km<sup>2</sup>, en la que se incluye sectores aledaños de la Provincia del Azuay y Loja, así como los cantones de Balao, Tenguel, pertenecientes a la provincia del Guayas.

Tomando como base los datos del censo de población y vivienda del año 2001 e incorporando las tasas de crecimiento anual establecidos por el INEC, la provincia de El Oro tiene un aproximado de 531.546 habitantes más un promedio de 205.444 de habitantes en el área de las provincias mencionadas, lo que indica que dicha superficie de concesión tiene una población estimada de 736.990 habitantes y presenta una densidad poblacional de 109,26 habitantes/km<sup>2</sup>.

#### **1.3.2.1. Sistemas Administrativos Eléctricos**

Toda el área de servicio se encuentra repartida dentro de su ámbito de concesión geográfica, EMELORO S.A. para comercializar la energía eléctrica, cuenta con 9 Agencias y 10 Sub-Agencias ubicadas los principales cantones y parroquias de la provincia tal como se detalla a continuación:

TABLA 1 - 02

## DESCRIPCION DEL SISTEMA EMELORO

AGENCIAS	SUB-AGENCIAS
1. MACHALA	1. BALSAS
2. SANTA ROSA	2. MARCABELÍ
3. PASAJE	3. ATAHUALPA
4. EL GUABO	4. CHILLA
5. ARENILLAS	5. LAS LAJAS
6. HUAQUILLAS	6. PONCE ENRRIQUEZ
7. ZARUMA	7. PUERTO BOLIVAR
8. PIÑAS	8. EL CAMBIO
9. PORTOVELO	9. BALAO
	10. TENGUEL

Para tener un mayor enfoque del sistema total de la empresa en la siguiente tabla se muestra la sumatoria de todos los clientes, su consumo en kWh y la facturación en dólares en el año 2004.

TABLA 1 - 03

## FACTURACIÓN DEL SISTEMA EMELORO EN EL AÑO 2004

SERVICIO	ABONADOS		CONSUMO		FACTURACIÓN	
	CANTIDAD	%	kWh	%	\$	%
Residencial	129.205	86,64	141.328.954	43,48	15.320.589,76	46,95
Comercial	16.138	10,82	64.070.467	19,71	5.919.389,92	18,14
Industrial Artesanal	1.585	1,06	51.298.488	15,78	4.099.273,57	12,56
Alumbrado Público	25	0,02	40.390.709	12,43	4.792.125,49	14,69
Otros	2.176	1,46	27.973.445	8,61	2.499.453,14	7,66
<b>TOTAL</b>	<b>149.129</b>	<b>100</b>	<b>325.062.063</b>	<b>100</b>	<b>32.630.831,88</b>	<b>100</b>

Analizando esta tabla se puede apreciar que la facturación en dólares más alta la tienen los clientes residenciales, industriales, y comerciales. Ahora si se observa el número de clientes que la empresa tiene que controlar para obtener esta facturación en dólares, la de menor número de clientes es la de tipo industrial, luego la comercial y finalmente la residencial. Además hay que considerar que existen clientes residenciales en zona urbana y en zona rural, dificultándose el control a estos últimos.

Un aspecto que se debe tener también en consideración es el alumbrado público, como se observo en las tablas tiene una representativa facturación en dólares en relación a todo el sistema eléctrico de EMELORO, lo cual hace necesario un mayor control del número total de luminarias colocadas y del intervalo de tiempo que están encendidas.

Además, al analizar cada servicio del sistema eléctrico de la empresa, se tiene que los clientes residenciales son los más importantes, ya que solamente entre ellos la

empresa factura \$15.320.590 anualmente, lo cual significa el 46,95% de la facturación total y siendo 129.205 clientes que representan el 86,64% del total de clientes de la empresa.

Finalmente vale recalcar que a los clientes comerciales e industriales, que solo representan el 11,88% del total de clientes de la empresa pero que tienen una facturación de \$10.018.664 anualmente, debe mantenerseles un control frecuente, ya que controlando a un poco número de clientes en comparación a los residenciales, se puede obtener una considerable mejora en la facturación.

### **1.3.3. Infraestructura Eléctrica**

Actualmente EMELORO cuenta con 207,15 km. en líneas de subtransmisión a nivel de 69 kV las mismas que alimentan a 14 subestaciones de distribución y una de seccionamiento, de las cuales se derivan para toda el área de concesión 48 alimentadores que forman un total de 2.944,71 Km. de líneas a nivel de 13,8 kV.

El sistema de generación de la empresa cuenta con seis grupos de plantas termoeléctricas a diesel, de las cuales una máquina marca General Motors de 2.500 kW y otra máquina marca Brush de 5.450 kW, que entraron en operación el mes de febrero de 1976 y marzo de 1984 respectivamente son los dos grupos suministran potencia y energía dentro del continente y las cuatro plantas termoeléctricas restantes con máquinas marca Caterpillar de 105 kW, Pelbow de 53 kW, Kohel de 200 kW y Brushless de 35 kW que están distribuidas en cuatro islas del archipiélago de Jambelí, las mismas que alimentan la demanda de los usuarios dentro del sistema de generación aislado en las islas Bellavista, Costa Rica, Jambelí y Pongalillo.

EMELORO, enmarcado en la política de servicio, tiene dentro de su sistema de distribución a los usuarios de baja tensión, un total aproximado de 3.995,95 Km. de redes, con una capacidad instalada de 10.800 transformadores de distribución equivalentes a 286,76 MVA.; cabe indicar que, en el año 2005 entró en operación la subestación Iberia y se repotenció la subestación Huaquillas con la finalidad de brindar mejor calidad y servicio a sus usuarios.

A continuación se muestra una tabla en la cual se detalla la infraestructura eléctrica que tiene EMELORO haciendo referencia a cada una de las subestaciones.

**TABLA 1 - 04**

**INFRAESTRUCTURA ELECTRICA DE EMELORO**

NOMBRE DE SUBESTACION	TIPO E=ELEVACION R=REDUCCION S=SECCIONAMIENTO	VOLTAJE (kV)			CAPACIDAD DE LA SUBESTACION (MVA)		
		1	2	3	OA	FA	FOA
PEAÑA	R	69	13,8		10	12,5	
BARBONES	R	69	13,2		5		
CAMBIO	R	69	13,8		10	12,5	
MACHALA	R	69	13,2	467	20		
AVANZADA	S	69					
PINOS	R	69	13,8		16	20	
SAT ROSA	R	69	13,2		10	12,5	
CENTRO	R	69	13,8		10	12,5	
ARENILLAS	R	69	13,2		7,5		
PACHE	R	69	13,2		10	12,5	
HUAQUILLAS	R	69	13,8		7,5	8,75	
PAGUA	R	69	13,2		5	6,25	
BALAO	R	69	13,8		5		
ZARACAY	R	69	13,8		5	6,25	
LA IBERIA	R	69	13,8		10	12,5	

#### 1.3.4. Enfoque global de Energía

Durante los últimos años y de manera sostenida, EMELORO ha presentado tasas de crecimiento energético que superaron a los años anteriores, la demanda de potencia desde el 2000 ha crecido a razón de 4,91% promedio anual y la energía disponible

y pérdidas de energía aumentaron a un ritmo del 5,29% y 7,90% promedio anual respectivamente; adicionalmente se ha obtenido un crecimiento promedio anual en la energía generada de 3,93% y la energía facturada en un 4,13% promedio anual.

#### **1.3.4.1. Evolución de las pérdidas globales de energía de la empresa.**

Como se menciona anteriormente los clientes industriales y comerciales son alrededor del 11,88 % de la facturación total de EMELORO, por lo cual es recomendable mantenerlos con un control diario con la finalidad de evitar el incremento sostenido de estas pérdidas de energía.

A continuación se muestra como han sido las evoluciones de los parámetros de EMELORO desde el año 2000 hasta el 2004, luego de esto se analiza las diferentes causas que han influenciado para estos cambios.

**TABLA 1 - 05**  
**EVOLUCIÓN DE LOS PRINCIPALES PARÁMETROS**  
**PERIODOS 2000-2004**

<b>Año</b>	<b>DEMANDA MAXIMA (MW)</b>	<b>ENERGIA DISPONIBLE (MWh)</b>	<b>ENERGIA FACTURADA (MWh)</b>	<b>ENERGIA PERDIDA (MWh)</b>	<b>ENERGIA PERDIDA (%)</b>
2000	72,87	380.656,14	276.912,75	104.042,42	26,89
2001	72,29	377.670,64	284.248,38	96.422,25	25,55
2002	77,28	412.410,23	305.864,85	106.172,74	25,74
2003	82,09	437.669,60	313.643,27	124.026,34	28,35
2004	88,09	466.516,77	355.062,06	138.884,05	29,79

En esta tabla se puede ver fácilmente como se ha incrementado el porcentaje de la energía pérdida durante los últimos años, esto es debido a una mala operación de la empresa en sus diferentes procesos administrativos, a los problemas que tienen con hurto de energía y las pérdidas técnicas en el sistema.

# CAPÍTULO 2

## 2. PÉRDIDAS TÉCNICAS

### 2.1. Introducción

Se deben de manera general a las condiciones propias de las instalaciones, al manejo y conducción de la energía así como también debido a las características técnicas de los equipos.

Están provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través del sistema. Su magnitud depende principalmente de las características de las redes y de la carga abastecida por esta.

Las empresas eléctricas son las encargadas de dar servicio eléctrico a todos sus clientes y lo deben hacer de tal forma que tanto ellas como sus clientes queden satisfechos, tal servicio se lo realiza a través de los sistemas de distribución primaria y secundaria los mismos que están constituidos por:

- Alimentador o red primaria;
- Transformador;
- Circuito o red secundaria;

- Alumbrado público;
- Acometidas; y,
- Medidores.

Este capítulo está orientado al cálculo de las pérdidas técnicas en el sistema de subtransmisión y en los diferentes componentes del sistema de distribución primaria y secundaria, mediante la metodología que se desarrollará en el presente capítulo.

## **2.2. Clasificación de pérdidas técnicas.**

El conjunto de las pérdidas eléctricas de un sistema debidas a fenómenos físicos son las denominadas pérdidas técnicas. Estas pérdidas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica, es decir constituyen la energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera. Este tipo de pérdidas se producen en todos los niveles desde las barras de salida de las plantas generadoras hasta la llegada a los equipos de los usuarios. Las pérdidas técnicas se pueden clasificar a su vez en función del componente del sistema y por la causa de pérdida.

### **2.2.1. En función del componente del sistema**

Estas pérdidas corresponden a:

- Pérdidas por transporte:
  - ❖ En líneas de transmisión.
  - ❖ En líneas de subtransmisión.
  - ❖ En circuitos de distribución primaria.
  - ❖ En circuitos de distribución secundaria.
- Pérdidas por transformación
  - ❖ En transmisión / subtransmisión.
  - ❖ En subtransmisión / distribución.
  - ❖ En transformadores de distribución.

### **2.2.2. Por causa de Pérdida.**

Según la causa que las origina, las pérdidas técnicas se pueden agrupar en las siguientes:

- Pérdidas por efecto corona.
- Pérdidas por efecto Joule.
- Pérdidas por corrientes parásitas e histéresis.

Otra manera de enfocar las pérdidas técnicas es tomando en cuenta su dependencia de la demanda. Así, las pérdidas cuyo

valor es aproximadamente independiente de la carga del sistema (pérdidas en vacío) dependen principalmente de la variación de la tensión, más no de la variación de la demanda. Se presentan en los transformadores y máquinas eléctricas, y se deben a las corrientes de Foucault y ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación; adicionalmente se incluyen en esta clase las pérdidas debido al efecto corona.

Debido a que los sistemas eléctricos operan con pocas fluctuaciones de tensión, es frecuente considerar las pérdidas en vacío como un valor constante. Si se requiere mayor exactitud, las pérdidas de vacío, en función de la variación de la tensión se calculan mediante:

$$P_L^{jv} = P_L^{iv} \left( V^j / V^i \right)^2$$

Donde:

$P_L^{iv}$  : Pérdidas en vacío (W) a un voltaje de tensión  $V^i$  (V).

$V^j$  : Valor de tensión al cual se desea conocer las pérdidas (V).

Por otro lado, las pérdidas asociadas con la variación de la demanda (pérdidas en carga) son aquellas que se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema (efecto joule). Su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente tal como se indica en la siguiente ecuación:

$$P_L = I^2 R$$

Donde:

$P_L$ : Pérdidas en el elemento del sistema (W)

$I$ : Corriente que circula por el elemento (Amp)

$R$ : Resistencia del elemento (ohm)

### **2.3. Cálculo de pérdidas técnicas**

Para determinar las pérdidas técnicas del sistema EMELORO se ha procedido a desarrollar una metodología a fin de poder cuantificar estas pérdidas. De esta manera, para el cálculo de las pérdidas técnicas del sistema de subtransmisión se consideran diferentes condiciones de carga efectuando el análisis a través de estudios de flujos de carga; por otra parte para estimar las pérdidas técnicas de los sistemas de distribución primaria y secundaria se ha realizado un

levantamiento físico de todas las instalaciones para conocer sus configuraciones y características técnicas, y en base a lo anteriormente mencionado se establecerán soluciones para que se puedan reducir y controlar este tipo de pérdidas.

### **2.3.1. Cálculo de pérdidas del sistema de subtransmisión**

Para determinar las pérdidas de las líneas de subtransmisión y transformadores de las subestaciones de distribución se considera en su totalidad el sistema de 69 kV perteneciente al área de concesión de EMELORO.

#### **2.3.1.1. Consideraciones e Información técnica necesaria y disponible**

En el análisis de pérdidas en el sistema de subtransmisión es de mucha importancia considerar lo siguiente:

- El diagrama unifilar del sistema eléctrico de 69 kV en el cual se incluye el punto de entrega del SNI, la generación local, las líneas de subtransmisión, los transformadores de poder de las subestaciones de distribución y las líneas primarias, actualizados a

Diciembre del 2004. El diagrama unifilar se lo presenta en la figura 2.1 del anexo 2

- Las características técnicas proporcionadas por la empresa eléctrica de las líneas de subtransmisión se las presenta en la tabla 2.1 del anexo 1, de una manera detallada en cada uno de sus parámetros, la respectiva ubicación física y características técnicas de los transformadores de poder.
  
- Información de la carga; tener a disposición la demanda horaria en subestaciones de distribución y alimentadores primarios, así como también el factor de potencia de cada uno de estos componentes.

#### **2.3.1.2. Metodología de cálculo**

Para la estimación de las pérdidas técnicas en el sistema de subtransmisión se debe tomar en cuenta que éstas corresponden a pérdidas dependientes de la demanda (efecto Joule), y de las pérdidas independientes de la demanda (vacío). Además mediante la utilización de modelos estadísticos se puede

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

### **Cálculo de las Pérdidas de potencia.**

**Efectuando estudios de flujos de carga:** Para encontrar el valor de las pérdidas de potencia nuestra metodología consiste en analizar el sistema en diferentes condiciones de carga (máxima, mínima, niveles intermedios en los cuales se varíen los niveles de generación o intercambio) a través de estudios de flujos de carga.

Con los datos de pérdidas de potencia obtenidos, se trata de encontrar o ajustar una función que relacione las pérdidas del sistema con la demanda total; y mediante la cual se determina una ecuación de segundo orden que expresa las pérdidas en función de la demanda, obteniéndose un modelo de la forma:

$$P_{\text{erdidias}} = C_1 + C_2 P_D + C_3 P_D^2$$

Donde:

$P_D$ : Demanda total de sistema.

$C_1, C_2, C_3$  : Coeficientes hallados mediante el uso de un modelo estadístico

Las pérdidas en vacío de los transformadores se pueden determinar en forma separada y considerarlas constantes durante cada intervalo de tiempo. Este valor se puede adicionar al término  $C_1$  o considerarlo independiente.

$$P_{V+C1} = P_{VACIO} + C_1$$

Por lo tanto la ecuación final para determinar las pérdidas es:

$$P_{\text{erdidias}} = P_{V+C1} + C_2 P_D + C_3 P_D^2$$

### **Cálculo de las pérdidas de energía.**

- ***Método 1: Integración de las pérdidas de potencia calculadas.***

El valor de las pérdidas de energía se calcula a partir de los valores estimados de las pérdidas de potencia. Esto

es conociendo a cada momento el valor de las pérdidas de potencia en los diferentes puntos del sistema, entonces se puede calcular para cada instante el valor de las pérdidas de energía, y luego las pérdidas del mes se calculan de la siguiente forma:

$$P_{\text{ENERGIA}} = \sum_{j=1}^m \sum_{k=1}^n P_{Lkj} \Delta T_{kj} \quad [\text{MWh/MES}]$$

Donde:

$P_{\text{ENERGIA}}$  : Pérdidas de Energía [MWh/MES]

$P_{Lkj}$  : Pérdidas de potencia del sistema en el intervalo  
kj [MW]

$\Delta T_{kj}$  : Intervalo de tiempo (1 hora).

n : Número de horas del día.

m : Número de días del mes.

- **Método 2: Utilizando el factor de pérdidas**

Las pérdidas de energía del mes también se pueden estimar a partir del valor de pérdidas de potencia que se presenta en el momento de la demanda máxima y multiplicando por el factor de pérdidas del día de

demanda máxima del mes; y se calculan de la siguiente forma:

$$P_{\text{ENERGIA}} = P_{\text{LMAX}} \times F_p \times T \quad [\text{MWh/MES}]$$

Donde:

$P_{\text{ENERGIA}}$  : Pérdidas de energía [MWh]

$P_{\text{LMAX}}$ : Pérdidas de potencia que se presentan en la condición de demanda máxima [MW].

$F_p$ : Factor de pérdidas del sistema en el mes en estudio.

$T$ : Número de horas del mes

### 2.3.1.3. Pérdidas de potencia

Se realizó el cálculo de las pérdidas de potencia bajo los criterios mencionados anteriormente; es decir, en diferentes condiciones de carga del sistema (máxima, mínima, niveles intermedios en los cuales se varíen los niveles de entrega, generación o intercambio) en el programa Power World 9.0 proporcionado por la facultad a través de los laboratorios de simulación. En la figura 2.2 del anexo 2 se muestra el diseño del sistema

de subtransmisión de EMELORO realizado en este programa, el mismo que es utilizado para analizar todos los flujos de carga necesarios para la obtención de las pérdidas de potencia. Se toman un total de 144 condiciones diferentes de carga en el sistema de 69 kV del año 2004, las cuales se escogen con los siguientes criterios:

- Ubicar las horas de demanda máxima y mínima del año 2004. Las otras condiciones restantes deben ser intermedias, de tal manera que se encuentren dentro del rango de demanda máxima y mínima.
  
- Ninguna de las horas escogidas debe presentar anomalía en el funcionamiento del sistema, lo que quiere decir que no se presenten fallas no programadas, o errores en las mediciones.

Tomando en cuenta todos estos criterios se procedió a analizar los flujos de carga para todas las condiciones, y los resultados obtenidos se los presenta en la tabla 2.2 en el anexo 1.

Con los datos de demanda y sus respectivas pérdidas para cada condición de carga se ajusta la curva, que se muestra en la figura 2.3 del anexo 2, al comportamiento de estos valores y mediante la cual se determina la ecuación de segundo orden en la que expresa las pérdidas de potencia en función de la demanda, obteniéndose un modelo de la forma:

$$P_{\text{erdidias}} = C_1 + C_2 P_D + C_3 P_D^2$$

Donde:

$P_D$ : Demanda total de sistema.

$C_1$ : -0,57218

$C_2$ : 0,0120012

$C_3$ : 0,0002965

Las pérdidas en vacío de los transformadores como se dijo en la metodología se las considera constantes ya que dependen de el voltaje y no de la carga, y en estos sistemas los valores de tensión en general están cerca del valor nominal. Este valor total de las pérdidas en vacío de los transformadores de poder es:

$P_{VACIO} = 0,21858 \text{ MW}$ ; luego tendríamos que:

$$P_{V+C1} = P_{VACIO} + C_1 = -0,3536002$$

Por lo tanto, la ecuación final que se obtiene es:

$$P_{\text{erdidias}} = P_{V+C1} + C_2 P_D + C_3 P_D^2$$

Donde:

$P_D$ : Demanda total de sistema.

$P_{V+C1}$ : -0.3536002

$C_2$ : 0.0120012

$C_3$ : 0.0002965

Con el uso de este modelo polinómico de segundo orden y con los datos de mediciones de demanda total del sistema proporcionados por la empresa para realizar este trabajo, se proceden a evaluar las pérdidas para cada mes del año 2004, los resultados obtenidos de los respectivos cálculos se muestran en la tabla 2.3 del anexo 1, y su resumen se presenta a continuación:

**TABLA 2 – 01**  
**RESUMEN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL SISTEMA DE**  
**SUBTRANSMISIÓN**

<b>MES</b>	<b>Dmáx. [MW]</b>	<b>PERDIDAS DE POTENCIA [MW]</b>		<b>%</b>
Enero	81,6	Máx.	2,600	3,186
		Min.	0,549	0,673
		Intermedias	1,032	1,265
Febrero	79,8	Máx.	2,492	3,123
		Min.	0,677	0,848
		Intermedias	1,184	1,484
Marzo	82,16	Máx.	2,634	3,206
		Min.	0,609	0,741
		Intermedias	1,139	1,386
Abril	84,2	Máx.	2,759	3,277
		Min.	0,645	0,766
		Intermedias	1,154	1,371
Mayo	83,64	Máx.	2,724	3,257
		Min.	0,637	0,762
		Intermedias	1,145	1,369
Junio	82,47	Máx.	2,653	3,217
		Min.	0,603	0,731
		Intermedias	1,03	1,249
Julio	81,69	Máx.	2,605	3,189
		Min.	0,545	0,667
		Intermedias	0,964	1,180
Agosto	81,90	Máx.	2,618	3,197
		Min.	0,546	0,667
		Intermedias	0,965	1,178
Septiembre	80,82	Máx.	2,553	3,159
		Min.	0,564	0,698
		Intermedias	1,022	1,265
Octubre	80,88	Máx.	2,557	3,161
		Min.	0,576	0,712
		Intermedias	1,06	1,311
Noviembre	81,54	Máx.	2,596	3,184
		Min.	0,625	0,767
		Intermedias	1,091	1,338
Diciembre	83,65	Máx.	2,725	3,258
		Min.	0,729	0,871
		Intermedias	1,296	1,549

En la tabla se puede ver el total de pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión de EMELORO de los días de demanda máxima, para la demanda pico de cada mes del año 2004 con su correspondiente porcentaje de pérdidas de potencia en relación con la demanda máxima mensual, valores que fueron proporcionados por el departamento de planificación de EMELORO para la realización de este proyecto de tesis.

#### **2.3.1.4. Pérdidas de Energía**

Para el cálculo de las pérdidas de energía en el sistema de subtransmisión se utilizaron los métodos anteriormente explicados, y con los cuales se obtuvieron los siguientes resultados:

➤ **Método 1:**

***Integración de las pérdidas de potencia calculadas.***

Realizando los cálculos respectivos de acuerdo al método explicado, se obtienen las pérdidas de energía de cada mes las cuales se presentan en la siguiente tabla:

**TABLA 2 – 02**  
**RESUMEN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA**  
**DE SUBTRANSMISIÓN**

<b>MES</b>	<b>ENERGIA DISPONIBLE (MWh)</b>	<b>PÉRDIDAS DE ENERGÍA (MWh)</b>	<b>%</b>
Enero	39.732,32	768,16	1,93
Febrero	39.289,11	814,51	2,07
Marzo	42.567,20	840,04	1,97
Abril	40.062,41	822,80	2,05
Mayo	41.616,74	841,57	2,02
Junio	37.005,06	731,53	1,98
Julio	36.632,44	709,44	1,94
Agosto	37.368,87	707,78	1,89
Septiembre	37.368,87	726,57	1,94
Octubre	39.842,00	699,98	1,76
Noviembre	38.220,74	877,72	2,30
Diciembre	43.240,46	942,33	2,18

En la tabla se puede ver el total de pérdidas de energía en el sistema de subtransmisión de EMELORO en cada uno de los meses del año 2004 con su respectivo porcentaje de pérdidas de energía en relación con el total de energía disponible de la empresa en cada mes; y por lo tanto se obtuvo aproximadamente un valor total de 9.482,43 [MWh/AÑO] en pérdidas de energía en el año 2004.

➤ **Método 2:**

***Utilizando el factor de pérdidas***

Si tomamos como ejemplo el mes de Noviembre 2004 para calcular las pérdidas de energía con este método, para el cual se utiliza el factor de pérdidas para el día de demanda máxima de este mes y cuyo valor es 0,486; entonces tenemos:

$$\underline{\text{Pérdidas totales}} = 897,18 \text{ [MWh/MES]}$$

$$\underline{\% \text{ de pérdidas de energía}} = 2,35$$

Como se puede ver las pérdidas de energía en el sistema de subtransmisión de EMELORO en este mes son 897,18 [MWh/MES], que representan un 2,35% del total de energía disponible de la empresa del mes; y por lo tanto se tendría aproximadamente un total de 10.766,13 [MWh/AÑO] de pérdidas de energía.

➤ **Comparación de métodos:**

Por último se realiza una comparación de los dos métodos aplicados para el cálculo de pérdidas de energía, y que se muestra a continuación:

**TABLA 2 – 03**  
**COMPARACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA**

	<b>Método 1</b>	<b>Método 2</b>	<b>Diferencia</b>
<b>%</b>	2,30	2,35	0,05

Mediante lo anteriormente expuesto nos podemos dar cuenta que la diferencia entre los dos métodos es 0,05 puntos; lo cual nos indica que ambos métodos son aceptables para realizar el cálculo de las pérdidas de energía en el sistema de subtransmisión de EMELORO.

▪ **Proyección de las pérdidas de potencia y energía.**

A continuación procederemos a proyectar las pérdidas para el mes de septiembre de 2005, debido a que en este mes se determina las pérdidas para las demás etapas funcionales, esto se realiza con el objetivo de tener los datos más actualizados de todo el sistema.

Los valores referenciales de potencia y energía que se utilizarán para el cálculo de porcentaje son los siguientes:

	<b>SEPTIEMBRE/2005</b>
DEMANDA MAXIMA (kW)	84.546,00
ENERGIA DISPONIBLE (MWh/MES)	41.554,96

Basándose en el criterio anteriormente expuesto y con la ayuda tanto de la ecuación obtenida de la curva de Pérdidas vs. Demanda como de la demanda máxima del mes de septiembre de 2005, se determinan las pérdidas de potencia para dicho mes. La ecuación utilizada es:

$$P_{\text{POT}} = C_1 + C_2 P_D + C_3 P_D^2$$

Donde:

$P_{\text{POT}}$ : Pérdidas de potencia [MW]

$P_D$ : Demanda máxima del mes [MW].

$C_1$ : -0.3536002

$C_2$ : 0.0120012

$C_3$ : 0.0002965

Con la demanda máxima del mes de septiembre que corresponde a 84,546 [MW], se obtienen unas pérdidas de potencia de 2,78 [MW] que representan el 3,29% de la demanda máxima.

Por último, de la curva del día de demanda máxima de septiembre, la cual se presenta en la figura 2.4 del anexo 2, se obtiene el factor de pérdidas, el cual tiene el

valor de 0,493; y con las pérdidas de potencia se calculan las pérdidas de energía del mes con la siguiente expresión:

$$E = F_p \times P \times 720 \quad [\text{MWh/MES}]$$

Entonces las pérdidas de energía para el mes de septiembre de 2005 son 986,79 [MWh/MES], que representan un 2.37% de la energía disponible mensual.

### **2.3.2. Cálculo de Pérdidas de las líneas primarias**

El sistema actual de Emeloro tiene 48 líneas primarias, y en nuestro estudio tomaremos una muestra, de acuerdo a la información disponible que nos facilitó la empresa, las mismas que serán seleccionadas en base a los parámetros del calibre del conductor, tipo de conductor y longitud de la troncal de la línea primaria; las cuales incluirán las áreas urbanas y rurales del sistema de EMELORO.

#### **2.3.2.1. Consideraciones e Información técnica necesaria y disponible**

En el cálculo de las pérdidas técnicas en líneas primarias se debe tomar en consideración varios

parámetros e información disponible de cada uno de los alimentadores que constituyen el sistema de líneas primarias, los cuales son los siguientes:

- Identificación y configuración típica de las líneas primarias de acuerdo a las zonas en donde abastecen de energía eléctrica, es decir cuales y cuantos son los alimentadores en las áreas urbanas y rurales del sistema de concesión de EMELORO.
- Las características técnicas de los alimentadores de muestra tales como: tipo y calibre de los conductores, longitud total del alimentador, resistencia, así como la capacidad de los transformadores de distribución tanto propios como privados y la demanda máxima del alimentador.
- Los diagramas reales de las líneas primarias de la muestra, los que serán actualizados en el programa DPA/G (Distribution Primary Analysis and Graphics), que es propiedad de la empresa, para realizar el respectivo análisis de flujo de potencia, y determinar las pérdidas.

➤ Los planos reales de los alimentadores a estudiar dibujados en el programa Autocad, ya que en el DPA/G el ingreso de datos requiere que se vaya construyendo el circuito ingresando coordenadas “X” y “Y” en cada tramo que existan cambios geográficos o cambios de calibre de conductor. También se debe ingresar las coordenadas de ubicación de equipos como transformadores, capacitores o seccionadores con sus respectivas características técnicas, las cuales se encuentran en una base de datos del programa. Esta forma de ingreso de datos da como resultado que el circuito se vaya dibujando tal como es en realidad, como se puede apreciar en los gráficos del anexo 2. La contraparte de tener la figura real del circuito se presenta en el momento de ingresar las coordenadas ya que se las debe obtener una por una de los planos dibujados en Autocad debido a que la versión del DPA/G que tiene EMELORO es muy anticuada y no permite una migración directa de datos. Este inconveniente trae consigo que el ingreso de datos de un alimentador al DPA/G tome semanas o incluso meses, dependiendo del tamaño del alimentador y sus características.

➤ Debido a que no existía la suficiente información actualizada en planos de la mayoría de alimentadores se procedió a trabajar con los planos mas actuales que se tenía a los cuales se procedió a actualizar en la base de datos del DPA/G la cual también presentaba problemas de actualización.

### **2.3.2.2. Metodología de cálculo**

En la determinación de las pérdidas de potencia en el sistema de líneas primarias se toma una muestra de los alimentadores del sistema; luego se realiza un análisis de flujo de carga a dichos alimentadores en el programa D.P.A/G. (Distribution Primary Analysis and Graphics), y los resultados de la muestra son extrapolados a todo el sistema de distribución primaria, para posteriormente obtener las pérdidas de energía.

#### **Cálculo de pérdidas de potencia.**

Para obtener las pérdidas de potencia de las líneas primarias de la muestra, se realiza el siguiente procedimiento:

- Se selecciona los alimentadores, tanto urbanos como rurales, que serán la muestra de nuestro análisis.
- Se procede a correr flujo de potencias, en el programa D.P.A/G., de los alimentadores seleccionados, a las horas de demanda máxima.

### **Extrapolación al sistema total.**

Para extrapolar las pérdidas de potencia de los alimentadores de la muestra a todo el sistema se realiza el siguiente procedimiento:

- A cada una de las líneas primarias de la muestra se le calcula un factor en función de la potencia de pérdidas, la potencia de demanda máxima al cuadrado y la longitud de la línea, utilizando la expresión:

$$K_L = \frac{P_{LINEA}}{(P_{DEM.MAX})^2 \times L}$$

Donde:

$K_L$ : Factor de la línea primaria.

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

$P_{DEM.MAX}$ : Potencia máxima de la línea primaria

L: Longitud de la línea primaria.

➤ Se agrupan las líneas primarias de la muestra de acuerdo a la categoría de urbano y rural, y en cada grupo se determina un factor promedio.

➤ Con la demanda máxima, la longitud y el factor de cada grupo de líneas, se determina las pérdidas de potencia para el resto de líneas, y con ello se obtiene las pérdidas del sistemas total de líneas primarias, utilizando la expresión:

$$P = \sum_{k=1}^n (P_{DEM.MAX \ k})^2 \times L_k \times K_{L_{promedio}} \quad [kW]$$

Donde:

P: Pérdidas de potencia en las líneas primarias

$P_{DEM.MAX \ k}$ : Potencia máxima de la línea primaria k

$K_{L \ promedio}$ : Factor de la línea primaria promedio del grupo.

$L_k$ : Longitud de la línea primaria k.

n: Número de líneas primarias

### **Cálculo de pérdidas de energía.**

Una vez calculadas las pérdidas de potencia de todo el sistema de líneas primarias, se obtiene el valor de las pérdidas de energía utilizando los valores de las pérdidas de potencia para demanda máxima y el factor de pérdidas.

El factor de perdidas se lo obtiene de la curva de carga de cada línea primaria, las cuales fueron proporcionadas por la empresa.

Entonces el valor de las perdidas de energía para el sistema total de líneas primarias se calcula mediante la siguiente expresión:

$$E = \frac{\sum_{K=1}^n F_{PK} P_k \times 720}{1000} \quad [\text{MWh/MES}]$$

Donde:

E: Pérdidas de energía del mes de Septiembre/2005.

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

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

n: Numero de líneas primaria.

### **2.3.2.3. Pérdidas de potencia**

Para determinar las pérdidas de potencia en las líneas primarias se requiere los diagramas unifilares de los alimentadores de muestra, así como toda la información técnica necesaria tal como se indicó anteriormente.

Debido a que la empresa no contaba con esta actualización de datos de los alimentadores seleccionados se realizó la actualización de los mismos con información disponible de levantamientos hechos con la ayuda del personal de la empresa, y que fueron utilizados para realizar este estudio.

Luego con todos los datos disponibles se procedió a actualizar los alimentadores de muestra Sucre, Barrios del Sur, Autoridad Portuaria y Ceteoro para el área urbana, así como los alimentadores Santa Rosa y Barbones Tendales para el área rural; en la base de datos del programa DPA/G.

Por último se procedió a realizar el análisis de flujo de carga, con el cual se obtuvo las pérdidas de potencia en cada alimentador de muestra. Los datos emitidos por el

programa DPA/G se presentan en el anexo 1, y los resultados de las pérdidas de potencia se muestran en las siguientes tablas:

**TABLA 2 – 04**

**PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS ALIMENTADORES DE  
MUESTRA TIPO URBANO**

ALIMENTADOR	DEM. MAX (kW)	LONG. (Km)	PERD. POT (kW)
SUCRE	3230,20	5,06	77,06
BARRIO SUR	3168,00	20,19	86,84
AUTOR. PORTUARIA	2175,90	4,12	21,10
CETEORO	2875,60	4,94	29,48
		<b>TOTAL</b>	<b>214,48</b>

**TABLA 2 – 05**

**PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS ALIMENTADORES DE  
MUESTRA TIPO RURAL**

ALIMENTADOR	DEM. MAX (kW)	LONG. (Km)	PERD. POT (kW)
SANTA ROSA	1076,50	42,80	27,49
BARB. TENDALES	1854,30	24,00	24,52
		<b>TOTAL</b>	<b>52,02</b>

▪ **Extrapolación de las pérdidas de potencia.**

Para extrapolar las pérdidas de potencia de las líneas primarias de la muestra a todo el sistema se realiza el

procedimiento anteriormente descrito. A continuación se muestran los resultados obtenidos.

**TABLA 2 – 06**  
**PERDIDAS DE POTENCIA EN LOS ALIMENTADORES TIPO**  
**URBANO.**

<b>URBANO</b>	<b>ALIMENTADOR (muestra)</b>	<b>DEM. MAX (kW)</b>	<b>PERD. POT (kW)</b>	<b>LONG. (Km)</b>	<b>KL</b>
	<b>SUCRE</b>	3.230,20	77,06	5,06	1,460E-06
	<b>BARRIO SUR</b>	3.168,00	86,84	20,19	1,429E-07
	<b>AUTORIDAD PORTUARIA</b>	2.175,90	21,10	4,12	3,609E-07
	<b>CETEORO</b>	2.875,60	29,48	4,94	2,405E-07
		<b>(A).</b>	<b>214,48</b>	<b>(PROM)</b>	<b>5,510E-07</b>
	<b>ALIMENTADOR</b>	<b>DEM. MAX (kW)</b>	<b>PERD. POT (kW)</b>	<b>LONG. (Km)</b>	<b>KL (PROM)</b>
	18 de Octubre	3.978,90	203,06	7,76	5,510E-07
	Boyaca	1.888,50	22,15	3,76	5,510E-07
	Bolivar (Machala)	3.106,80	78,81	4,94	5,510E-07
	Emproro	3.428,20	115,00	17,76	5,510E-07
	Expreso 1	1.401,10	3,15	2,91	5,510E-07
	Expreso 2	3.287,30	18,40	3,09	5,510E-07
	Machala	1.664,30	28,89	6,31	5,510E-07
	Madero Vargas	4.876,70	262,11	20,00	5,510E-07
	Malecon	4.692,20	240,59	19,83	5,510E-07
	Olmedo	2.472,30	103,34	30,69	5,510E-07
	Pasaje	3.350,20	388,17	62,77	5,510E-07
	Tnte. Cordovez	2.314,10	90,64	10,24	5,510E-07
	Unioro	4.089,00	267,30	29,02	5,510E-07
Arizaga	2.372,40	48,35	15,59	5,510E-07	
Puerto Bolivar	3.677,80	131,46	5,88	5,510E-07	
Bolivar-Sta. Rosa	1.826,40	56,43	30,71	5,510E-07	
	<b>(B).</b>	<b>2057,85</b>			

**TABLA 2 – 07**  
**PERDIDAS DE POTENCIA EN LOS ALIMENTADORES TIPO**  
**RURAL.**

RURAL	ALIMENTADOR (muestra)	DEM. MAX (kW)	PERD. POT (kW)	LONG. (Km)	KL
	SANTA ROSA	1.076,50	27,49	42,80	1,848E-07
	BARBONES TENDALES	1.854,30	24,52	24,00	9,906E-08
		<b>(C).</b>	<b>52,02</b>	<b>(PROM)</b>	<b>1,419E-07</b>
	ALIMENTADOR	DEM. MAX (kW)	PERD. POT (kW)	LONG. (Km)	KL (PROM)
	Torata	371,30	0,23	11,79	1,419E-07
	Arenillas	1.401,50	7,46	8,92	1,419E-07
	Balao	1.569,55	6,41	18,34	1,419E-07
	Ponce Enrriquez	1.015,80	3,94	8,96	1,419E-07
	Portovelo	1.008,50	5,07	35,10	1,419E-07
	Cambio - Tillales	3.679,90	47,71	24,82	1,419E-07
	Bella Rica	1.461,60	7,21	23,79	1,419E-07
	Bellavista Avanz.	829,50	7,89	80,79	1,419E-07
	Chacras -Huaqu.	1.374,82	6,07	7,54	1,419E-07
	Cien Familias	1.238,20	8,24	12,63	1,419E-07
	Cordon fronteriz	1.082,20	8,69	52,27	1,419E-07
	Cuca - Pitahaya	439,04	0,68	8,26	1,419E-07
	El Carmen	3.146,00	55,68	13,21	1,419E-07
	Guabo	2.365,30	65,89	82,98	1,419E-07
	Piñas	1.988,50	34,18	60,91	1,419E-07
Puerto Jely	1.498,90	11,23	11,74	1,419E-07	
Tenguel	105,10	0,02	3,44	1,419E-07	
Zaruma	2.064,50	40,94	67,68	1,419E-07	
Telegr.-Chacras	303,95	0,35	27,04	1,419E-07	
La Cadena	472,70	1,11	11,69	1,419E-07	
Rio Bonito	726,72	0,91	4,05	1,419E-07	
Balsas	1028,80	3,76	8,35	1,419E-07	
Piedras	649,70	1,70	9,48	1,419E-07	
Atahualpa	920,40	3,55	29,55	1,419E-07	
	<b>(D).</b>	<b>328,92</b>			

**TABLA 2 – 08**  
**RESUMEN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS**  
**ALIMENTADORES.**

SUBTOTAL (A).	214,48
SUBTOTAL (B).	2.057,85
SUBTOTAL (C).	52,02
SUBTOTAL (D).	328,92
<b>PERDIDAS TOTALES (kW)</b>	<b>2.653,27</b>
<b>% DE PERDIDAS POTENCIA</b>	<b>3,14</b>

De la tabla tenemos que el total de pérdidas de potencia en el sistema de EMELORO son 2.653,27 [kW]; y que corresponden al 3,14% de la demanda máxima mensual de la empresa.

#### **2.3.2.4. Pérdidas de energía**

Con el valor total de las pérdidas de potencia de los alimentadores, se procede a calcular las pérdidas de energía aplicando la metodología descrita en puntos anteriores, y con la que se obtienen los resultados correspondientes a las pérdidas de energía en las líneas primarias las mismas que se presenta a continuación:

**TABLA 2 – 09**  
**PERDIDAS DE ENERGÍA EN LOS ALIMENTADORES**  
**TIPO URBANO.**

URBANO	<b>ALIMENTADOR (muestra)</b>	<b>F<sub>p</sub></b>	<b>PERDIDAS POTENCIA (kW)</b>	<b>PERDIDAS ENERGIA (MWh/MES)</b>
	<b>SUCRE</b>	0,48	77,06	26,577
	<b>BARRIO SUR</b>	0,43	86,84	26,823
	<b>AUTORIDAD PORTUARIA</b>	0,69	21,10	10,528
	<b>CETEORO</b>	0,50	29,48	10,548
		<b>(A).</b>	<b>214,48</b>	<b>74,477</b>
	<b>ALIMENTADOR</b>	<b>F<sub>p</sub></b>	<b>PERDIDAS POTENCIA (kW)</b>	<b>PERDIDAS ENERGIA (MWh/MES)</b>
	18 de Octubre	0,49	203,06	71,056
	Boyaca	0,51	22,15	8,116
	Bolivar (Machala)	0,50	78,81	28,202
	Emproro	0,59	115,00	48,687
	Expreso 1	0,45	3,15	1,029
	Expreso 2	0,30	18,40	3,934
	Machala	0,55	28,89	11,440
	Madero Vargas	0,54	262,11	101,341
	Malecon	0,44	240,59	76,738
	Olmedo	0,34	103,34	25,075
	Pasaje	0,49	388,17	137,504
	Tnte. Cordovez	0,42	90,64	27,148
	Uniro	0,25	267,30	48,500
Arizaga	0,35	48,35	12,011	
Puerto Bolivar	0,48	131,46	45,622	
Bolívar-Sta. Rosa	0,47	56,43	19,016	
	<b>(B).</b>	<b>2057,85</b>	<b>665,419</b>	

**TABLA 2 – 10**  
**PERDIDAS DE ENERGÍA EN LOS ALIMENTADORES**  
**TIPO RURAL.**

<b>RURAL</b>	<b>ALIMENTADOR (muestra)</b>	<b>F<sub>p</sub></b>	<b>PERDIDAS POTENCIA (kW)</b>	<b>PERDIDAS ENERGIA (MWh/MES)</b>
	<b>SANTA ROSA</b>	0,645	27,49	12,768
	<b>BARBONES TENDALES</b>	0,324	24,52	5,720
	<b>(C).</b>		<b>52,02</b>	<b>18,488</b>
	<b>ALIMENTADOR</b>	<b>F<sub>p</sub></b>	<b>PERDIDAS POTENCIA (kW)</b>	<b>PERDIDAS ENERGIA (MWh/MES)</b>
	Torata	0,335	0,23	0,056
	Arenillas	0,307	7,46	1,649
	Balao	0,416	6,41	1,918
	Ponce Enríquez	0,469	3,94	1,330
	Portovelo	0,843	5,07	3,075
	Cambio - Tillales	0,499	47,71	17,140
	Bella Rica	0,487	7,21	2,529
	Bellavista Avanz.	0,487	7,89	2,766
	Chacras -Huaqu.	0,375	6,07	1,641
	Cien Familias	0,467	8,24	2,771
	Cordón fronterizo	0,498	8,69	3,114
	Cuca - Pitahaya	0,358	0,68	0,175
	El Carmen	0,379	55,68	15,194
	Guabo	0,448	65,89	21,253
	Piñas	0,375	34,18	9,228
	Puerto Jely	0,457	11,23	3,695
	Tenguel	0,294	0,02	0,003
	Zaruma	0,598	40,94	17,625
	Telegraf-Chacras	0,442	0,35	0,113
	La Cadena	0,301	1,11	0,241
	Rio Bonito	0,441	0,91	0,289
	Balsas	0,436	3,76	1,181
	Piedras	0,382	1,70	0,468
	Atahualpa	0,412	3,55	1,054
	<b>(D).</b>		<b>328,92</b>	<b>108,509</b>

**TABLA 2 – 11**  
**RESUMEN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS**  
**ALIMENTADORES.**

SUBTOTAL (A).	74,48
SUBTOTAL (B).	665,42
SUBTOTAL (C).	18,49
SUBTOTAL (D).	108,51
<b>PERDIDAS TOTALES (MWh/MES)</b>	<b>866,89</b>
<b>% DE PERDIDAS DE ENERGÍA</b>	<b>2,09</b>

De la tabla se tiene que el total de pérdidas de energía en las líneas primarias que alimentan al sistema de distribución secundario de EMELORO es de 866,89 [MWh/MES], que representan un 2,09% del total de energía disponible mensual de la empresa; y por lo tanto se tendría aproximadamente un total de 10.402,72 [MWh/AÑO] de pérdidas de energía.

### **2.3.3. Cálculo de Pérdidas de los transformadores de distribución**

En la determinación de las pérdidas de los transformadores de distribución se toma una muestra representativa de los transformadores del sistema, a los cuales se les calcula las pérdidas de potencia; y los resultados de la muestra son extrapolados a todo el sistema de los transformadores de distribución de EMELORO.

### **2.3.3.1. Consideraciones e Información técnica necesaria y disponible.**

Para determinar las pérdidas en los transformadores de distribución se considera lo siguiente:

- Levantamiento físico; es decir que se debe tener identificado la cantidad, capacidad instalada y fases de los transformadores que pertenecen a cada alimentador y que alimentan a cada red secundaria.
  
- Factor de utilización; los transformadores de distribución en realidad no trabajan a su capacidad nominal, puesto que todos los usuarios no tienen las mismas costumbres. Para determinar que porcentaje de la capacidad se ha usado en el caso de máxima demanda se emplea el factor de utilización ( $F_u$ ), el cual es la relación entre la demanda pico del transformador y la potencia nominal del mismo. El factor de utilización se determina con la siguiente formula:

$$F_u = \frac{\text{Demanda pico del transformador}}{\text{Potencia nominal del transformador}}$$

➤ En este análisis se presentó el caso de no poder realizar mediciones en los transformadores, debido al tiempo que conlleva colocar registradores de demanda en los transformadores de cada uno de los alimentadores de muestra durante un periodo de tiempo determinado, lo cual no es factible para un estudio de tesis. Por lo tanto se calcula el factor de utilización de cada alimentador, para esto la empresa EMELORO nos proporcionó registros de demanda máxima ( $kVA_{MAX}$ ) y capacidad total instalada en transformadores de distribución, tanto propios como privados, de cada alimentador. Se entiende que todos los transformadores del alimentador al que pertenecen tienen el mismo factor de utilización, y se lo determina de la siguiente manera:

$$Fu = \frac{\text{Demanda máxima del alimentador}}{\text{Capacidad total instalada en el alimentador}}$$

➤ Se escogen transformadores ubicados en las líneas primarias de muestra, adicionando el alimentador TORATA al grupo de alimentadores rurales dada la facilidad que nos brindó la empresa para obtener información sobre este alimentador.

➤ Información de las características técnicas de los transformadores de distribución, es decir su capacidad, fases, relación de transformación, y las pérdidas de cobre nominal y de vacío, que son obtenidos de protocolos de prueba utilizados en la empresa, y que se presentan en la tabla 2 – 12.

**TABLA 2 – 12**  
**CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS**  
**TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN**

<b>kVA</b>	<b>FASES</b>	<b>REL/TRANSF.</b>	<b>P<sub>O</sub> (kW)</b>	<b>P<sub>CU</sub> (kW)</b>
3	1	7620/120-240	0,015	0,045
5	1	7620/120-240	0,030	0,098
7,5	1	7620/120-240	0,044	0,149
10	1	7620/120-240	0,058	0,199
15	1	7620/120-240	0,075	0,272
20	1	7620/120-240	0,083	0,342
25	1	7620/120-240	0,091	0,412
37	1	7620/120-240	0,118	0,604
37,5	1	7620/120-240	0,129	0,609
50	1	7620/120-240	0,133	0,656
75	1	7620/120-240	0,310	0,915
100	1	7620/120-240	0,418	1,092
200	1	7620/120-240	0,760	1,900
30	3	13200/120-208	0,131	0,448
45	3	13200/120-208	0,215	0,612
75	3	13200/120-208	0,203	0,926
90	3	13200/120-208	0,440	1,223
100	3	13200/120-208	0,440	1,223
112,5	3	13200/120-208	0,292	1,370
200	3	13200/120-208	0,760	1,900
300	3	13200/120-208	0,941	2,457
500	3	13200/120-208	1,900	4,750
750	3	13200/120-208	1,900	4,750

### **2.3.3.2. Metodología de cálculo**

Para el cálculo de las pérdidas en los transformadores que alimentan a toda la red secundaria del sistema de concesión de EMELORO seguiremos la metodología descrita a continuación, tanto para las pérdidas de potencia como para las pérdidas de energía.

#### **Calculo de pérdidas de potencia.**

Para obtener las pérdidas de potencia de los transformadores de distribución de la muestra, se realiza el siguiente procedimiento:

➤ Se realiza un levantamiento físico de los transformadores de 4 alimentadores tipo urbano y 3 alimentadores tipo rural del sistema de concesión de EMELORO, los cuales se los ha escogido tomando en cuenta su disponibilidad de ubicación geográfica. Estos alimentadores serán la muestra que se debe tomar para el cálculo de pérdidas de transformadores y su posterior extrapolación al sistema total.

➤ Con la demanda máxima de la línea primaria y la capacidad instalada en los transformadores de distribución del alimentador se determina su factor de utilización:

$$Fu = \frac{kVA_{MAX}}{kVA_{INST.TRANSFORMADORES}}$$

➤ Se obtiene las pérdidas promedio de cobre nominal y de vacío por capacidad de transformador de distribución (los valores se obtienen de los protocolos de prueba de los transformadores que se utilizan en el medio). También se asume que la empresa ha realizado un mantenimiento periódico de los transformadores, de tal forma que no hayan problemas de eficiencia.

➤ Con los valores de pérdidas de vacío y de cobre nominal por capacidad de transformación y el factor de utilización se determinan las pérdidas de potencia de los transformadores de distribución en la muestra de las líneas primarias usando la siguiente expresión:

$$P_{\text{TRAFO}} = \sum_{K=1}^n \left[ P_O + P_{\text{CU}} \times Fu^2 \right]_{5\text{KVA}} + \sum_{K=1}^m \left[ P_O + P_{\text{CU}} \times Fu^2 \right]_{10\text{KVA}} + \dots$$

Donde:

$P_{\text{TRAFO}}$ : Pérdidas de potencia de los transformadores para la demanda máxima [kW].

$P_O$ : Pérdidas de vacío promedio del transformador K.

$P_{\text{CU}}$ : Pérdidas de cobre promedio por capacidad del transformador K.

$Fu$ : Factor de utilización por capacidad del transformador K.

n: Numero de transformadores de 5kVA.

m: Numero de transformadores de 10kVA.

### **Extrapolación al sistema total.**

Para extrapolar las pérdidas de potencia de los transformadores de distribución de la muestra de líneas primarias a todo el sistema se realiza el siguiente procedimiento:

➤ De la muestra de las líneas primarias se determinan dos factores, uno para las pérdidas en vacío y otro para las pérdidas de cobre con las siguientes expresiones:

$$K_{CU} = \frac{P_{CU} \times (kVA_{INST.TRAFO})^2}{(kVA_{MAX})^2} \quad K_O = \frac{P_O}{kVA_{INST.TRAFO}}$$

Donde:

$K_O$ : Factor de Pérdidas en vacío.

$K_{CU}$ : Factor de pérdidas de cobre.

$P_O$ : Pérdidas de vacío de los transformadores en la línea primaria.

$P_{CU}$ : Pérdidas de cobre de los transformadores en la línea primaria

$kVA_{INST.TRAFO}$ : Capacidad instalada en transformadores de distribución en la línea primaria.

$kVA_{MAX}$ : Demanda máxima de la línea primaria.

➤ Se determinan los factores  $K_O$  y  $K_{CU}$  promedio para los transformadores de distribución de las líneas primarias de la muestra, tanto urbanas como rurales

- Se determina el factor de utilización para el resto de alimentadoras con la formula:

$$Fu = \frac{kVA_{MAX}}{kVA_{INST.TRAFO}}$$

- Con la capacidad instalada de transformadores de distribución y los factores de utilización, se calculan las perdidas en los transformadores de todo el sistema con la siguiente expresión:

$$P = \sum_{K=1}^n \left[ K_o (kVA_{INST.}) + K_{cu} (Fu)^2 \right] \quad [kW]$$

Donde:

P: Pérdidas de potencia en los transformadores de todo el sistema.

Ko: Factor de perdidas de vacío.

Kcu: Factor de perdidas de cobre.

kVA<sub>INST.</sub>: Capacidad instalada de transformadores en la alimentadora K.

Fu: Factor de utilización.

n: Numero de líneas primarias.

### **Cálculo de pérdidas de energía.**

Una vez calculadas las pérdidas de potencia de todos los transformadores de distribución, se obtiene el valor de las pérdidas de energía utilizando los valores de las pérdidas de potencia para demanda máxima y el factor de pérdidas, el cual se lo obtiene de la curva de carga de cada línea primaria, las cuales nos proporcionó la misma empresa.

El valor de las pérdidas de energía para el sistema total de los transformadores de distribución se calcula mediante la expresión:

$$E = \frac{\sum_{K=1}^n F_{PK} P_k \times 720}{1000} \quad [\text{MWh/MES}]$$

Donde:

E: Pérdidas de energía del mes de septiembre/2005.

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

$P_K$ : Pérdida de potencia para la demanda máxima del mes en la línea primaria K.

n: Numero de líneas primaria.

### **2.3.3.3. Levantamiento físico**

Para determinar las pérdidas de potencia y de energía de los transformadores de distribución, se procedió a realizar un levantamiento físico de los transformadores característicos de los 4 alimentadores primarios Autoridad Portuaria, Sucre, Barrios del Sur y Ceteoro; de tipo urbano, y de los 3 alimentadores Torata, Santa Rosa y Barbones Tendales; de tipo rural, además se les dio su ubicación física en su respectivo alimentador, es decir se ubicó cada transformador de acuerdo a la fase a la cual se encontraban instalados.

El trabajo de campo realizado correspondiente al levantamiento físico de los transformadores pertenecientes tanto a los alimentadores de muestra tipo urbano como a los rurales se lo presenta en las siguientes tablas:

**TABLA 2 – 13**  
**LEVANTAMIENTO FÍSICO DE LOS TRANSFORMADORES TIPO URBANO**

S/E	ALIMENTADOR	KVA	CANTIDAD			# TOTAL TRAFOS
			FASE A	FASE B	FASE C	
URBANO	SUCRE	10	7	8	5	20
		15	8	9	6	23
		25	12	10	10	32
		37,5	19	16	16	51
		50	15	18	16	49
		75	4	3	3	10
		100	2	0	2	4
		200	0	2	1	3
		30	1	1	1	3
		300	0	1	0	1
		750	0	0	1	1
	BARRIOS DEL SUR	5	2	1	1	4
		7,5	2	0	0	2
		10	16	19	8	43
		15	9	7	9	25
		25	6	4	6	16
		37,5	11	10	15	36
		50	14	9	9	32
		100	1	1	1	3
		200	1	1	0	2
		300	1	0	0	1
		500	0	0	1	1
	AUTORIDAD PORTUARIA	10	1	1	2	4
		15	5	7	6	18
		25	7	8	7	22
		37,5	6	6	10	22
		50	6	10	8	24
		75	2	0	0	2
		100	0	1	2	3
		200	0	1	0	1
	300	3	0	1	4	
	CETEORO	5	0	2	0	2
		7,5	2	1	2	5
		10	8	10	10	28
		15	4	5	5	14
		25	10	15	7	32
		37	1	0	0	1
		37,5	3	5	1	9
		50	4	2	3	9
		75	1	1	0	2
	100	1	0	1	2	

TABLA 2 – 14

## LEVANTAMIENTO FÍSICO DE LOS TRANSFORMADORES TIPO RURAL

S/E	ALIMENTADOR	kVA	CANTIDAD			# TOTAL TRANF
			FASE A	FASE B	FASE C	
RURAL	TORATA	3	2	0	0	2
		5	1	0	2	3
		7,5	1	1	0	2
		10	4	5	5	14
		15	3	4	4	11
		25	3	6	3	12
		37	0	1	0	1
		37,5	1	0	1	2
	50	0	0	1	1	
	SANTA ROSA	3	0	1	0	1
		5	3	4	1	8
		7,5	1	0	0	1
		10	6	8	7	21
		15	13	11	8	32
		25	19	16	18	53
		37,5	4	1	3	8
		50	4	6	6	16
		75	2	0	0	2
		30	0	1	0	1
		45	0	0	1	1
		100	1	0	1	2
		500	0	1	0	1
		750	1	0	0	1
	BARBONES TENDALES	5	2	1	2	5
		7,5	2	0	0	2
		10	5	8	10	23
		15	8	6	10	24
		25	4	8	3	15
		37	1	0	0	1
		37,5	0	1	0	1
		50	1	0	0	1
		300	0	0	1	1
	750	0	1	0	1	

### 2.3.3.4. Pérdidas de potencia

Con todos los datos técnicos de cada alimentador de muestra, y la metodología anteriormente descrita se realiza el cálculo de las pérdidas de potencia en los transformadores, que alimentan al sistema de distribución secundaria, de cada alimentador de la muestra tanto urbano como rural; y cuyos resultados se los presenta en las siguientes tablas.

**TABLA 2 – 15**  
**PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS TRANSFORMADORES DE**  
**MUESTRA TIPO URBANO**

ALIMENTADOR	kVA	TOTAL (n)	n*P <sub>o</sub> (kW)	n*P <sub>cu</sub> Fu <sup>2</sup> (kW)	PERD. POT (kW)
<b>SUCRE</b> <b>FU=0,393520</b>	10	20	1,160	0,616	1,776
	15	23	1,725	0,969	2,694
	25	32	2,912	2,042	4,954
	37,5	51	6,579	4,810	11,389
	50	49	6,517	4,978	11,495
	75	10	3,100	1,417	4,517
	100	4	1,672	0,676	2,348
	200	3	2,280	0,883	3,163
	30	3	0,393	0,208	0,601
	300	1	0,941	0,380	1,321
<b>BARRIOS DEL SUR</b> <b>FU=0,5816</b>	750	1	1,900	0,736	2,636
	5	4	0,120	0,133	0,253
	7,5	2	0,088	0,101	0,189
	10	43	2,494	2,894	5,388
	15	25	1,875	2,300	4,175
	25	16	1,456	2,230	3,686
	37,5	36	4,644	7,416	12,060
	50	32	4,256	7,101	11,357
100	3	1,254	1,108	2,362	

	200	2	1,520	1,285	2,805
	300	1	0,941	0,831	1,772
	500	1	1,900	1,607	3,507
<b>AUTORIDAD PORTUARIA FU=0,43024</b>	10	4	0,232	0,147	0,379
	15	18	1,350	0,906	2,256
	25	22	2,002	1,678	3,680
	37,5	22	2,838	2,480	5,318
	50	24	3,192	2,914	6,106
	75	2	0,620	0,339	0,959
	100	3	1,320	0,679	1,999
	200	1	0,760	0,352	1,112
	300	4	3,764	1,819	5,583
	<b>CETEORO FU=0,9757</b>	5	2	0,060	0,187
7,5		5	0,220	0,709	0,929
10		28	1,624	5,304	6,928
15		14	1,050	3,625	4,675
25		32	2,912	12,551	15,463
37		1	0,118	0,575	0,693
37,5		9	1,161	5,218	6,379
50		9	1,197	5,621	6,818
75		2	0,620	1,742	2,362
100		2	0,836	2,079	2,915

<b>TOTAL</b>	<b>75,603</b>	<b>93,65</b>	<b>169,25</b>
--------------	---------------	--------------	---------------

TABLA 2 – 16

**PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS TRANSFORMADORES DE  
MUESTRA TIPO RURAL**

<b>ALIMENTADOR</b>	<b>KVA</b>	<b>TOTAL (n)</b>	<b>n*P<sub>o</sub> (kW)</b>	<b>n* P<sub>cu</sub> Fu<sup>2</sup> (kW)</b>	<b>PERD. POT (kW)</b>
<b>TORATA FU=0,92746</b>	3	2	0,030	0,077	0,107
	5	3	0,090	0,253	0,343
	7,5	2	0,088	0,256	0,344
	10	14	0,812	2,396	3,208
	15	11	0,825	2,574	3,399
	25	12	1,092	4,253	5,345
	37	1	0,118	0,520	0,638
	37,5	2	0,258	1,048	1,306
	50	1	0,133	0,564	0,697

<b>SANTA ROSA</b> <b>FU=0,22681</b>	3	1	0,015	0,002	0,017
	5	8	0,240	0,040	0,280
	7,5	1	0,044	0,008	0,052
	10	21	1,276	0,225	1,501
	15	32	2,850	0,532	3,382
	25	53	4,823	1,123	5,946
	37,5	8	1,032	0,251	1,283
	50	16	2,128	0,540	2,668
	75	2	0,620	0,094	0,714
	30	1	0,131	0,023	0,154
	45	1	0,215	0,031	0,246
	100	2	0,880	0,126	1,006
	500	1	1,900	0,244	2,144
	750	1	1,900	0,244	2,144
	<b>BARBONES</b> <b>TENDALES</b> <b>FU=0,7423</b>	5	5	0,150	0,270
7,5		2	0,088	0,164	0,252
10		23	1,334	2,522	3,856
15		24	1,800	3,597	5,397
25		15	1,365	3,405	4,770
37		1	0,118	0,333	0,451
37,5		1	0,129	0,336	0,465
50		1	0,133	0,361	0,494
300		1	1,900	2,617	4,517
750		1	1,900	2,617	4,517

<b>TOTAL</b>	<b>30,417</b>	<b>31,65</b>	<b>62,07</b>
--------------	---------------	--------------	--------------

- **Extrapolación de las pérdidas de potencia.**

Una vez obtenidas las pérdidas de potencia de los transformadores pertenecientes a los alimentadores de muestra; se procede a extrapolar los resultados mediante la metodología anteriormente descrita, y así obtener las pérdidas de potencia para el sistema total, los resultados se presentan a continuación:

TABLA 2 – 17

## PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS TRANSFORMADORES TIPO URBANO.

URBANO	ALIMENTADOR (muestra)	kVA INSTAL.	PERD. VACIO (kW)	PERD. COBRE (kW)	PERD. TOTAL (kW)	FU	Ko	Kcu
	SUCRE	8640	29,18	17,72	46,90	0,394	0,003	317,060
	BARRIO SUR	5674	20,55	27,01	47,55	0,582	0,004	150,448
	AUTORIDAD PORTUARIA	5747	16,08	11,31	27,39	0,430	0,003	120,444
	CETEORO	4227	9,80	37,61	47,41	0,976	0,002	84,264
	<b>(A).</b>		<b>75,60</b>	<b>93,65</b>	<b>169,25</b>	<b>(PROM)</b>	<b>0,003</b>	<b>168,054</b>
	ALIMENTADOR	kVA INSTAL.	PERD. VACIO (kW)	PERD. COBRE (kW)	PERD. TOTAL (kW)	FU	Ko PROM.	Kcu PROM.
	18 de Octubre	7419	22,47	61,02	83,49	0,603	0,003	168,054
	Boyaca	3196	9,68	66,41	76,09	0,629	0,003	168,054
	Bolivar(Machala)	8719	26,41	23,64	50,05	0,375	0,003	168,054
	Emproro	8134	24,63	33,78	58,42	0,448	0,003	168,054
	Expreso 1	7127	21,58	7,20	28,78	0,207	0,003	168,054
	Expreso 2	1427,5	4,32	22,74	27,06	0,368	0,003	168,054
	Machala	3887	11,77	38,90	50,67	0,481	0,003	168,054
	Madero Vargas	9123,5	27,63	54,34	81,97	0,569	0,003	168,054
	Malecon	4787	14,50	85,93	100,43	0,715	0,003	168,054
	Olmedo	3987	12,07	74,71	86,79	0,667	0,003	168,054
	Pasaje	5902	17,87	66,85	84,73	0,631	0,003	168,054
	Tnte. Cordovez	3834	11,61	100,01	111,62	0,771	0,003	168,054
	Unioro	8515	25,79	41,16	66,95	0,495	0,003	168,054
Arizaga	7355	22,28	22,17	44,45	0,363	0,003	168,054	
Puerto Bolivar	5336	16,16	86,39	102,55	0,717	0,003	168,054	
Bolivar-Sta.Rosa	7754	23,48	11,42	34,91	0,261	0,003	168,054	
<b>(B).</b>		<b>292,26</b>	<b>796,69</b>	<b>1.088,95</b>				

TABLA 2 – 18

## PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS TRANSFORMADORES TIPO RURAL.

RURAL	ALIMENTADOR (muestra)	kVA INSTAL.	PERD. VACIO (kW)	PERD. COBRE (kW)	PERD. TOTAL (kW)	FU	Ko	Kcu
	TORATA	417	3,45	11,94	15,39	0,927	0,008	25,773
	SANTA ROSA	4944	18,05	3,48	21,54	0,227	0,004	197,500
	BARBONES TENDALES	2657,5	8,92	16,22	25,14	0,742	0,003	53,433
		<b>(C).</b>	<b>30,42</b>	<b>31,65</b>	<b>62,07</b>	<b>(PROM)</b>	<b>0,005</b>	<b>92,235</b>
	ALIMENTADOR	kVA INSTAL.	PERD. VACIO (kW)	PERD. COBRE (kW)	PERD. TOTAL (kW)	FU	Ko PROM.	Kcu PROM.
	Arenillas	2252	11,46	43,14	54,60	0,684	0,005	92,235
	Balao	2670	13,59	48,96	62,56	0,729	0,005	92,235
	Ponce Enriquez	2907,5	14,80	13,30	28,10	0,380	0,005	92,235
	Portovelo	4227	21,52	5,84	27,35	0,252	0,005	92,235
	Cambio - Tillales	8580	43,67	18,80	62,47	0,451	0,005	92,235
	Bella Rica	4712	23,99	10,04	34,03	0,330	0,005	92,235
	Bellavista Avanz.	3911	19,91	5,24	25,15	0,238	0,005	92,235
	Chacras -Huaqu.	3028,5	15,42	17,75	33,16	0,439	0,005	92,235
	Cien Familias	580	2,95	24,86	27,82	0,519	0,005	92,235
	Cordon fronteriz	1322	6,73	55,99	62,72	0,779	0,005	92,235
	Cuca - Pitahaya	1072,5	5,46	7,92	13,38	0,293	0,005	92,235
	El Carmen	3878	19,74	67,26	87,00	0,854	0,005	92,235
	Guabo	7801	39,71	10,02	49,73	0,330	0,005	92,235
	Piñas	5967	30,37	10,88	41,26	0,344	0,005	92,235
Puerto Jely	2710	13,79	34,07	47,87	0,608	0,005	92,235	
Tenguel	3997	20,35	20,58	40,92	0,472	0,005	92,235	
Zaruma	7245	36,88	8,90	45,78	0,311	0,005	92,235	
Telegr.-Chacras	740	3,77	18,79	22,56	0,451	0,005	92,235	
La Cadena	625	3,18	59,70	62,88	0,805	0,005	92,235	
Rio Bonito	160	0,81	27,06	27,87	0,542	0,005	92,235	
Balsas	441	2,24	16,39	18,63	0,422	0,005	92,235	
Piedras	246	1,25	25,66	26,91	0,527	0,005	92,235	
Atahualpa	5967,5	30,38	2,43	32,81	0,162	0,005	92,235	
	<b>(D).</b>	<b>381,98</b>	<b>553,57</b>	<b>935,55</b>				

Luego de realizar los respectivos cálculos de la extrapolación de pérdidas en transformadores se obtiene lo siguiente:

**TABLA 2 – 19**  
**RESUMEN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS**  
**TRANSFORMADORES.**

SUBTOTAL (A).	169,25
SUBTOTAL (B).	1.088,95
SUBTOTAL (C).	62,07
SUBTOTAL (D).	935,55
<b>PÉRDIDAS TOTALES (kW)</b>	<b>2.255,82</b>
<b>% DE PÉRDIDAS POTENCIA</b>	<b>2,67</b>

De la tabla 2 - 19 se tiene que en el sistema total de EMELORO las pérdidas de potencia de los transformadores de distribución que alimentan a los circuitos secundarios se presentan de la siguiente manera: pérdidas en vacío 780,26 [kW], las pérdidas de potencia en cobre nominal son de 1.475,56 [kW]; por lo tanto las pérdidas totales debido a los transformadores de distribución son 2.255,82 [kW].

Luego se determina que las pérdidas porcentuales de potencia para transformadores representan el 2,67% de la potencia de demanda máxima de la empresa.

Además, de acuerdo a su capacidad estas pérdidas varían dependiendo del factor de utilización que tienen como resultado de servir a la carga conectada, haciendo que el transformador sea subutilizado o sobreutilizado.

#### **2.3.3.5. Pérdidas de energía**

Con los valores totales de pérdidas de potencia en transformadores de cada alimentador y su respectivo factor de pérdidas se proceden a calcular las pérdidas de energía de todos los transformadores que pertenecen a los alimentadores tanto urbanos como rurales del sistema EMELORO, y los resultados se muestran a continuación:

**TABLA 2 – 20**  
**PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS TRANSFORMADORES TIPO**  
**URBANO.**

URBANO	ALIMENTADOR (muestra)	F <sub>P</sub>	PÉRDIDAS POTENCIA (kW)	PÉRDIDAS ENERGIA (MWh/MES)
	SUCRE	0,479	46,898	16,174
	BARRIO SUR	0,429	47,554	14,688
	AUTORIDAD PORTUARIA	0,693	27,393	13,668
	CETEORO	0,497	47,409	16,965
		<b>(A).</b>	<b>169,254</b>	<b>61,496</b>
	ALIMENTADOR	F <sub>P</sub>	PÉRDIDAS POTENCIA (kW)	PÉRDIDAS ENERGIA (MWh/MES)
	18 de Octubre	0,486	83,493	29,216
	Boyaca	0,509	76,086	27,884
	Bolívar (Machala)	0,497	50,049	17,909
	Emproro	0,588	58,419	24,732
	Expreso 1	0,454	28,781	9,408
	Expreso 2	0,297	27,065	5,788
	Machala	0,550	50,668	20,064
	Madero Vargas	0,537	81,969	31,693
	Malecon	0,443	100,427	32,032
	Olmedo	0,337	86,787	21,058
	Pasaje	0,492	84,725	30,013
	Teniente Cordovez	0,416	111,623	33,433
	Unioro	0,252	66,951	12,148
	Arizaga	0,345	44,449	11,041
	Puerto Bolivar	0,482	102,551	35,589
	Bolivar (Sta. Rosa)	0,468	34,908	11,762
		<b>(B).</b>	<b>1.088,951</b>	<b>353,771</b>

**TABLA 2 – 21**  
**PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS TRANSFORMADORES TIPO**  
**RURAL.**

RURAL	ALIMENTADOR (muestra)	F <sub>P</sub>	PÉRDIDAS POTENCIA (kW)	PÉRDIDAS ENERGIA (MWh/MES)
	<b>TORATA</b>	0,335	15,387	3,711
	<b>SANTA ROSA</b>	0,645	21,538	10,002
	<b>BARBONES TENDALES</b>	0,324	25,140	5,865
		<b>(C).</b>	<b>62,065</b>	<b>19,578</b>
ALIMENTADOR	F <sub>P</sub>	PÉRDIDAS POTENCIA (kW)	PÉRDIDAS ENERGIA (MWh/MES)	
Arenillas	0,307	54,602	12,069	
Balao	0,416	62,555	18,715	
Ponce - Enríquez	0,466	28,101	9,429	
Portovelo	0,226	27,352	4,451	
Cambio - Tillales	0,499	62,474	22,446	
Bella Rica	0,487	34,029	11,932	
Bellavista Avanz.	0,487	25,146	8,817	
Chacras -Huaquill	0,375	33,163	8,965	
Cien Familias	0,467	27,816	9,349	
Cordon fronterizo	0,498	62,718	22,480	
Cuca - Pitahaya	0,358	13,379	3,453	
El Carmen	0,379	86,999	23,740	
Guabo	0,448	49,728	16,040	
Piñas	0,375	41,259	11,140	
Puerto Jely	0,457	47,869	15,751	
Tenguel	0,294	40,923	8,672	
Zaruma	0,598	45,776	19,709	
Telegrafo-Chacras	0,442	22,558	7,186	
La Cadena	0,301	62,884	13,628	
Rio Bonito	0,441	27,870	8,846	
Balsas	0,436	18,632	5,849	
Piedras	0,382	26,908	7,401	
Atahualpa	0,412	32,807	9,732	
	<b>(D).</b>	<b>935,547</b>	<b>279,800</b>	

**TABLA 2 – 22**  
**RESUMEN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS**  
**TRANSFORMADORES.**

SUBTOTAL (A).	61,50
SUBTOTAL (B).	353,77
SUBTOTAL (C).	19,58
SUBTOTAL (D).	279,80
<b>PÉRDIDAS TOTALES (MWh/MES)</b>	<b>714,65</b>
<b>% DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA</b>	<b>1,72</b>

De la tabla se tiene que el total de pérdidas de energía de los transformadores que alimentan al sistema de distribución secundario de EMELORO es de 714,65 [MWh/MES], que representan un 1,72% del total de energía disponible de la empresa, con lo que se tendría aproximadamente un total de 8.575,74 [MWh/AÑO] de pérdidas de energía.

#### **2.3.4. Cálculo de Pérdidas en circuitos secundarios**

En la determinación de las pérdidas de los circuitos secundarios se toma una muestra que debe ser representativa de los circuitos secundarios pertenecientes a EMELORO, y los resultados de la muestra son extrapolados a todo el sistema de los circuitos secundarios de la empresa.

#### **2.3.4.1. Consideraciones e Información técnica necesaria y disponible**

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

- Diagramas unifilares de los circuitos secundarios de la muestra, modificados de acuerdo a los nodos de carga considerados, incluyendo el punto de arranque en la salida del transformador de distribución y los nodos de carga distribuidos a lo largo del circuito.
- Levantamiento físico; se toma muy en cuenta la configuración de los circuitos secundarios en las áreas urbanas y rurales, así como también el tipo de conductor, calibre, longitud total del circuito, distancias entre postes, número de conductores y los tipos de luminarias con sus características técnicas.
- Los tipos de usuarios conectados a los circuitos según la clasificación del servicio residencial, comercial e industrial y de acuerdo al nivel económico del abonado.

- El consumo de los abonados en un tiempo determinado para luego obtener su promedio mensual.
  
- Como se tienen diferentes tipos de estratos, los factores de carga, pérdida y de potencia no serán los mismos. Por tal motivo la empresa nos proporcionó las curvas de carga para cada tipo de circuito obtenidas de mediciones realizadas en los transformadores de distribución, con las cuales se obtuvo un  $F_c$ ,  $F_p$ , y  $f_p$  promedio para cada estrato y cuyo resultado se lo presenta en la tabla 2 – 23.

**TABLA 2 – 23**

**FACTORES PROMEDIO POR CADA TIPO DE ESTRATO.**

<b>ESTRATO</b>	<b>FACT. CARGA <math>F_c</math></b>	<b>FACT. PERDIDAS <math>F_p</math></b>	<b>FACT. POTENCIA <math>f_p</math></b>
RESID. BAJO	0,654	0,438	0,957
RESID. MEDIO	0,693	0,484	0,932
RESID. ALTO	0,530	0,379	0,947
COM. - INDUST.	0,672	0,510	0,929

- Las características técnicas para los diferentes tipos de luminarias que EMELORO utiliza en todo su sistema de concesión se presentan en la tabla 2 – 24.

**TABLA 2 – 24**  
**CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LUMINARIAS.**

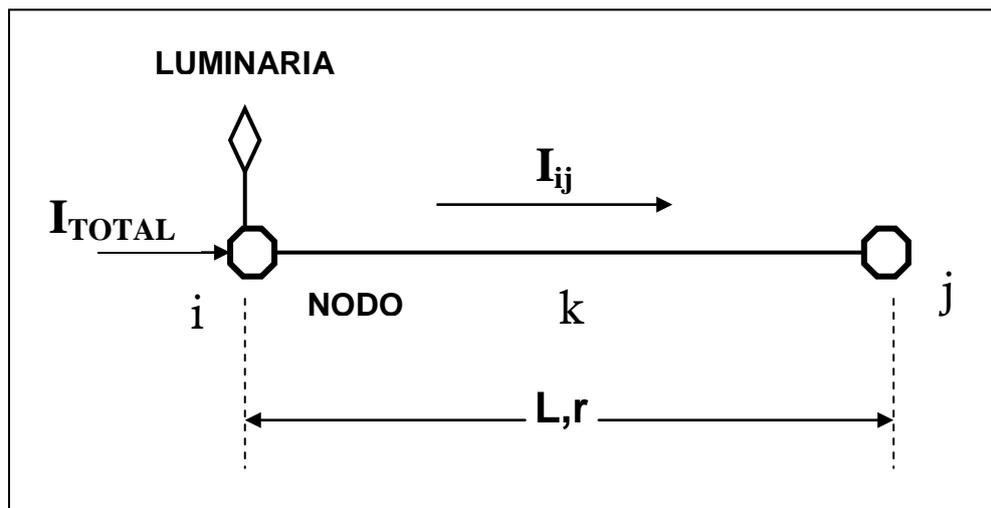
<b>TIPO</b>	<b>POTENCIA NOMINAL (W)</b>	<b>PERDIDAS ACCESOR. (W)</b>	<b>POTENCIA REAL (W)</b>	<b>FACTOR POT. PROM.</b>
<b>MERCURIO</b>	125	39,6	164	0,54
	175	59,2	234,2	0,54
	250	79,8	329,8	0,49
<b>SODIO</b>	70	17,37	87,31	0,35
	100	17,18	117,18	0,89
	150	22,7	172,7	0,89
	250	49,92	299,92	0,9
	400	37,97	437,97	0,88

➤ Por último la consideración mas importante que no podemos olvidar, y en la cual hacemos mucho énfasis se base en lo siguiente; como es conocido que las pérdidas técnicas se producen debido a las corrientes que circulan a través de los conductores del circuito, que constituyen la red, como resultado del consumo de energía por parte de los usuarios y del consumo de las luminarias, ya que estas también forman parte de la carga que tiene que alimentar el circuito secundario.

Lo primordial y correcto que se debe hacer es calcular las pérdidas en cada tramo del circuito secundario debido a la corriente total que circula por el tramo y al

final sumar las pérdidas de cada uno de los tramos, para de esta manera obtener las pérdidas en el circuito secundario; que no es lo mismo a primero calcular las pérdidas debido al consumo de los abonados, luego las pérdidas debido a las luminarias y de ahí proceder a sumarlas, lo cual no es correcto, y que a continuación daremos de forma detallada su explicación.

Consideremos un tramo cualquiera de circuito secundario como el que se muestra en la siguiente figura:



**FIGURA 2 – 01: TRAMO DE CIRCUITO SECUNDARIO**

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. Entonces las pérdidas en este tramo son como se indican a continuación.

Con:

$$I_{ij} = \sum I_M + I_{LUM} + I_{TOTAL} \quad [\text{Amp}]$$

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

Donde:

$\sum I_M$ : Es la suma fasorial de las corrientes máximas debido a los abonados del nodo.

$I_{LUM}$ : Corriente fasorial debido a la luminaria [Amp]

$I_{TOTAL}$ : Corriente fasorial acumulada que viene del tramo anterior [Amp]

Se tiene que las pérdidas debido solo a la luminaria en el tramo  $i, j$  son:

$$P_{LUM} = |I_{LUM}|^2 \times r \times L \quad [W]$$

Las pérdidas debido a los abonados del nodo i, son:

$$P_{ABONi} = \left| \left( \sum I_M \right) \right|^2 \times r \times L \quad [W]$$

Las pérdidas debido a la corriente  $I_{TOTAL}$  son:

$$P_{IT} = |I_{TOTAL}|^2 \times r \times L \quad [W]$$

Por lo que las pérdidas en el tramo k serían:

$$P_K = \left( |I_{LUM}|^2 + \left| \left( \sum I_M \right) \right|^2 + |I_{TOTAL}|^2 \right) \times r \times L \quad [W]$$

Que no es lo mismo a:

$$P_K = \left( |I_{LUM}| + \left| \left( \sum I_M \right) \right| + |I_{TOTAL}| \right)^2 \times r \times L \quad [W]$$

Entonces, por esta explicación no podemos aplicar superposición. Por último debemos indicar que la

corriente  $I_{ij}$ , se convierte en la corriente acumulada  $I_{TOTAL}$  la cual debe ser adicionada a la corriente de la luminaria (sí existe) y a la corriente de los abonados al nuevo poste, con el propósito de calcular las pérdidas en el siguiente tramo.

#### **2.3.4.2. Metodología de cálculo**

Para determinar las perdidas técnicas en los circuitos secundarios se necesita seleccionar una muestra representativa, y que se la determina en base a una selección del tipo de estrato de los abonados. En la determinación de esta muestra que nos servirá para extrapolar los resultados a todo el sistema de EMELORO debemos considerar lo siguiente:

- El grado de error de 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 de tal manera que represente la proporción real que se desea estimar a partir de una muestra

➤ La probabilidad de no ocurrencia (q) dependerá de la probabilidad de ocurrencia (p), y será determinada por  $q=1-p$ .

Para determinar el tamaño de la muestra se utilizará la siguiente ecuación de mercado:

$$n = \frac{Z^2 \left(1 - \frac{\alpha}{2}\right) \times N \times p \times q}{e^2 \times (N - 1) + Z^2 \left(1 - \frac{\alpha}{2}\right) \times p \times q}$$

Donde:

$Z_{(1-\alpha/2)}$  : 1.96 para un grado de confianza  $(1-\alpha)$  del 95%

obtenido de la curva de distribución normal (asumiendo una distribución normal) ;

p: Probabilidad de ocurrencia (50%).

q: Probabilidad de no ocurrencia (50%).

e: Error aceptable.

N: Tamaño del universo.

n : Tamaño de la muestra.

El sistema total de EMELORO tiene 3.995.948 mts de red secundaria que corresponden a 10800 circuitos secundarios los mismos que abastecen de energía a 149.162 abonados de consumo masivo. De esta cantidad total de abonados se tiene que 130.846 son abonados residenciales, 16.914 son abonados comerciales sin demanda y 1.402 son abonados industriales los cuales se encuentran ubicados dentro de los circuitos comerciales; por lo tanto se considera que en todo el sistema solo se tiene circuitos residenciales y circuitos comerciales-industriales. Del total de circuitos secundarios tenemos que el 87,72% son circuitos residenciales, es decir que se tienen 9.474 circuitos secundarios tipo residencial; y solamente un 12,28% del total son circuitos secundarios tipo comercial-industrial, y que corresponden a 1.326 circuitos.

En el presente estudio se clasificó al total de los circuitos residenciales en tres tipos, cada uno depende del nivel de consumo considerado por EMELORO; entonces tenemos en mayor porcentaje los circuitos residenciales de bajo consumo (RESID. BAJO), luego los circuitos

residenciales de consumo medio (RESID. MEDIO) y por último se tienen los circuitos residenciales de consumo alto (RESID. ALTO).

Al total de circuitos residenciales se le aplicó un porcentaje de incidencia en cada tipo de circuito para de esta manera obtener valores estimados de circuitos secundarios por tipo de estrato; una vez realizados los respectivos cálculos se presentan los resultados en la siguiente tabla:

**TABLA 2 – 25**

**DISTRIBUCION DE LOS CIRCUITOS RESIDENCIALES**

<b>NIVEL DE CONSUMO (KWh)</b>	<b>ESTRATO</b>	<b># ABONADOS</b>	<b>INCIDENCIA</b>	<b>CIRCUITOS ESTIMADOS</b>
0 - 100	RESID. BAJO	89.888	68,70%	6.508
101 - 400	RESID. MEDIO	39.142	29,91%	2.834
MAYOR A 400	RESID. ALTO	1.816	1,39%	131
<b>TOTAL</b>		<b>130846</b>	<b>100%</b>	<b>9474</b>

Si el número total de circuitos secundarios que tiene el sistema total de EMELORO es 10.800, entonces procedemos a aplicar la ecuación de mercado anteriormente descrita para determinar la muestra que será objeto de nuestro estudio. Colocando un error

máximo del 10%, el cual no es aconsejable, se obtiene una muestra de 95 circuitos secundarios; y para un error del 5%, considerado como aceptable, obtenemos una muestra de 371 circuitos secundarios, pero esta cantidad de circuitos es muy grande para un estudio como el que estamos realizando ya que se tendría que manejar una información muy voluminosa. Por consiguiente se recomienda que se trabaje con el total de metros de red secundaria y de este valor obtener la cantidad de metros de red que se deben tomar como muestra y luego obtener los circuitos secundarios.

Para fines de este estudio se ha tomado una muestra del 1% de la cantidad total de metros de red secundaria que corresponden a 39.959,48 mts. y luego aplicamos la ecuación de mercado con lo que se obtiene un error inferior al 0,5% así como se puede observar en la tabla 2 – 26.

**TABLA 2 – 26**

**DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA**

<b>UNIVERSO (mt)</b>	<b>MUESTRA (mt)</b>	<b>MUESTRA %ERROR</b>
3.995.948	39.959,48	0,488

Con este valor de error inferior al 0,5% se considera que la muestra tomada es aceptable. Esta cantidad de metros de red en la muestra representan 70 circuitos secundarios, la cual se la distribuyó entre cada uno de los diferentes tipos de estratos que posee el sistema total.

Para realizar esta distribución de los circuitos de muestra se toma muy en cuenta la cantidad total de circuitos secundarios y su porcentaje de incidencia en cada estrato, y así obtener la cantidad de circuitos de cada tipo que corresponden a la muestra, los cuales se presentan en la tabla 2 – 27.

**TABLA 2 – 27**

**DETERMINACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE MUESTRA**

<b>ESTRATO</b>	<b># TOTAL DE ABONADOS</b>	<b>CIRCUITOS SECUND. TOTALES</b>	<b>INCIDENCIA</b>	<b>CIRCUITOS SECUND. MUESTRA</b>
RESID. BAJO	89.888	6.508	60,26%	42
RESID. MEDIO	39.142	2.834	26,24%	18
RESID. ALTO	1.816	131	1,22%	1
COM. - INDUST.	18.316	1.326	12,28%	9
<b>TOTAL</b>	<b>149162</b>	<b>10800</b>	<b>100%</b>	<b>70</b>

### Calculo de pérdidas de potencia.

Para obtener las perdidas de potencia de los circuitos secundarios de la muestra, se realiza el siguiente procedimiento:

➤ A los abonados de los nodos de los circuitos secundarios de la muestra se les establece la energía mensual promedio de los últimos seis meses y se determina la potencia promedio de dichos nodos con la expresión:

$$P_{\text{NODO}} = \frac{\sum_{K=1}^n \text{kWh}_K}{T} \quad [\text{kW}]$$

Donde:

$P_{\text{NODO}}$ : Potencia promedio del nodo debido al consumo de los abonados

$\text{kWh}_K$ : Energía promedio mensual del abonado k.

T: Periodo de tiempo (720 horas).

n: Numero de abonados conectados al nodo.

➤ Con esta potencia promedio por nodo y con los datos de factor de potencia y factor de carga de los abonados de acuerdo al tipo de estrato, el voltaje de baja tensión; se determina la corriente máxima del nodo aplicando la siguiente ecuación:

$$\sum I_M = \frac{P_{\text{NODO}}}{V \times f_p \times f_c} \times 1000 \quad [\text{Amp}]$$

Donde:

$\sum I_M$ : Es la suma fasorial de las corrientes máximas debido a los abonados del nodo.

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

V: Voltaje de baja tensión [V].

$f_p$ : Factor de potencia dependiendo del estrato.

$f_c$ : Factor de carga que depende del estrato, para determinar la máxima corriente.

➤ Se obtiene la corriente de cada luminaria la cual dependerá del tipo de lámpara colocada en cada poste, para ello se debe considerar la potencia real, que es la suma de la potencia nominal y lo que consumen sus

accesorios. La corriente  $I_{LUM}$  se obtiene aplicando la siguiente ecuación:

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

Donde:

$I_{LUM}$ : Es la corriente de la luminaria [Amp].

$P_{REAL}$ : Potencia real de la luminaria [kW].

V: Voltaje de baja tensión [V].

$f_{PL}$ : Factor de potencia de la luminaria.

Por último, utilizando la resistencia del conductor de la línea secundaria y la longitud de cada tramo del circuito, se calcula las pérdidas de potencia aplicando la ecuación:

$$P_{TRAMO} = \left( |I_{LUM}| + \left| \left( \sum I_M \right) + I_{TOTAL} \right| \right)^2 \times r \times L \quad [W]$$

Donde:

$\sum I_M$ : Es la suma fasorial de las corrientes máximas debido a los abonados del nodo.

$I_{LUM}$ : Corriente fasorial debido a la luminaria [Amp]

$I_{TOTAL}$ : Corriente fasorial acumulada que viene del tramo anterior [Amp]

$r$ : Resistencia del conductor de la línea [ohm/Km].

$L$ : Longitud del tramo de circuito secundario [Km].

### **Extrapolación al sistema total.**

Para extrapolar las pérdidas de potencia de los circuitos secundarios de la muestra al sistema total, se realiza el siguiente procedimiento:

- Se determina las pérdidas promedio por cada tipo de circuito secundario.
- Luego con estas pérdidas promedio y con el número total de circuitos secundarios por cada tipo, se obtienen las pérdidas totales para cada tipo de circuito.

### **Cálculos de pérdidas de energía.**

Para obtener las pérdidas de energía en cada tipo de circuito secundario se aplica la siguiente expresión:

$$E = \frac{F_p \times P \times 720}{1000} \quad [\text{MWh/MES}]$$

Donde:

E: Pérdidas de Energía del mes de Septiembre/2005

P: Pérdidas de Potencia [kW]

F<sub>p</sub>: Factor de pérdidas dependiendo del tipo de estrato, y que nos permitirá calcular las pérdidas de energía por tipo.

#### **2.3.4.3. Levantamiento físico**

Debido a que la empresa no dispone de los diagramas unifilares de los circuitos secundarios de muestra, se realizó el levantamiento físico de los mismos, para así obtener la información requerida tal como capacidad del transformador, tipo de conductor, calibre, luminarias y cantidad de usuarios. Un diagrama unifilar tipo levantado por estrato se presenta en la figura 2.5 en el anexo 2.

Las características técnicas del levantamiento físico de los 70 circuitos secundarios de muestra se las presenta en la tabla 2 – 28.

TABLA 2 – 28

## LEVANTAMIENTO DE LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS DE MUESTRA

CIRCUITO	TRAFO (kVA)	CONDUCTOR AWG		CANT. DE POSTE	CANT. DE ABON.	LONG. (mts)	LUMINARIAS						TOTAL
		LINEA	NEUTRO				MERCURIO		SODIO				
							175	70	100	150	250	400	
R. Bajo C1	50c	2/0	1/0	8	58	429	1				8		9
R. Bajo C2	37,5c	2/0	1/0	8	24	285	7				1		8
R. Bajo C3	50c	2/0	1/0	11	60	429	2		3	3	4		12
R. Bajo C4	37,5c	2/0	1/0	3	25	170	1				3		4
R. Bajo C5	37,5c	2/0	1/0	7	28	263	2				6		8
R. Bajo C6	37,5a	2	2	15	54	497	17						17
R. Bajo C7	25a	2	4	11	44	329	13						13
R. Bajo C8	37,5b	1/0	1/0	6	18	252						7	7
R. Bajo C9	25a	2	2	8	58	286	8						8
R. Bajo C10	37,5a	2	2	19	77	704	22		1	1			24
R. Bajo C11	50a	2	2	21	73	673	14		3	5			22
R. Bajo C12	50a	1/0	2	17	37	561	17			1			18
R. Bajo C13	37,5a	1/0	2	15	47	548	15		2				17
R. Bajo C14	25a	1/0	2	12	27	382	12						12
R. Bajo C15	37,5a	2	4	14	35	577	2		11	2			15
R. Bajo C16	25a	2	4	10	30	379	3		4	3			10
R. Bajo C17	15c	2	4	7	20	380	8						8
R. Bajo C18	15a	2	4	3	10	207	3						3
R. Bajo C19	15c	2	4	9	13	403	2		7				9
R. Bajo C20	15b	2	4	7	12	246	1	7					8
R. Bajo C21	37a	2	4	9	19	418	8	3					11
R. Bajo C22	15b	2	4	7	13	250	7						7
R. Bajo C23	50b	2	4	18	69	721	24		13				37
R. Bajo C24	37,5c	2	4	11	38	447	8		8				16
R. Bajo C25	15c	2	4	6	13	265	7						7
R. Bajo C26	15c	2	4	6	17	243	7						7
R. Bajo C27	10a	2	4	7	11	285	10						10
R. Bajo C28	15b	2	4	10	23	531	11						11
R. Bajo C29	37,5b	2/0	1/0	10	22	238					10		10
R. Bajo C30	50b	2/0	4	11	56	357					13		13
R. Bajo C31	37,5c	2/0	2	8	39	267				3	4		7
R. Bajo C32	75b	2/0	2	8	14	259					8		8
R. Bajo C33	37,5c	2/0	1/0	6	34	217				1	5		6
R. Bajo C34	25c	2/0	1/0	5	43	225,3					4		4
R. Bajo C35	37,5b	2/0	2	5	20	153					5		5
R. Bajo C36	37,5c	1/0	4	8	47	245				8	1		9
R. Bajo C37	37,5b	2/0	4	6	35	181					7		7
R. Bajo C38	75b	1/0	4	11	54	392				2	8		10
R. Bajo C39	75b	1/0	4	4	28	131					4		4

R. Bajo C40	50c	2/0	2	16	56	545	9				5		14
R. Bajo C41	37,5c	2	4	11	22	386	2	2		3	7		14
R. Bajo C42	50c	2	4	10	52	338	5			3	3		11
R. Medio C43	37,5a	2/0	2	7	25	277,2	3				7		10
R. Medio C44	25c	2/0	2	11	28	392,6	2				5		7
R. Medio C45	25a	2/0	1/0	5	19	174,3	3				1		4
R. Medio C46	50a	2/0	1/0	10	36	343,4	5				4		9
R. Medio C47	37,5a	2/0	1/0	14	40	449,6	10				6		16
R. Medio C48	50c	2/0	1/0	8	27	307,6	9				4	1	14
R. Medio C49	50b	2/0	2	8	26	322	4			2	4		10
R. Medio C50	50b	1/0	2	10	53	405,7	8				2		10
R. Medio C51	37,5a	1/0	2	7	26	272	4				2		6
R. Medio C52	50a	2/0	2	10	32	380	1			1	5		7
R. Medio C53	37,5c	2/0	2	10	56	289	7				8		15
R. Medio C54	37,5c	2/0	2	9	37	275,3	7				6		13
R. Medio C55	37,5b	2/0	2	7	24	207	5				1		6
R. Medio C56	37,5a	2/0	2	5	15	197	2				4		6
R. Medio C57	37,5a	1/0	2	7	10	206	3				4		7
R. Medio C58	37,5b	2/0	2	6	30	203	1				5		6
R. Medio C59	50b	1/0	2	7	21	285					6		6
R. Medio C60	37,5b	1/0	2	9	47	230	6				2		8
R. Alto C61	50b	1/0	2	7	30	242	1				6		7
Com.Ind. C62	50c	2/0	2/0	13	37	374					8	4	12
Com.Ind. C63	37,5a	2/0	2	6	28	203			2	1			3
Com.Ind. C64	75a	2/0	1/0	4	29	169			2	3		1	6
Com.Ind. C65	75a	2/0	1/0	9	32	289				9			9
Com.Ind. C66	75b	2/0	2/0	9	28	344						7	7
Com.Ind. C67	70c	2/0	1/0	7	47	215				3		1	4
Com.Ind. C68	50b	1/0	4	11	24	383					5		5
Com.Ind. C69	50c	1/0	2	6	29	163				1	4		5
Com.Ind. C70	50c	2/0	2	7	31	202	3			0	2		5

#### 2.3.4.4. Pérdidas de potencia

Con el procedimiento descrito anteriormente para determinar las pérdidas, se procede a calcular las pérdidas de potencia en cada tramo que forman los circuitos secundarios, para así obtener las pérdidas

totales en cada circuito. El cálculo de las pérdidas de potencia para un circuito secundario del tipo residencial bajo se lo presenta en la tabla 2 – 29.

**TABLA 2 – 29**

**CALCULO DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN UN CIRCUITO SECUNDARIO**

Capacidad de Transformador	:	50a
Tipo de Circuito	:	RESID. BAJO
# de Abonados	:	37
Voltaje del Circuito	:	120/240
Factor de Potencia	:	0,957
Calibre Conductor de Línea (ACSR)	:	# 1/0
Resistencia Conductor (ohm/Km)	:	0,670

POSTE	LUMINARIA				USUARIOS		I (Amp)		TRAMO					
	TIPO	POT. REAL (W)	F <sub>PL</sub>	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	ΣI M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)
1	175Hg	234,20	0,54	1,807	0,290	3,858	4,669	2,639	1 a 2	4,669	2,639	5,363	0,035	2,174
2	175Hg	234,20	0,54	1,807	0,338	4,506	5,289	2,827	2 a 3	9,957	5,466	11,359	0,035	4,526
3	175Hg	234,20	0,54	1,807	0,491	6,546	7,241	3,418	3 a 5	17,199	8,883	19,357	0,035	10,287
4	175Hg	234,20	0,54	1,807	0,000	0,000	0,976	1,521	4 a 5	0,976	1,521	1,807	0,020	1,544
5	175Hg	234,20	0,54	1,807	0,000	0,000	0,976	1,521	5 a U	19,150	11,925	22,560	0,015	6,615
6	175Hg	234,20	0,54	1,807	0,151	2,014	2,903	2,105	6 a S	2,903	2,105	3,586	0,021	1,681
7	175Hg	234,20	0,54	1,807	0,111	1,480	2,392	1,950	7 a S	2,392	1,950	3,086	0,019	1,621
8	175Hg	234,20	0,54	1,807	0,246	3,272	4,107	2,469	8 a S	4,107	2,469	4,792	0,039	2,100
S									S a 9	9,403	6,523	11,444	0,029	4,045
9	175Hg	234,20	0,54	1,807	0,663	8,835	9,432	4,081	9 a U	18,835	10,604	21,615	0,025	9,325
10	150Na	172,70	0,54	1,332	0,000	0,000	0,720	1,122	10 a 11	0,720	1,122	1,333	0,035	1,542
11	175Hg	234,20	0,54	1,807	0,000	0,000	0,976	1,521	11 a U	1,695	2,643	3,140	0,030	1,698
U									U a T	39,680	25,172	46,991	0,030	45,884
12	175Hg	234,20	0,54	1,807	0,095	1,263	2,184	1,887	12 a 13	2,184	1,887	2,886	0,035	1,695
13	175Hg	234,20	0,54	1,807	0,083	1,110	2,038	1,843	13 a R	4,222	3,729	5,634	0,032	2,180
14	175Hg	234,20	0,54	1,807	0,245	3,266	4,102	2,467	14 a R	4,102	2,467	4,787	0,017	1,761
15	175Hg	234,20	0,54	1,807	0,140	1,868	2,764	2,062	15 a R	2,764	2,062	3,449	0,009	1,572
R									R a 16	11,089	8,259	13,827	0,029	5,215
16	175Hg	234,20	0,54	1,807	0,197	2,630	3,493	2,283	16 a 17	14,581	10,542	17,993	0,035	9,092
17	175Hg	234,20	0,54	1,807	0,228	3,032	3,877	2,399	17 a T	18,459	12,942	22,543	0,036	13,758

<b>TOTAL</b>	<b>128,31</b>
--------------	---------------

Los nodos intermedios a los postes son un poco especiales, ya que en ellos se daba la unión de varios semi-tramos, debido a esto se los denomina con letras. Así de esta manera se realizó el cálculo de las pérdidas de potencia en cada circuito secundario de la muestra, cuyo resultado se lo presenta en la tabla 2 – 30.

**TABLA 2 – 30**  
**CALCULO DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS CIRCUITOS**  
**SECUNDARIOS DE MUESTRA**

CIRCUITO	TRAFO (kVA)	# ABONADOS	CONSUMO (kWh/Mes)	LONG. SECUND. (mts)	PERDIDA POTENCIA (W)
R. Bajo C1	50c	58	2.896,44	429	159,189
R. Bajo C2	37,5c	24	1.417,37	285	74,741
R. Bajo C3	50c	60	3.832,73	429	87,320
R. Bajo C4	37,5c	25	1.908,18	170	33,780
R. Bajo C5	37,5c	28	1.868,28	263	44,318
R. Bajo C6	37,5a	54	3.688,27	497	278,706
R. Bajo C7	25a	44	2.847,88	329	171,852
R. Bajo C8	37,5b	18	1.438,11	252	73,282
R. Bajo C9	25a	58	3.027,04	286	178,051
R. Bajo C10	37,5a	77	5.197,39	704	579,216
R. Bajo C11	50a	73	4.348,26	673	338,243
R. Bajo C12	50a	37	2.459,99	561	128,315
R. Bajo C13	37,5a	47	3.483,12	548	107,671
R. Bajo C14	25a	29	1.907,54	382	69,392
R. Bajo C15	37,5a	35	2.142,45	577	207,603
R. Bajo C16	25a	30	2.470,19	379	80,811
R. Bajo C17	15c	20	981,71	380	59,221
R. Bajo C18	15a	10	695,57	207	44,101
R. Bajo C19	15c	13	922,78	403	69,783
R. Bajo C20	15b	12	795,84	246	41,595
R. Bajo C21	37a	19	1.197,21	418	53,117
R. Bajo C22	15b	13	715,99	250	64,611
R. Bajo C23	50b	69	4.076,50	721	718,945
R. Bajo C24	37,5c	38	1.734,75	447	111,977

R. Bajo C25	15c	13	576,72	265	51,923
R. Bajo C26	15c	17	892,32	243	46,950
R. Bajo C27	10a	11	627,63	285	78,431
R. Bajo C28	15b	23	1.250,27	531	104,186
R. Bajo C29	37,5b	22	1.466,17	238	47,057
R. Bajo C30	50b	56	3.313,39	357	122,079
R. Bajo C31	37,5c	39	2.476,24	267	47,673
R. Bajo C32	75b	14	968,67	259	38,536
R. Bajo C33	37,5c	34	4.026,41	217	48,880
R. Bajo C34	25c	43	3.065,67	226	53,165
R. Bajo C35	37,5b	20	1.518,28	153	35,336
R. Bajo C36	37,5c	47	3.456,30	245	74,928
R. Bajo C37	37,5b	35	2.361,15	181	49,229
R. Bajo C38	75b	54	4.116,27	392	69,603
R. Bajo C39	75b	28	3.152,43	131	51,051
R. Bajo C40	50c	56	3.943,48	545	124,475
R. Bajo C41	37,5c	22	2.086,75	386	327,595
R. Bajo C42	50c	52	4.589,26	338	142,032
R. Medio C43	37,5a	25	8.092,71	277	192,534
R. Medio C44	25c	28	9.339,57	393	79,870
R. Medio C45	25a	19	4.996,29	174	43,355
R. Medio C46	50a	36	9.781,85	343	160,674
R. Medio C47	37,5a	40	13.144,57	450	339,311
R. Medio C48	50c	27	7.522,72	308	145,184
R. Medio C49	50b	26	7.589,00	322	88,729
R. Medio C50	50b	53	12.628,00	406	703,600
R. Medio C51	37,5a	26	7.464,86	272	100,514
R. Medio C52	50a	32	8.949,57	380	219,842
R. Medio C53	37,5c	56	14.218,44	289	220,267
R. Medio C54	37,5c	37	8.527,57	275	132,147
R. Medio C55	37,5b	24	6.608,00	207	111,267
R. Medio C56	37,5a	15	3.815,57	197	52,855
R. Medio C57	37,5a	10	4.003,57	206	60,543
R. Medio C58	37,5b	30	8.203,29	203	79,802
R. Medio C59	50b	21	6.471,29	285	127,770
R. Medio C60	37,5b	47	11.554,71	230	153,895
R. Alto C61	50b	30	8.732,43	242	181,400
Com.Ind. C62	50c	37	18.253,46	374	1432,500
Com.Ind. C63	37,5a	28	11.001,06	203	510,970
Com.Ind. C64	75a	29	8.119,12	169	197,310
Com.Ind. C65	75a	32	16.369,89	289	284,910
Com.Ind. C66	75b	28	18.557,28	344	1.089,900
Com.Ind. C67	70c	47	13.413,15	215	275,670
Com.Ind. C68	50b	24	10.718,69	383	491,613
Com.Ind. C69	50c	29	9.243,40	163	311,950
Com.Ind. C70	50c	31	11.451,20	202	261,990

<b>TOTAL</b>	<b>13.339,343</b>
--------------	-------------------

▪ **Extrapolación de las pérdidas de potencia.**

Para extrapolar las pérdidas de potencia se siguió el procedimiento anteriormente descrito, y el resultado de este cálculo se lo muestra en la tabla 2 – 31.

**TABLA 2 – 31**  
**EXTRAPOLACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS CIRCUITOS**  
**SECUNDARIOS**

CIRCUITOS DE MUESTRA				UNIVERSO	
ESTRATO	CIRCUITOS SECUND.	PERDIDAS (kW)	PROMEDIO PERDIDAS (kW)	CIRCUITOS SECUND. TOTALES	PERDIDAS TOTALES (kW)
RESID. BAJO	42	5,289	0,125	6.508	816,00
RESID. MEDIO	18	3,012	0,164	2.834	464,73
RESID. ALTO	1	0,181	0,213	131	27,99
COM. - INDUST.	9	4,857	0,565	1.326	749,33

<b>PERDIDAS TOTALES [kW]</b>	<b>2.058,04</b>
<b>% DE PERD. DE POTENCIA</b>	<b>2,43</b>

De esta tabla se tiene que el total de pérdidas de potencia en el sistema de circuitos secundarios de EMELORO es 2.058,04 [kW] que representa un 2,43% de potencia de demanda máxima de la empresa, y de las cuales tenemos en pérdidas 1.307,99 [kW] para el sector residencial y 749,33 [kW] para el sector comercial.

### 2.3.4.5. Pérdidas de energía

Con las pérdidas totales de potencia para cada tipo de circuito se procedió a calcular las pérdidas de energía, y el resultado se lo presenta en la tabla 2 – 32.

**TABLA 2 – 32**

#### **PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS**

<b>ESTRATO</b>	<b>CIRCUITOS SECUND. TOTALES</b>	<b>PERDIDAS TOTALES (kW)</b>	<b>FACTOR DE PERDIDAS (Fp)</b>	<b>PERDIDAS DE ENERGÍA (MWh/MES)</b>
RESID. BAJO	6508	816,00	0,438	257,49
RESID. MEDIO	2834	464,73	0,484	161,97
RESID. ALTO	131	27,99	0,379	7,64
COM. - INDUST.	1326	749,33	0,510	275,11

<b>PERD. TOTALES [MWh/MES]</b>	<b>702,21</b>
<b>% DE PERD. DE ENERGÍA</b>	<b>1,69</b>

De esta tabla se tiene que las pérdidas de energía para el sector residencial son 427,09 [MWh/MES], y para el sector comercial son 275,11 [MWh/MES]; con lo que se tiene un total de pérdidas de energía en el sistema de circuitos secundarios de EMELORO de 702,21 [MWh/MES], que representa un 1,69% del total de energía disponible de la empresa; por último se tendría aproximadamente un total de 8.426,47 [MWh/AÑO] de pérdidas de energía.

### **2.3.5. Cálculo de Pérdidas en alumbrado público**

En la determinación de las pérdidas en luminarias del alumbrado público se procede a calcular primero el total de las pérdidas de potencia, y luego con este valor se calculan las pérdidas de energía para todo el sistema de EMELORO.

#### **2.3.5.1. Consideraciones e Información técnica necesaria y disponible**

Para determinar las pérdidas de las luminarias del sistema de servicio de alumbrado público se debe considerar lo siguiente:

- Información técnica; se refiere a toda la información proporcionada por EMELORO sobre los diferentes tipos de luminarias usados en el sistema.
  
- La cantidad total de luminarias colocadas en todo el sistema de red secundaria de la empresa, así como también el valor de su potencia nominal y las pérdidas en los accesorios adicionales de cada luminaria.

- Para el cálculo de las pérdidas de potencia en las luminarias vamos a considerar que estas pérdidas se producen solo en los accesorios adicionales tales como balastro, arrancador, etc.; ya que las pérdidas producidas en los aproximadamente 2,5 metros de conductor ubicados desde el poste hacia cada luminaria, se las considera despreciables para este análisis.
  
- Tiempo de operación; a diferencia de los otros componentes que conforman un sistema de distribución que permanecen en funcionamiento las 24 horas del día, el alumbrado público solamente funciona desde las 6 de la tarde hasta las 6 de la mañana, y por lo tanto su tiempo de operación se reduce a 12 horas diarias.
  
- Tomando en cuenta esta acotación en el cálculo de las pérdidas de energía se tomará la cantidad de 360 horas de funcionamiento al mes.

#### **2.3.5.2. Metodología de cálculo**

Tomando en cuenta la información disponible y las consideraciones técnicas anteriormente mencionadas se

procede a calcular tanto las pérdidas de potencia como las de energía.

### **Cálculo de pérdidas de potencia.**

Para obtener las pérdidas de potencia del sistema de alumbrado público se procede a multiplicar las pérdidas en los accesorios adicionales por la cantidad total de cada tipo de luminaria colocadas en el sistema de red secundaria.

### **Cálculo de pérdidas de energía.**

Con las pérdidas de potencia del sistema de alumbrado público y considerando una operación promedio de 12 horas al día de calculan las pérdidas de energía, cuyo valor total se lo determina con la siguiente expresión:

$$E = \frac{P \times 360}{1000} \text{ [MWh/MES]}$$

Donde:

E: Pérdidas de energía del sistema de alumbrado en el mes de Septiembre de 2005.

P: Pérdidas de potencia del sistema de alumbrado.

### 2.3.5.3. Pérdidas de potencia

El cálculo de las pérdidas de potencia en las luminarias de alumbrado público se las presenta de una manera detallada en la tabla 2 – 33.

**TABLA 2 – 33**

#### **PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ALUMBRADO PÚBLICO**

<b>TIPO</b>	<b>POTENCIA NOMINAL (W)</b>	<b>PÉRDIDAS ACCESORIOS (W)</b>	<b># DE LUMINARIAS</b>	<b>PÉRDIDAS POTENCIA [kW]</b>
<b>MERCURIO</b>	125	39,6	3.206	126,96
	175	59,2	19.494	1.154,04
	250	79,8	5	0,40
<b>SODIO</b>	70	17,37	1.154	20,04
	100	17,18	2.462	42,30
	150	22,7	4.372	99,24
	250	49,92	9.858	492,11
	400	37,97	2.166	82,24

<b>PERDIDAS TOTALES [kW]</b>	<b>2.017,34</b>
<b>% DE PERD. DE POTENCIA</b>	<b>2,39</b>

De esta tabla se tiene que el total de pérdidas de potencia en el sistema de alumbrado público de la empresa EMELORO es 2.017,34 [kW] que representa un 2,39% de potencia de demanda máxima mensual.

#### 2.3.5.4. Pérdidas de energía

El total de pérdidas de energía en las luminarias de alumbrado público se muestran en la tabla 2 – 34.

**TABLA 2 – 34**

#### **PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN ALUMBRADO PÚBLICO**

<b>TIPO</b>	<b>POTENCIA NOMINAL (W)</b>	<b>PERDIDAS ACCESORIOS (W)</b>	<b># DE LUMINARIAS</b>	<b>PERDIDAS POTENCIA [kW]</b>	<b>PERDIDAS ENERGIA [MWh/MES]</b>
<b>MERCURIO</b>	125	39,6	3.206	126,96	45,705
	175	59,2	19.494	1.154,04	415,456
	250	79,8	5	0,40	0,144
<b>SODIO</b>	70	17,37	1.154	20,04	7,216
	100	17,18	2.462	42,30	15,227
	150	22,7	4.372	99,24	35,728
	250	49,92	9.858	492,11	177,160
	400	37,97	2.166	82,24	29,607
<b>PERD. TOTALES [MWh/MES]</b>				<b>726,24</b>	
<b>% DE PERD. DE ENERGIA</b>				<b>1,75</b>	

De esta tabla se tiene que las pérdidas de energía en el sistema de alumbrado público de EMELORO es de 726,24 [MWh/MES], que representa un 1,75% de la energía disponible de la empresa; por último se tendría aproximadamente un total de 8.714,92 [MWh/AÑO] de pérdidas de energía.

### **2.3.6. Cálculo de Pérdidas en acometidas**

En la determinación de las pérdidas de las acometidas se toma una muestra representativa de las acometidas del sistema y los resultados de la muestra son extrapolados a todo el sistema de las acometidas de EMELORO. La muestra de las acometidas se determina en base a una selección tipo de las acometidas en la muestra de los circuitos secundarios.

#### **2.3.6.1. Consideraciones e Información técnica necesaria y disponible**

Para determinar las pérdidas de las acometidas del sistema de servicio de los abonados se debe considerar lo siguiente:

- Diagramas unifilares de las acometidas tipo de la muestra, incluyendo el punto de inicio en el poste al cual pertenece hasta el medidor de cada usuario.
  
- Levantamiento físico; se tomo muy en cuenta la configuración tipo de las acometidas en las áreas urbanas y rurales, así como también el tipo de conductor, calibre y longitud total de la misma.

- Los tipos de usuarios conectados por las acometidas según la clasificación del servicio residencial, comercial e industrial y de acuerdo al nivel económico del abonado.
  
- El consumo de los abonados en un tiempo determinado para luego obtener su promedio mensual.
  
- Como se tienen diferentes tipos de estratos, los factores de carga, pérdida y de potencia no serán los mismos. Por tal motivo la empresa nos proporcionó las curvas de carga para cada tipo de circuito obtenidas de mediciones realizadas en los transformadores de distribución, con las cuales se obtuvo un  $F_c$ ,  $F_p$ , y  $f_p$  promedio para cada estrato.

#### **2.3.6.2. Metodología de cálculo**

En la determinación de las pérdidas de las acometidas se hace referencia a la muestra que se toma para circuitos secundarios, es decir 70 circuitos, que se utilizan para obtener las pérdidas de los circuitos secundarios.

### **Cálculo de pérdidas de potencia.**

Para calcular las pérdidas de potencia de las acometidas de la muestra se ha procedido de la siguiente manera:

- A los abonados de las acometidas de muestra se les establece la energía mensual promedio de los últimos seis meses y se determina la potencia promedio de dichos abonados con la siguiente expresión:

$$P_{ABON} = \frac{kWh_K}{T} \quad [kW]$$

Donde:

$P_{ABON}$ : Potencia promedio debido al consumo del abonado

$kWh_K$ : Energía promedio mensual del abonado K.

T: Periodo de tiempo (720 horas).

- Luego, con esta potencia promedio del abonado, el voltaje de servicio y asumiendo un valor constante de factor de carga y de potencia del circuito al que

pertenecen se procede a calcular la corriente máxima de cada abonado usando la siguiente ecuación:

$$I_{ABON} = \frac{P_{NODO}}{V \times f_p \times f_c} \times 1000 \quad [\text{Amp}]$$

Donde:

$I_{ABON}$ : Es la corriente máxima del abonado.

$P_{NODO}$ : Potencia promedio debido al consumo del abonado [kW].

V: Voltaje de baja tensión [V].

$f_p$ : Factor de potencia dependiendo del estrato.

$f_c$ : Factor de carga que depende del estrato, para determinar la máxima corriente.

➤ Por último, con esta corriente máxima del abonado, la longitud del conductor de la acometida y la resistencia de la misma; se determina las pérdidas de potencia de todas las acometidas de cada circuito mediante la siguiente ecuación:

$$P_{ACOM} = \sum_{k=1}^n (I_{ABON})^2 \times r \times L \quad [W]$$

Donde:

$P_{ACOM}$ : Pérdida de potencia en las acometidas del circuito [W].

$I_{ABON}$ : Corriente máxima del abonado.

r: Resistencia del conductor [ohm/Km].

L: Longitud de la acometida [Km].

n: Número de acometidas en el circuito.

### **Extrapolación al sistema total.**

Para extrapolar las pérdidas de potencia de las acometidas de la muestra al sistema total, se sigue el mismo procedimiento que se realiza para extrapolar las pérdidas de los circuitos secundarios.

➤ Se determina las pérdidas promedio de las acometidas por cada tipo de circuito secundario.

➤ Luego con estas pérdidas promedio y con el número total de circuitos secundarios por cada tipo, se obtienen las pérdidas totales de acometidas para cada tipo de circuito.

### **Cálculos de pérdidas de energía.**

Para obtener las pérdidas totales de energía de las acometidas en cada tipo de circuito de red secundaria se aplica la siguiente expresión:

$$E = \frac{F_p \times P \times 720}{1000} \quad [\text{MWh/MES}]$$

Donde:

E: Pérdidas de Energía del mes de Septiembre/2005

P: Pérdidas de Potencia [kW]

F<sub>p</sub>: Factor de pérdidas dependiendo del tipo de estrato, y que nos permitirá calcular las pérdidas de energía por tipo.

#### **2.3.6.3. Levantamiento físico**

En vista de que no se dispone de la información sobre los tipos de acometidas, se ha procedido a realizar el levantamiento físico de las acometidas en la muestra de circuitos secundarios, y del cual se obtiene sus características técnicas y longitudes de las acometidas. Los datos físicos así como las características técnicas de las acometidas se las presentan en la siguiente tabla.

TABLA 2 – 35

## LEVANTAMIENTO DE LAS ACOMETIDAS DE MUESTRA

CIRCUITO	TRAFO (kVA)	ACOMETIDA DE ALUMINIO			ACOMETIDA DE COBRE		LONG. TOTAL (Mts)
		DUPLEX # 6	TRIPLEX # 4	TRIPLEX # 2	# 10	# 12	
R. Bajo C1	50c	58					998
R. Bajo C2	37,5c	24					402
R. Bajo C3	50c	60					1083
R. Bajo C4	37,5c	23	2				492
R. Bajo C5	37,5c	26	2				399
R. Bajo C6	37,5a	54					767
R. Bajo C7	25a	44					582
R. Bajo C8	37,5b	18					279
R. Bajo C9	25a	58					822
R. Bajo C10	37,5a	77					1313
R. Bajo C11	50a	73					1173
R. Bajo C12	50a	37					488
R. Bajo C13	37,5a	47					793
R. Bajo C14	25a	29					521
R. Bajo C15	37,5a	35					658
R. Bajo C16	25a	30					405
R. Bajo C17	15c	20					384
R. Bajo C18	15a	10					161
R. Bajo C19	15c	13					167
R. Bajo C20	15b	12					201
R. Bajo C21	37a	19					363
R. Bajo C22	15b	13					205
R. Bajo C23	50b	69	1				1106
R. Bajo C24	37,5c	38	1				764
R. Bajo C25	15c	13					231
R. Bajo C26	15c	17					339
R. Bajo C27	10a	11	1				655
R. Bajo C28	15b	23					641
R. Bajo C29	37,5b	21	1				52
R. Bajo C30	50b	56					169
R. Bajo C31	37,5c	38	1				95
R. Bajo C32	75b	12	2				60
R. Bajo C33	37,5c	21	9	2	2		85
R. Bajo C34	25c	29	11		2	1	100
R. Bajo C35	37,5b	17	3				78
R. Bajo C36	37,5c	32	11	1	2	1	134
R. Bajo C37	37,5b	28	6		1		89
R. Bajo C38	75b	39	15				122

R. Bajo C39	75b	22	6				73
R. Bajo C40	50c	37	17	1	1		172
R. Bajo C41	37,5c	11	8	1	1	1	98
R. Bajo C42	50c	34	16	1		1	314
R. Medio C43	37,5a	7	13	1	1	3	131
R. Medio C44	25c	6	20			2	167
R. Medio C45	25a	3	14			2	129
R. Medio C46	50a	12	21	1		2	224
R. Medio C47	37,5a	4	36				291
R. Medio C48	50c	8	18			1	142
R. Medio C49	50b	9	15			2	132
R. Medio C50	50b	16	34	3			330
R. Medio C51	37,5a	7	14	1	1	2	172
R. Medio C52	50a	4	27	1			209
R. Medio C53	37,5c	24	29	1	1	1	376
R. Medio C54	37,5c	15	22				227
R. Medio C55	37,5b	8	14			2	120
R. Medio C56	37,5a	7	8				93
R. Medio C57	37,5a	3	6				80
R. Medio C58	37,5b	7	21			2	192
R. Medio C59	50b	2	19				119
R. Medio C60	37,5b	12	32		1	2	290
R. Alto C61	50b	9	21				229
Com.Ind. C62	50c	15	17	2	2	1	239
Com.Ind. C63	37,5a	13	11	2	1	1	191
Com.Ind. C64	75a	14	11	2	1	1	154
Com.Ind. C65	75a	11	16	5	1	3	182
Com.Ind. C66	75b	5	15	3	2	3	134
Com.Ind. C67	70c	17	19	5	3	3	198
Com.Ind. C68	50b	6	11	4	3	1	188
Com.Ind. C69	50c	10	13	2	2	2	165
Com.Ind. C70	50c	13	13	2		3	176

#### 2.3.6.4. Pérdidas de potencia

El cálculo de las pérdidas de potencia de las acometidas de muestra se lo realiza mediante el procedimiento anteriormente descrito, los resultados obtenidos para un circuito cualquiera se los presenta en la tabla 2 – 36.

**TABLA 2 – 36**  
**CALCULO DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LAS ACOMETIDAS DE UN**  
**CIRCUITO SECUNDARIO**

Capacidad de Transformador : 37,5c  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Factor de Carga : 0,654

ABON	CONSUMO PROMEDIO (kWh/Mes)	POT. PROM. (kW)	VOLT. SERV. (V)	ACOMETIDA			I ABON (Amp)	PERDIDA POT. (kW)
				TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)		
1	30,58	0,042	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	0,566	0,851
2	46,14	0,064	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	0,854	0,874
3	100,43	0,139	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	1,858	1,024
4	58,71	0,082	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,086	0,859
5	39,16	0,054	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	0,724	0,845
6	38,57	0,054	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	0,714	0,865
7	27,86	0,039	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	0,515	0,850
8	95,14	0,132	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	1,760	0,895
9	30,43	0,042	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	0,563	0,840
10	38,43	0,053	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,711	0,851
11	49,86	0,069	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,922	0,863
12	67,29	0,093	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,245	0,888
13	55,57	0,077	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,028	0,871
14	40,86	0,057	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,756	0,854
15	69,00	0,096	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,276	0,891
16	98,26	0,136	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,818	0,950
17	97,58	0,136	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	1,805	1,006
18	36,86	0,051	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	0,682	0,858
19	65,23	0,091	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	1,207	0,862
20	51,14	0,071	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	0,946	0,851
21	69,27	0,096	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,281	0,870
22	29,57	0,041	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	0,547	0,850
23	95,16	0,132	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,760	0,902
24	86,27	0,120	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,596	0,890

<b>TOTAL</b>	<b>21,160</b>
--------------	---------------

De esta manera se procedió a calcular las pérdidas de potencia de las acometidas para el resto de circuitos secundarios de muestra obteniendo las pérdidas totales las cuales se muestran en la tabla 2 – 37.

**TABLA 2 – 37**  
**CALCULO DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LAS ACOMETIDAS DE MUESTRA**

<b>CIRCUITO</b>	<b>TRAFO (KVA)</b>	<b>TOTAL ACOMETIDAS</b>	<b>LONG. PROMEDIO (mts)</b>	<b>PERDIDA POTENCIA (W)</b>
R. Bajo C1	50c	58	17,207	23,433
R. Bajo C2	37,5c	24	0,017	21,160
R. Bajo C3	50c	60	18,050	23,885
R. Bajo C4	37,5c	25	19,680	22,064
R. Bajo C5	37,5c	28	14,250	21,302
R. Bajo C6	37,5a	54	14,204	23,561
R. Bajo C7	25a	44	13,227	22,126
R. Bajo C8	37,5b	18	15,500	21,509
R. Bajo C9	25a	58	14,172	21,984
R. Bajo C10	37,5a	77	17,052	25,316
R. Bajo C11	50a	73	16,068	23,774
R. Bajo C12	50a	37	13,189	22,009
R. Bajo C13	37,5a	47	16,872	24,727
R. Bajo C14	25a	29	17,966	22,446
R. Bajo C15	37,5a	35	18,800	22,462
R. Bajo C16	25a	30	13,500	22,616
R. Bajo C17	15c	20	19,200	20,945
R. Bajo C18	15a	10	16,100	20,665
R. Bajo C19	15c	13	12,846	20,635
R. Bajo C20	15b	12	16,750	20,795
R. Bajo C21	37a	19	19,105	21,437
R. Bajo C22	15b	13	15,769	20,723
R. Bajo C23	50b	70	15,739	23,677
R. Bajo C24	37,5c	39	18,158	21,469
R. Bajo C25	15c	13	17,769	20,476
R. Bajo C26	15c	17	19,941	20,946
R. Bajo C27	10a	12	47,000	21,708

R. Bajo C28	15b	23	0,028	21,492
R. Bajo C29	37,5b	22	4,000	21,470
R. Bajo C30	50b	56	13,000	42,626
R. Bajo C31	37,5c	39	8,636	32,635
R. Bajo C32	75b	14	6,667	20,680
R. Bajo C33	37,5c	34	12,143	35,243
R. Bajo C34	25c	43	16,667	27,277
R. Bajo C35	37,5b	20	11,143	24,635
R. Bajo C36	37,5c	47	13,400	30,496
R. Bajo C37	37,5b	35	12,714	24,024
R. Bajo C38	75b	54	10,167	32,047
R. Bajo C39	75b	28	14,600	28,156
R. Bajo C40	50c	56	10,118	24,799
R. Bajo C41	37,5c	22	17,750	22,870
R. Bajo C42	50c	52	17,444	27,545
R. Medio C43	37,5a	25	5,700	36,662
R. Medio C44	25c	28	5,750	36,908
R. Medio C45	25a	19	6,667	34,038
R. Medio C46	50a	36	6,222	43,891
R. Medio C47	37,5a	40	7,357	42,872
R. Medio C48	50c	27	5,667	35,294
R. Medio C49	50b	26	5,800	35,067
R. Medio C50	50b	53	6,000	46,811
R. Medio C51	37,5a	26	6,727	35,474
R. Medio C52	50a	32	6,714	35,088
R. Medio C53	37,5c	56	6,533	46,667
R. Medio C54	37,5c	37	5,789	35,946
R. Medio C55	37,5b	24	5,083	33,756
R. Medio C56	37,5a	15	6,333	32,378
R. Medio C57	37,5a	10	8,500	35,165
R. Medio C58	37,5b	30	6,462	34,314
R. Medio C59	50b	21	5,375	34,649
R. Medio C60	37,5b	47	5,950	36,089
R. Alto C61	50b	30	7,000	42,719
Com.Ind. C62	50c	37	14,938	175,114
Com.Ind. C63	37,5a	28	19,100	108,398
Com.Ind. C64	75a	29	19,250	61,351
Com.Ind. C65	75a	32	15,167	135,957
Com.Ind. C66	75b	28	12,187	120,730
Com.Ind. C67	70c	47	13,200	76,881
Com.Ind. C68	50b	24	11,059	72,088
Com.Ind. C69	50c	29	15,000	67,865
Com.Ind. C70	50c	31	12,570	82,070

<b>TOTAL</b>	<b>2628,085</b>
--------------	-----------------

▪ **Extrapolación de las pérdidas de potencia.**

Con las pérdidas de potencia de las acometidas de muestra se procedió a extrapolarlas para obtener las pérdidas por estrato y totales, y el resultado de este cálculo se lo muestra en la tabla 2 – 38.

**TABLA 2 – 38**  
**EXTRAPOLACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LAS**  
**ACOMETIDAS**

CIRCUITOS DE MUESTRA				UNIVERSO	
ESTRATO	CIRCUITOS SECUND.	PERDIDAS (kW)	PROMEDIO PERDIDAS (kW)	CIRCUITOS SECUND. TOTALES	PERDIDAS TOTALES (kW)
RESID. BAJO	42	1,014	0,024	6508	156,42
RESID. MEDIO	18	0,671	0,037	2834	103,53
RESID. ALTO	1	0,043	0,043	131	6,59
COM. - INDUST.	9	0,900	0,105	1326	138,93

<b>PERDIDAS TOTALES [kW]</b>	<b>405,47</b>
<b>% DE PERD. DE POTENCIA</b>	<b>0,48</b>

De esta tabla se tiene que el total de pérdidas de potencia en el sistema de acometidas de EMELORO es 405,47 [kW] que representa un 0,48% de la potencia de demanda máxima de la empresa, y de las cuales tenemos en pérdidas 266,55 [kW] para el sector residencial y 138,93 [kW] para el sector comercial.

### 2.3.6.5. Pérdidas de energía

Con las pérdidas totales de potencia de las acometidas para cada tipo de circuito se procedió a calcular las pérdidas de energía, y el resultado se lo presenta en la tabla 2 – 39.

**TABLA 2 – 39**

#### **PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN ACOMETIDAS**

<b>ESTRATO</b>	<b>CIRCUITOS SECUND. TOTALES</b>	<b>PERDIDAS TOTALES (kW)</b>	<b>FACTOR DE PERDIDAS (Fp)</b>	<b>PERDIDAS DE ENERGÍA (MWh/MES)</b>
RESID. BAJO	6508	156,42	0,438	49,36
RESID. MEDIO	2834	103,53	0,484	36,08
RESID. ALTO	131	6,59	0,379	1,80
COM. - INDUST.	1326	138,93	0,510	51,01

<b>PERD. TOTALES [MWh/MES]</b>	<b>138,25</b>
<b>% DE PERD. DE ENERGIA</b>	<b>0,33</b>

Entonces se tiene que las pérdidas de energía para el sector residencial son 87,27 [MWh/MES], y para el sector comercial son 51,01 [MWh/MES]; con lo que se tiene un total de pérdidas de energía en el sistema de acometidas de EMELORO de 138,25 [MWh/MES], que representa un 0,33% de la energía disponible de la empresa; por último se tendría aproximadamente un total de 1.658,96 [MWh/AÑO] de pérdidas de energía.

### **2.3.7. Cálculo de Pérdidas en medidores**

Las pérdidas en los medidores de energía no necesitan de mucho análisis, ya que solo dependen de la cantidad total de medidores colocados en todo el sistema de concesión de EMELORO; además no poseen un factor que indique la proporción con la cual crecen las pérdidas, ya que por cada medidor siempre serán constantes sin importar la cantidad de consumo de energía que marquen.

#### **2.3.7.1. Consideraciones e Información técnica necesaria y disponible**

Para determinar las pérdidas de los medidores de energía se debe considerar lo siguiente:

- Las pérdidas de potencia totales en los medidores de energía solo ocurren en la bobina de potencial y representan una pérdida media de 1,2 vatios por bobina.
  
- Información Técnica; se refiere a la cantidad total de medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos colocados en todo el sistema, datos que se deben tener a

disposición ya que son necesarios para realizar los respectivos cálculos.

### **2.3.7.2. Metodología de cálculo**

Como ya se dijo anteriormente el cálculo de las pérdidas en los medidores de energía no hace énfasis en un análisis minucioso, entonces se determinará de manera general las pérdidas totales de potencia y posteriormente las de energía.

#### **Cálculo de las pérdidas de potencia.**

De manera general las pérdidas de potencia en los medidores de energía se las calcula con la siguiente expresión:

$$P = 1,2 \times n \times (m_1 + 2 \times m_2 + 2 \times m_3)$$

Donde:

P: Pérdidas de potencia total en los medidores.

n: Número de medidores o abonados.

$m_1$ : % de incidencia de los medidores monofásicos.

$m_2$ : % de incidencia de los medidores bifásicos.

$m_3$ : % de incidencia de los medidores trifásicos.

### Calculo de las pérdidas de energía.

Con el total de las pérdidas de potencia se procede a calcular las pérdidas totales de energía en los medidores aplicando la siguiente expresión:

$$E = \frac{P \times 720}{1000} [\text{MWh/MES}]$$

Donde:

E: Pérdidas de energía en el mes de Septiembre/2005.

P: Pérdidas de potencia en medidores.

#### 2.3.7.3. Pérdidas de potencia

Las pérdidas totales de potencia en los medidores de energía se las presenta en la siguiente tabla.

**TABLA 2 – 40**

#### **PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS MEDIDORES**

<b>TIPO</b>	<b># TOTAL DE MEDIDORES</b>	<b>INCIDENCIA</b>	<b>PERDIDAS POTENCIA [kW]</b>
MONOFÁSICO	113273	80,52%	135,928
BIFÁSICO	25661	18,24%	61,586
TRIFÁSICO	1741	1,24%	4,178

<b>PERDIDAS TOTALES [kW]</b>	<b>201,69</b>
<b>% DE PERD. DE POTENCIA</b>	<b>0,24</b>

De esta tabla se tiene que el total de pérdidas de potencia en el sistema de medidores de energía de EMELORO es 201,69 [kW] que representa un 0,24% de la potencia de demanda máxima de la empresa.

#### 2.3.7.4. Pérdidas de energía

El total de pérdidas de energía en los medidores se las presenta en la tabla 2 – 41.

**TABLA 2 – 41**

#### **PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS MEDIDORES**

<b>TIPO</b>	<b># TOTAL DE MEDIDORES</b>	<b>INCIDENCIA</b>	<b>PERDIDAS POTENCIA [kW]</b>	<b>PERDIDAS ENERGIA [MWh/MES]</b>
MONOFÁSICO	113273	80,52%	135,928	97,868
BIFÁSICO	25661	18,24%	61,586	44,342
TRIFÁSICO	1741	1,24%	4,178	3,008

<b>PERD. TOTALES [MWh/MES]</b>	<b>145,22</b>
<b>% DE PERD. DE ENERGIA</b>	<b>0,35</b>

Por lo tanto se tiene que las pérdidas de energía en el sistema de medidores de EMELORO es de 145,22 [MWh/MES], que representa un 0,35% de la energía disponible de la empresa; por último se tendría aproximadamente un total de 1.742,62 [MWh/AÑO] de pérdidas de energía.

## **2.4. Análisis de los Resultados**

El análisis comparativo de evaluación de pérdidas eléctricas del sistema de EMELORO se lo realiza con niveles de pérdidas referenciales de un sistema de alta eficiencia y de un nivel máximo aceptable de pérdidas. Todas las pérdidas se las considera con respecto a la demanda máxima y a la energía disponible del sistema del mes de Septiembre de 2005 excepto para el análisis de las pérdidas en subtransmisión que se lo realiza para el mes de noviembre de 2004.

### **2.4.1. Análisis de las pérdidas de subtransmisión**

El análisis que se realiza para las pérdidas en el sistema subtransmisión incluye tanto las líneas de subtransmisión así como también los transformadores de las subestaciones de distribución, a continuación se muestra este análisis de manera detallada.

#### ➤ **Pérdidas de Potencia**

Con respecto a las pérdidas de potencia, la cantidad considerable de pérdidas máximas que se dan en el mes de Abril y son 2,759 [MW] que representan el 3,28%. Comparando

estas pérdidas máximas del sistema con valores referenciales de pérdidas se tiene lo siguiente:

**TABLA 2 – 42**  
**ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL**  
**SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN**

PÉRDIDAS DE POTENCIA		
SISTEMA		EMELORO
ALTAMENTE EFECTIVO	MÁXIMO ACEPTABLE	
2,25%	4,50%	3,28%

Por lo expuesto anteriormente podemos decir que las pérdidas de potencia que tiene la empresa EMELORO están dentro de los rangos normales y aceptables.

➤ **Pérdidas de Energía**

El análisis comparativo de los resultados de las pérdidas de energía para el mes de Noviembre tiene un valor de 897,18 [MWh] y un porcentaje del 2,35% (según el método de factor de pérdidas). Por otro lado las pérdidas mínimas de energía se presentan en el mes de Octubre con un valor de 699,98 [MWh] y con un porcentaje del 1,76%.

Según el manual de OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) el nivel deseable de pérdidas de energía en los sistemas de subtransmisión es el 2%, por lo tanto de los resultados obtenidos para el año 2004 en los meses de Febrero, Abril, Mayo, Noviembre y Diciembre exceden por la mínima diferencia este valor referencial de pérdidas de energía.

Por otro lado, al analizar las pérdidas de energía desde el punto de vista anual para lo cual EMELORO presenta un porcentaje de pérdidas del 2,004% que lo ubica como un sistema eficiente que tiene un nivel de porcentaje de pérdidas deseable por las normas de la OLADE.

#### **2.4.2. Análisis de las pérdidas de distribución primaria**

Para el análisis comparativo de los resultados de evaluación de pérdidas en el sistema de distribución primaria se considera únicamente a las líneas primarias o alimentadores.

##### ➤ **Pérdidas de Potencia**

Este análisis de las pérdidas de potencia en el sistema de distribución primaria de EMELORO se lo realiza con niveles de pérdidas referenciales de un sistema ideal y de un sistema a

nivel de máximo tolerable de pérdidas según el manual de OLADE (Organización Latinoamericana de Energía).

Las pérdidas de potencia del sistema de distribución primaria de un sistema ideal, un sistema tolerable y el sistema EMELORO se presenta en el siguiente cuadro:

**TABLA 2 – 43**  
**ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA**  
**EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA**

SISTEMA	PERDIDAS DE POTENCIA	
	kW	%
IDEAL	1479,56	1,75
MÁXIMO TOLERABLE	2959,11	3,5
<b>EMELORO</b>	<b>2653,27</b>	<b>3,14</b>

Al comparar los resultados obtenidos con los niveles referenciales de pérdidas se aprecia que las pérdidas de potencia del sistema de distribución primaria de la empresa EMELORO son aceptables ya que están entre los niveles de un sistema ideal y el máximo tolerable.

➤ **Pérdidas de Energía**

Los resultados de las pérdidas de energía se los analiza bajo el criterio de compararlos con valores referenciales de pérdidas proyectados por el Departamento de Planificación de EMELORO.

La comparación de estas pérdidas de energía calculadas del sistema de distribución primaria con las pérdidas proyectadas del sistema EMELORO se presenta en el siguiente cuadro:

**TABLA 2 – 44**

**ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN  
EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA**

SISTEMA	PERDIDAS DE ENERGIA	
	MWh/MES	%
CALCULADAS	866,89	2,09
PROYECTADAS	535,07	1,29

Al comparar los resultados obtenidos en este trabajo con los niveles proyectados de pérdidas, se aprecia que las pérdidas calculadas de energía superan en 0,8 puntos a las proyectadas del sistema de distribución primaria de la empresa EMELORO.

### 2.4.3. Análisis de las pérdidas de distribución secundaria

El análisis de los resultados de las pérdidas del sistema de distribución secundaria incluye a los transformadores, los circuitos secundarios, las luminarias de alumbrado público, las acometidas y medidores a los abonados.

Este análisis se lo realiza desde un punto de vista comparativo, es decir se compara niveles referenciales de pérdidas con los resultados de la evaluación de pérdidas del sistema EMELORO obtenidos en este trabajo.

#### ➤ Pérdidas de Potencia

Las pérdidas de potencia del sistema de distribución secundaria de un sistema referente, y del sistema EMELORO se presentan en el siguiente cuadro:

**TABLA 2 – 45**

#### **ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA**

SISTEMA	PERDIDAS DE POTENCIA	
	kW	%
IDEAL	2113,66	2,5
MÁXIMO TOLERABLE	4427,314	5
<b>EMELORO</b>	<b>6938,36</b>	<b>8,21</b>

De la comparación de los valores mostrados en el cuadro anterior se puede apreciar que las pérdidas de potencia en el sistema de distribución secundaria de EMELORO, están fuera del rango de los niveles aceptables.

➤ **Pérdidas de Energía**

Las pérdidas de energía calculadas en el sistema de distribución secundaria se las analiza bajo el criterio de compararlas con valores referenciales de pérdidas proyectadas por la propia empresa.

Las pérdidas de energía del sistema de distribución secundaria proyectadas y las pérdidas de energía calculadas se presentan en el siguiente cuadro:

**TABLA 2 – 46**

**ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN  
EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA**

SISTEMA	PERDIDAS DE ENERGIA	
	MWh/MES	%
CALCULADAS	2426,57	5,84
PROYECTADAS	2616.41	6,30

De la comparación de los valores mostrados en el cuadro anterior se puede concluir que las pérdidas de energía calculadas para el sistema de distribución secundaria son menores que las proyectadas por la empresa.

Sin embargo, estas pérdidas son las más altas en todo el sistema EMELORO y como se puede ver, en pérdidas de potencia exceden los rangos aceptables para un sistema de distribución secundaria, lo que habrá que tomar muy en cuenta al momento de plantear alternativas para mejorar las pérdidas técnicas de todo el sistema EMELORO.

# CAPÍTULO 3

## 3. PÉRDIDAS COMERCIALES

### 3.1. Introducción.

Las pérdidas comerciales (no Técnicas) representan energía que esta siendo utilizada para algún fin, pero por la cual la empresa no recibe pago alguno, razón por la cual estas pérdidas representan una elevada carga financiera para la empresa; pérdida que por lo general tiene que ser transferida a los clientes que si pagan por el servicio de energía eléctrica.

Por lo anteriormente mencionado queda claro que las pérdidas no técnicas están íntimamente relacionadas con el hurto de energía y los procesos administrativos y financieros de las Empresas Eléctricas Distribuidoras, es por eso que son también llamadas pérdidas comerciales.

En este estudio se analizará los problemas que pueda tener la empresa con respecto a su proceso de contratación de servicios, dado que es uno de los procesos fundamentales de una empresa comercializadora y en donde se encuentran muchos problemas.

### 3.2. Clasificación de pérdidas comerciales

Las pérdidas comerciales se pueden clasificar de acuerdo con varios criterios. Entre los más convenientes para el propósito de este estudio se encuentran las siguientes:

#### 3.2.1. Por la causa que las produce

Las causas que más afectan a las pérdidas comerciales son las siguientes:

- **Consumo de usuarios no registrados (contrabando):**  
Este tipo de pérdidas ocurre cuando los usuarios se conectan directamente a la red de un sistema eléctrico sin tener previamente la suscripción de un contrato o la autorización de la empresa. De manera similar en este grupo se incluyen también aquellos usuarios que habiendo tenido un contrato con la empresa son desconectados de la red y se vuelven a conectar a esta sin autorización.
  
- **Fraude o Hurto:** Este tipo de problema puede abarcar todos los casos en los cuales el usuario, siendo un suscriptor de la empresa distribuidora, altera el equipo de medición o toma

directamente la energía de las redes de distribución secundaria.

- **Error en la contabilización de energía:** Comprende todos aquellos errores de medición de los medidores, lectura y facturación de usuarios excluyendo los casos de adulteración de los equipos de medición. En errores en facturación por contabilización de energía nos referimos a los errores humanos de los digitadores al ingresar una lectura, no al proceso de facturación.
  
- **Error en consumo estimado:** Este problema se da cuando la empresa factura a ciertos clientes usando una estimación de su consumo. En este tipo de error se incluyen los casos de clientes temporales a los cuales la Empresa decide no instalar un medidor por algún motivo especial.
  
- **Error en consumo propio de la empresa:** Corresponde a la no contabilización de energía consumida por la empresa encargada de distribuirla. También se incluye generalmente el consumo no medido de auxiliares en subestaciones, edificios, alumbrado público, etc.

### 3.2.2 Por la relación con las Actividades Administrativas y Comerciales

El proceso administrativo que la empresa efectúa sobre la energía distribuida también genera pérdidas muy significativas, razón por la cual su análisis es fundamental. Tan fuerte es la relación entre las pérdidas de energía y la capacidad institucional de la empresa, que el nivel de pérdidas ha sido considerado como uno de los indicadores más significativos del desempeño de una empresa; es así que este proceso general puede dividirse en cuatro sub-procesos:

- **Registro de Consumos:** Es un procedimiento por medio del cual la empresa de electricidad obtiene un valor estimado de la energía entregada a cada usuario durante un periodo de tiempo determinado.

Si la energía entregada a un suscriptor no se mide en forma precisa, o si es mal registrada en el archivo correspondiente, su valor no puede ser recaudado adecuadamente. La energía que no se cobra representa una pérdida financiera para la empresa.

El proceso de registro de consumos comprende dos partes: en la primera se efectúa una lectura de los medidores; en la segunda parte, los valores leídos se convierten en valores de energía, usando constantes de proporcionalidad de los medidores y las relaciones de transformación de los transformadores de medida (CT y PT).

- **Facturación:** Una vez que los consumos han sido registrados, se procede a la facturación de los usuarios. Para que el proceso sea completo, es preciso que la información acerca de los usuarios sea completa y exacta; de lo contrario se presentarían errores en la facturación, los cuales pueden resultar en energía que no se cobra o se cobra a la tarifa incorrecta. La energía correspondiente a esos errores no es pagada a la empresa, resultando en pérdidas, denominadas pérdidas en facturación.

Existen diversas fuentes de error que impiden la facturación de toda la energía registrada, estas pueden ser:

- ❖ **Información errónea sobre suscriptores:** Una de las principales fuentes de error durante el proceso de

facturación esta asociada con información errónea en el archivo del suscriptor. Los errores pueden incluir:

- Tarifa incorrecta
- Información errónea sobre el contador y equipo auxiliar
- Falta de información sobre el transformador asociado con el usuario o la información es incorrecta.

❖ **Mal uso de la información:** Aun cuando la información existente sobre un usuario sea correcta, pueden presentarse diversas causas de error que afectan la energía que se recauda. Las más usuales son:

- Procedimiento inadecuado de facturación.
- Falta de control sobre los reclamos.
- Control de los consumidores con tarifa especial (tales como empleados de la empresa, etc.).

- Retardo en la facturación (Cualquier retardo en la emisión de facturas conduce a pérdidas financieras para la empresa).
- **Recaudo:** Después de producidas las facturas para el cobro de la energía, viene el proceso de recaudo de esos cobros. Por varias razones solo una parte de la energía que se facturó llega finalmente a ser recaudada.

La energía que no puede ser recaudada representa una pérdida en el proceso de recaudo. Vale la pena distinguir dos situaciones:

❖ **Facturas no pagadas:** las fuentes de pérdidas de las facturas no pagadas son: Cuenta no enviada al cliente, usuario no tiene capacidad de pago ó deficiencia en el control sobre cuentas por cobrar.

❖ **Facturas pagadas:** Aún cuando la factura ha sido pagada, todavía pueden producirse pérdidas por las siguientes causas: Pérdida o robo del dinero pagado ó Pago no acreditado al suscriptor.

Esta parte del proceso administrativo no es parte del estudio pero cabe indicarlo ya que forma parte de dicho proceso y por tal motivo hay que tenerlo en consideración.

### **3.3. Balance energético para el sistema total de EMELORO.**

El siguiente balance energético del Sistema Eléctrico de EMELORO se realiza con datos reales obtenidos del mes de septiembre del año 2005 y proporcionados por la propia empresa, en el que se podrá notar claramente los valores de las pérdidas totales de energía que tiene la empresa en este mes, con lo cual se refleja el problema de las pérdidas y se podrán tomar decisiones para reducirlas.

#### **3.3.1. Energía disponible**

La energía disponible para EMELORO es la energía con la que cuenta en cada mes para dar servicio a todos sus usuarios, la misma que se obtiene de la energía comprada al S.N.I. y la energía generada localmente por la empresa menos la energía de autoconsumo.

De manera general la empresa compra mayor cantidad de energía en los meses Diciembre hasta Mayo excepto el mes de febrero (debido a que es el mes más corto del año ya que tiene

tan solo 28 días), lo cual se debe a que el consumo en esos meses aumenta por la época de invierno y la necesidad de los clientes de usar diferentes equipos eléctricos para estos meses.

Con datos proporcionados por la empresa tenemos que la energía disponible de EMELORO durante el mes de septiembre de 2005 es de 41.554,96 [MWh/MES].

### **3.3.2. Energía facturada**

La energía total facturada comprende la energía que normalmente se factura a los usuarios, a quienes se les toma la lectura mes a mes y se la factura sin ningún problema, además a ésta se le debe sumar la energía consumida por el alumbrado público y la recuperada por la empresa por diferentes causas, como fraude, hurto de energía así como también la energía perdida en equipos no apropiados o mal calibrados. Esta facturación de energía realizada por la empresa se la contabiliza de acuerdo al tipo de abonado residencial, comercial, industrial, alumbrado público, entidades fiscales, entidades municipales y campos deportivos. De esta manera la energía total facturada por EMELORO durante el mes de septiembre de 2005 es 32.897,96 [MWh/MES].

### 3.3.3. Energía perdida

Teniendo la energía disponible y la energía total facturada se puede encontrar las pérdidas totales de energía que tiene la empresa en el mes realizando una simple resta de lo que entra menos lo que sale, es decir lo que se dispone menos lo que se factura. Además se debe tener en cuenta que la energía total de pérdidas corresponde a las pérdidas técnicas y a las pérdidas comerciales. Dentro de las pérdidas técnicas se considera a las pérdidas en el sistema de subtransmisión, líneas primarias, transformadores de distribución, circuitos secundarios, alumbrado público, acometidas y medidores; las mismas que fueron analizadas y calculadas en el capítulo 2, y que las presentamos de manera resumida en la siguiente tabla:

**TABLA 3 – 01**

#### **RESUMEN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS**

<b>TIPO DE PÉRDIDA</b>	<b>ENERGÍA [MWh/MES]</b>	<b>%</b>
SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN (PROYECTADO)	986,79	2,37
LINEAS PRIMARIAS	866,89	2,09
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	714,65	1,72
CIRCUITOS SECUNDARIOS	702,21	1,69
ALUMBRADO PÚBLICO	726,24	1,75
ACOMETIDAS	138,25	0,33
MEDIDORES	145,22	0,35
<b>PERD. TOTALES [MWh/MES]</b>	<b>4280,25</b>	<b>10,30</b>

Con un análisis previo de realizar una simple resta de la energía disponible menos la energía facturada se determinan las pérdidas totales de energía que tiene EMELORO en el mes de septiembre de 2005, las cuales son 8.657 [MWh/MES].

En la tabla 3 – 01 se puede ver que las pérdidas técnicas en el sistema de EMELORO son 4280,25 [MWh/MES], que representa un 49,44% de las pérdidas totales de la empresa; y se estima que se tendría aproximadamente un total de 51.363 [MWh/AÑO] de pérdidas técnicas.

#### **3.4. Cálculo de pérdidas comerciales**

Es preciso resaltar la importancia que tiene la estimación de las pérdidas comerciales, tanto a nivel global, como de partes o subsistemas, para el éxito de un programa de control de pérdidas. No solo permite la orientación eficiente de los esfuerzos de una empresa, atacando el problema en las áreas en donde es más provechosa la acción, usando la desagregación geográfica de las pérdidas, sino que, cuando su cálculo se efectúa en forma periódica, sirve como elemento de diagnóstico acerca de la efectividad de las medidas que se están implantando.

### 3.4.1. Metodología de cálculo

La forma usual de estimar las pérdidas comerciales consiste en efectuar un balance energético para la parte del sistema a la cual se le quiere estimar sus pérdidas. El proceso puede ser efectuado para el sistema total o para cada subsistema como subtransmisión, alimentadores, circuitos secundarios, etc. Se considera en primer lugar la estimación al nivel de todo el sistema. El método compara la energía distribuida con la facturada.

Para la descripción del procedimiento de estimación de pérdidas comerciales se deben incorporar los procesos de medición, esto se hace con el fin de involucrar los posibles errores que se presentan tanto en mediciones como en estimación. La expresión para el valor estimado de las pérdidas comerciales es:

$$P_{COM} = E_{DISP} - E_{FACT} - P_{TECN}$$

Donde:

$P_{COM}$  : Pérdidas comerciales

$E_{DISP}$  : Energía disponible estimada

$E_{FACT}$  : Energía total facturada

$P_{TECN}$  : Pérdidas técnicas estimadas

Esta forma de cálculo requiere que se registre toda la energía entregada a las subestaciones. En la energía facturada se debe incluir también la energía no cobrada incluyendo correcciones por alumbrado público, instituciones gubernamentales, usuarios a quienes no se les cobra o que tienen tarifa especial, subsidio a empleados, etc.; además de debe incluir los consumos propios de la empresa en la energía distribuida o facturada.

### 3.4.2. Resultados

Una vez que se tiene a disposición todos los datos necesarios para determinar las pérdidas comerciales que se tienen en el mes de septiembre de 2005, se procede a obtener su valor el cual se lo muestra en la siguiente tabla:

**TABLA 3 – 02**

#### **DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS COMERCIALES**

<b>ENERGÍA DISPONIBLE [MWh/MES]</b>	<b>ENERGÍA FACTURADA [MWh/MES]</b>	<b>PERDIDAS TOTALES [MWh/MES]</b>	<b>PERDIDAS TÉCNICAS [MWh/MES]</b>	<b>PERDIDAS COMERCIALES [MWh/MES]</b>
41.554,96	32.897,96	8.657	4.280,25	4.376,75

De la tabla se tiene que las pérdidas comerciales en el sistema de EMELORO son 4.376,75 [MWh/MES], que representa un

50,56% de las pérdidas totales de la empresa; por último se estima que se tendría aproximadamente un total de 52.521 [MWh/AÑO] de pérdidas comerciales.

### **3.5. Análisis de procesos administrativos y comerciales**

Aunque las pérdidas comerciales no constituyen una pérdida real de energía, es necesario hacer una distinción adicional entre ellas, debido a la forma de como se manejan los diferentes tipos de pérdidas.

Las pérdidas en el proceso de registro, tienen unidades de energía y se deben contabilizar como tal. Por otra parte, las pérdidas en los procesos de facturación y recaudo, en los cuales la energía entregada a los suscriptores ha sido convertida a su equivalente en unidades monetarias, debe tratarse en forma separada.

#### **3.5.1. Procesos administrativos y comerciales más importantes**

Se debe tener en claro de una manera explícita la diferencia entre los dos tipos de pérdidas, las que ocurren durante el proceso de registro, es decir, las que se miden en unidades de energía; y los otros dos tipos de pérdidas que ocurren en los procesos de facturación y recaudo que son consideradas

estrictamente *Perdidas financieras*. Este último término es poco preciso, sin embargo, puesto que como se ha mencionado, todos los tipos de pérdidas son considerados finalmente como pérdidas de tipo financiero para la empresa.

Por lo anteriormente mencionado, todos los procesos administrativos de una empresa eléctrica presentan pérdidas de energía, por esta razón analizaremos de una manera general los procesos financieros o administrativos más importantes de EMELORO, los cuales se describe a continuación:

➤ **Facturación:** es uno de los procesos administrativos con mayor números de pasos a seguir, en el que requiere de una información precisa de los suscriptores, para de esta manera realizar una correcta facturación de la tarifa que se le cobra a los usuarios; por esta razón se lo ha dividido en cuatro sub-procesos, los cuales son:

- Lectura
- Validación.
- Liquidación e impresión de planillas.
- Repartición de planillas.

- **Contratación:** este proceso se refiere a la parte cuando un usuario se acerca a la empresa a solicitar un servicio eléctrico nuevo (instalación de medidor) que proporciona ésta, y en el cual existen varios factores que inciden para que la instalación no sea desarrollada de forma rápida o peor aún que no se la realice. Lo que sucede es que se está dejando que el usuario consuma energía sin poder registrarla.

Estos factores pueden ser: por parte de la empresa o por parte del mismo usuario.

La empresa eléctrica puede tener problemas con la falta de materiales para realizar la instalación, desabastecimiento de medidores, etc. En cambio el usuario se puede demorar en cancelar la instalación y el correspondiente depósito de garantía por varios meses o hasta por último se olvida y no se acerca a pagar.

Por todos estos motivos a continuación se procederá a analizar de una manera más minuciosa el proceso de contratación de nuevos servicios ofrecido por EMELORO.

### 3.5.2. Proceso de contratación para clientes residenciales

A continuación se describirá todos los pasos para este proceso administrativo:

- **Solicitud del servicio por parte del cliente:** el proceso de inicia cuando el cliente se acerca a las oficinas del dpto. de contratos y servicios de la empresa a solicitar el nuevo servicio donde es atendido y se le proporciona los requisitos impresos en una hoja los cuales debe cumplir. Los servicios pueden ser:

- **Solicitud de Nuevo Servicio.**
- Cambio de Propietario.
- Cambio de Medidor por aumento de la Carga.
- Cambio de Medidor por Daño.
- Reubicación de Medidor.
- Reubicación o Cambio de Acometida.
- Cambio de Domicilio.
- Suspensión del servicio a petición del Cliente.

- **Recepción de requisitos del cliente solicitados por la empresa:** en la ventanilla de atención a clientes se receptan todas las solicitudes por los diferentes servicios.

▪ **Llenar solicitud con los datos del cliente:** los datos que se solicitan al cliente son ingresados a la base de datos del sistema TEL-NET, propiedad de la empresa, por parte de la persona encargada, y son los siguientes:

- Apellidos y Nombres.
- Cédula – RUC Cliente.
- Dirección.
- Código del Cliente.
- Ocupación.
- Tipo de Entidad.

Los documentos que el cliente debe llevar y presentar para poder ser ingresado en la base de datos son:

**A. Persona Natural:**

- Copia de la cédula de identidad.
- Copia de la escritura.
- Si no tiene copia de la escritura, pedir copia del recibo de pago de impuestos municipales del año en curso o del año anterior.
- Número de medidor vecino de su Domicilio.

**B. Persona Jurídica:**

- Copia del nombramiento de! Representante Legal.
- Copia de la cédula de identidad.
- Copia del RUC.
- Copia de la escritura.
- Si no tiene copia de la escritura, pedir copia del recibo de pago de impuestos municipales del año en curso o del año anterior.
- Número de medidor vecino de su Domicilio.

Es importante mencionar que toda persona natural o jurídica que sea arrendataria de un inmueble no puede solicitar el servicio sino que debe ir el propietario y hacer el trámite. Así mismo, los datos de ubicación del inmueble deben constar en un informe del área comercial y coincidir con la dirección que consta en la escritura.

De la misma forma es importante señalar que la empresa inicialmente no cobra ningún rubro por la inspección e instalación del servicio nuevo. El valor que se cobra es una garantía por la instalación, el cual se adiciona en la segunda o tercera planilla dependiendo del consumo del cliente.

- **Validar deudas anteriores:** la misma persona encargada de realizar la orden de inspección para el cliente debe validar si el cliente tiene alguna deuda pendiente.

El sistema TEL-NET valida si el cliente mantiene una deuda pendiente o si existe una deuda en el solar escogido enviando un mensaje para conocimiento de la persona que registra la solicitud, entonces el proceso será bloqueado posteriormente en la aprobación de la inspección, en el caso que el cliente mantenga la deuda.

- **Espera de solicitud en la base de datos:** este paso es solamente el tiempo que toma la información del cliente en estar en la base de datos hasta que la supervisora del departamento de contratos y servicios las revise para luego poder imprimirlas y presentarlas como una orden de inspección.

La supervisora revisa todas las órdenes para servicio de nuevos medidores a cada hora, para emitir la orden al inspector.

- **Imprimir orden de inspección:** al imprimir las órdenes de inspección son entregadas al supervisor encargado del área de

acometidas y medidores, quien es el responsable de realizar el trabajo de inspeccionar la vivienda. En la orden constan los siguientes datos:

- Cédula de identidad
- Nombres y Apellidos
- N. de Solicitud
- Dirección, Parroquia, Sector.

▪ **Entregar solicitud del cliente al inspector:** la supervisora del departamento de contratos y servicios después de recibir las solicitudes impresas las entrega al inspector para luego realizar la respectiva inspección.

Algunas inspecciones demoran más que otras ya que algunos lugares están muy lejos y el inspector tarda un poco más, por lo tanto no se tiene un tiempo exacto de cuanto demora una inspección en zonas rurales.

▪ **Realizar inspección:** una vez que el inspector recibe las órdenes de hacer las revisiones para los clientes, de inmediato acude a los lugares. La inspección al cliente residencial consiste

en revisar todas las instalaciones del lugar donde se va a realizar la colocación del medidor, es decir que cumpla con todos los requisitos técnicos de seguridad en base a un manual de normas que se ha elaborado para la instalación de acometidas y medidores, y así decidir si la solicitud es aprobada o rechazada para luego llevar esta información a la empresa.

▪ **Entrega de datos de la inspección:** luego de terminar la inspección de cada una de las solicitudes de los nuevos clientes, el inspector escribe todas las observaciones necesarias y las entrega a la supervisora. Si en la solicitud entregada por el inspector existe la novedad de que ese usuario necesita medidor trifásico debido a que la carga instalada es superior a 10KW, entonces en la dirección técnica el cliente debe presentar un proyecto eléctrico, en el cual se presentan los requisitos en tres carpetas que contienen:

- La memoria eléctrica del proyecto.
- El cálculo de la demanda.
- El plano eléctrico del proyecto.
- Certificado del CRIEL (Colegio de Ingenieros Eléctricos).

- **Ingreso de datos de la inspección:** la supervisora revisa las hojas de inspección, y luego las ingresa a la base de datos del programa para que puedan ser recibidas en el departamento de medidores.
  
- **Revisión de solicitud en la base de datos:** es similar al paso de espera de solicitud antes mencionado, pero es el momento en que las solicitudes son revisadas por la persona encargada en el departamento de medidores y se les asigna el medidor y los materiales según la inspección previa.
  
- **Verificar si existen materiales en bodega:** en las oficinas de acometidas y medidores la persona encargada revisa personalmente si los equipos y materiales que corresponden a lo que el cliente esta solicitando se tienen disponibles en bodega, luego de esto, se esta listo para imprimir la orden de instalación.
  
- **Imprimir orden de instalación:** impresa las órdenes de instalación la persona encargada las ordena y hace una división de los grupos para que realicen la instalación. Esto se lleva a cabo al día siguiente que se realizo la inspección.

- **Realizar la instalación:** los grupos de instaladores antes de ir a instalar, pasan por bodega retirando los materiales que fueron asignados para cada solicitud. Una vez que se tienen los materiales acuden a los diferentes lugares para realizar la instalación del equipo de medición.
- **Ingresar datos de instalación:** Luego de realizar la instalación los inspectores entregan las órdenes de instalación ya realizadas para ver si ocurrió alguna novedad, si no las hay se las entrega al ingeniero encargado para aprobarlas, y luego asignarles número de cuenta y de geo-código.

Finalmente estas órdenes son entregadas a la secretaria para que ingrese al nuevo cliente en la base de datos de la empresa, con lo cual ya es considerado en el próximo ciclo de lectura, para que luego se emita su respectiva planilla.

#### **3.5.2.1. Análisis de eficiencia del proceso de contratación**

Para un mejor análisis del proceso hemos creído conveniente enfatizar más en el detalle de cada uno de los pasos. En la tabla 3.1 del anexo 1, se muestran los tiempos aproximados del mes en estudio. Los tiempos

de cada paso son estimados mediante el seguimiento que se le hizo al proceso. Estos datos nos servirán en el análisis de tiempo. El detalle de cada uno de los pasos se presenta de la siguiente manera:

**I. Pasos Iniciales.**

- Recibir Requisitos de clientes.
- Llenar solicitud con datos del cliente.
- Validar deudas anteriores.

**II. Espera de Solicitud en la Base de Datos.**

**III. Imprimir orden de Inspección.**

- Imprimir orden de inspección.
- Entregar solicitud del cliente al inspector.
- Realizar la inspección.
- Entrega de datos de la inspección.
- Ingreso de datos de la inspección.

**IV. Revisión de Solicitud en la Base de Datos.**

**V. Instalación Aprobada.**

- Aprobar orden de instalación.

## VI. Asignación de Materiales.

- Verificar si existen materiales en bodega.
- Imprimir autorización para retirar materiales.

## VII. Impresión de orden de Instalación

- Realizar instalación.
- Entrega de datos de la instalación.
- Ingreso de datos de la instalación.

Con los tiempos de cada paso del proceso se los clasificará por operación, transporte, demora, almacenaje, inspección o retrabajo; esto se detalla en la hoja de trabajo que se encuentra en la tabla 3.2 del anexo 1, En la siguiente tabla se puede ver la cantidad total de los tiempos ya distribuidos por cada paso.

**TABLA 3 – 03**

### **SUMATORIA DE DATOS DEL PROCESO DE CONTRATACION**

<b>PASO</b>	<b>SIMBOLGIA</b>	<b>PASOS</b>	<b>HORAS</b>
OPERACION	○	9	122,33
TRANSPORTE	⇒	2	8,87
DEMORA	⊕	5	67,97
INSPECCION	□		
ALMACENAJE	▽		
RETRABAJO	®		
<b>TOTAL</b>		<b>16</b>	<b>199,18</b>

A partir de la tabla de sumatoria de datos, se calcula la eficiencia del proceso con la siguiente formula:

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Operacion}}{\text{Total}} * 100\%$$

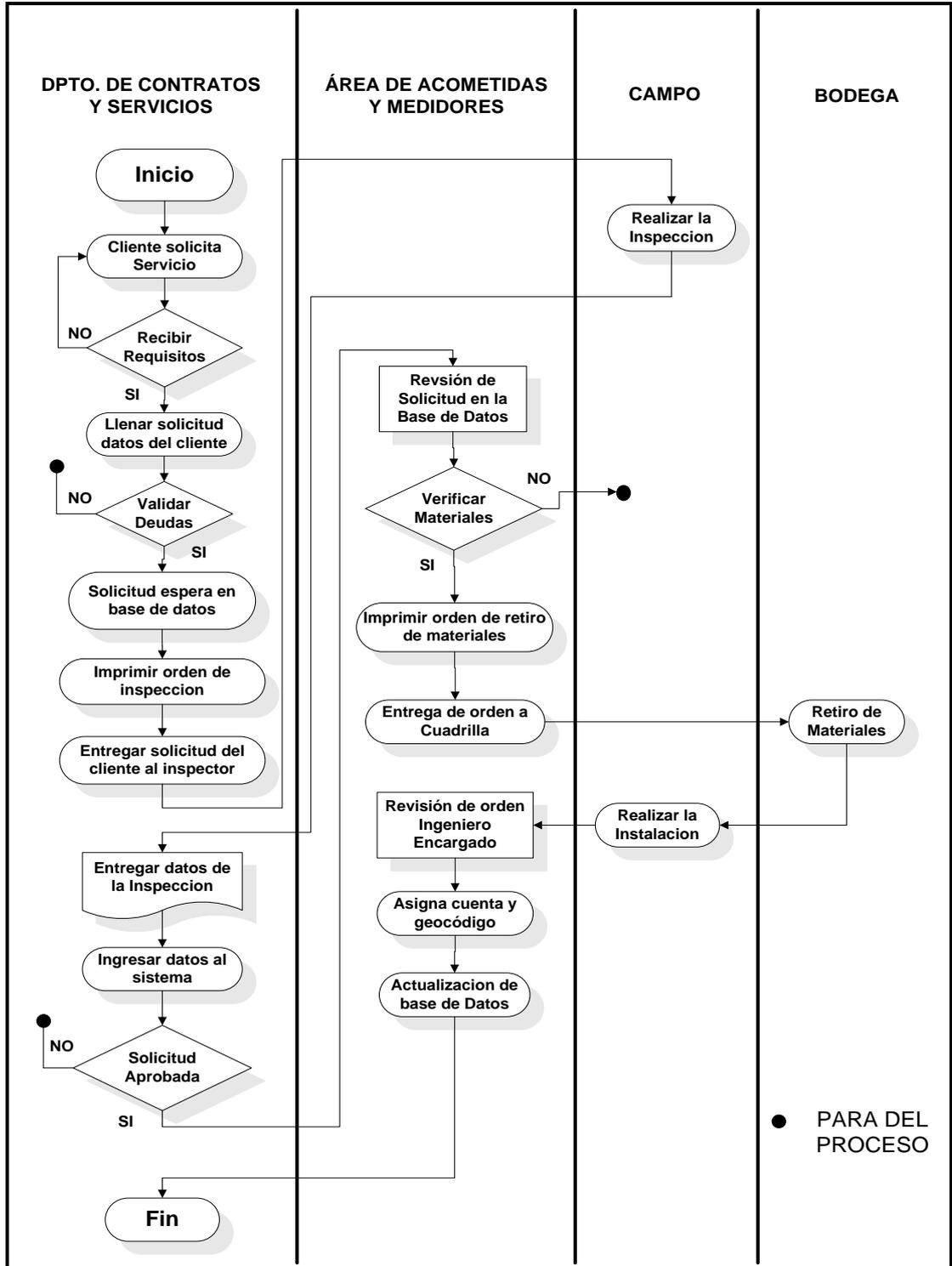
Donde el total es la suma de todos los pasos que son de operación, transporte, demora, almacenaje, inspección y retrabajo.

Entonces la eficiencia del proceso de contratación es:

$$\text{Eficiencia} = \frac{122,33}{199,18} * 100 = 61,42\%$$

El proceso de contratación tiene una eficiencia del 61,42%.

### 3.5.2.2. Flujograma del proceso de contratación



## **CAPÍTULO 4**

### **4. ALTERNATIVAS DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS.**

#### **4.1. Alternativas para reducir las pérdidas técnicas**

Las pérdidas eléctricas así como su control tienen asociados unos costos, por lo tanto, la decisión de tomar una u otra medida para lograr una reducción del nivel de pérdidas del sistema se efectuará con base a una adecuada evaluación económica, que se realizará en el capítulo 5 de este proyecto.

El control de pérdidas se debe realizar a todos los niveles del sistema, es decir, a nivel de transmisión y distribución. En este capítulo se describen las alternativas principales y criterios fundamentales que se deben tener en cuenta para el control de pérdidas en los subsistemas de distribución, los mismos que se pueden implementar para lograr reducir y controlar las pérdidas técnicas que tiene EMELORO.

No se incluyen medidas de control en el área de subtransmisión puesto que ésta raramente presenta niveles excesivos de pérdidas.

A continuación describiremos de manera detallada cada una de las alternativas propuestas para lograr un control y reducción de las pérdidas técnicas en los subsistemas de distribución.

#### **4.1.1. Instalación de capacitores**

El factor de potencia es un índice que refleja en forma clara el funcionamiento de un sistema eléctrico, por tanto, es imprescindible conocer y evaluar sus valores óptimos. Entre los beneficios que se obtienen por corrección de factor de potencia se pueden mencionar:

- Disminución o eliminación de las penalizaciones por bajo factor de potencia que ejerce la compañía suministradora, incluso, se puede llegar a tener bonificaciones por este concepto. (Es ahorro o ganancia líquida en dinero)
- Aumento de la capacidad eléctrica del sistema sin realizar cambios físicos como redimensionamiento de alimentadores, aumento de capacidad de los diferentes dispositivos, etc. Evitando, obviamente, una inversión.
- Mejora de la calidad del voltaje del sistema

- Disminución de pérdidas en el sistema por efecto Joule  $I^2 R$

Dentro de los métodos para atacar el problema de corrección de factor de potencia, y por lo tanto reducir y controlar las pérdidas en líneas primarias, es la instalación de bancos de capacitores.

En las empresas estos bancos de capacitores suelen ser instalados en forma irregular y muchas veces, errónea, por consecuencia no obtienen resultados satisfactorios. Mediante la simulación digital, en el programa DPA/G se puede determinar la óptima localización de bancos de capacitores que se van a instalar o que ya están instalados, para lo cual se realiza lo siguiente:

- En el programa DPA/G, programa en el cual se calculó las pérdidas en las líneas primarias de muestra, se procede a utilizar la opción de colocar capacitores en un “feeder” o línea primaria tipo, y luego de realizar el análisis el programa determina la localización y capacidad óptima del banco de capacitores; los datos emitidos por el programa DPA/G se los muestra en el anexo 1. Los resultados de la mejora de

pérdidas para el alimentador “SUCRE” se los muestra a continuación:

**TABLA 4 – 01**  
**MEJORA DE PÉRDIDAS DE POTENCIA POR INSTALACIÓN DE**  
**CAPACITORES**

<b>CAPACITOR CALCULADO (kVAR)</b>		586
<b>CAPACITOR AJUSTADO (kVAR)</b>		600
<b>DISTANCIA (Km)</b>		3,37
<b>PÉRDIDAS SIN CAPACITOR (kW)</b>		77,06
<b>PÉRDIDAS CON CAPACITOR (kW)</b>		65,11
<b>AHORRO</b>	<b>(kW)</b>	11,95
	<b>%</b>	15,51

De la comparación de los resultados obtenidos se puede apreciar que las pérdidas se reducen en 11,95 [kW] que representa el 15,51% de pérdidas sin capacitor. Además la distancia en donde el programa ubica al capacitor es aproximadamente los dos tercios de la longitud total del alimentador iniciando desde la subestación; resultado que concuerda con la teoría expresada en los libros de compensación reactiva. <sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Compensación de Potencia Reactiva en Sistemas Eléctricos (Autor: Ing. Juan Yebra Morón)

- Luego, con el resultado de las pérdidas de potencia para demanda máxima del mes en estudio y el factor de pérdidas del alimentador se determina las pérdidas de energía, cuyos resultados se presentan en el siguiente cuadro:

**TABLA 4 – 02**  
**MEJORA DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR INSTALACIÓN DE**  
**CAPACITORES**

<b>FACTOR DE PÉRDIDAS</b>		0,479
<b>PÉRDIDAS SIN CAPACITOR (MWh/MES)</b>		26,58
<b>PÉRDIDAS CON CAPACITOR (MWh/MES)</b>		22,46
<b>AHORRO</b>	<b>(MWh/MES)</b>	4,12
	<b>%</b>	15,51

De la tabla de los resultados obtenidos se puede apreciar que las pérdidas se reducen en 4,12 [MWh/MES] que representa el 15,51% de pérdidas de energía sin capacitor.

#### **4.1.2. Cambio de Transformador de distribución.**

Los transformadores de distribución pueden duplicar su porcentaje de pérdidas si operan con cargas muy bajas (por las pérdidas de vacío) siendo subutilizados, o muy altas (pérdidas combinadas de vacío y de carga) con lo que estarían sobreutilizados.

Entonces la alternativa que se propone consiste en cambiar los transformadores para que trabajen dentro de su porcentaje óptimo de funcionamiento, es decir que la eficiencia es máxima cuando la utilización de su capacidad nominal esta entre un 50% y 70%, lo que indica que el transformador es menos eficiente si se carga a menos de su capacidad nominal o mas allá del 70%.

El procedimiento consiste en calcular las perdidas normales del transformador, para lo cual necesitamos la capacidad del mismo, sus respectivas perdidas en vacío y en el núcleo, y su valor de factor de utilidad.

El factor de utilización es un gran indicador de la eficiencia de los transformadores, por tal motivo se deberá obtener este valor y así conocer su eficiencia para posteriormente determinar si está subutilizado o sobrecargado, y con esto realizar el cambio respectivo por otro transformador de capacidad inferior o superior según sea el caso.

Con este procedimiento se pretende evitar los porcentajes elevados de pérdidas que se dan por las razones ya nombradas.

Los resultados obtenidos de aplicar este método a 11 transformadores seleccionados de los circuitos secundarios de muestra, se presentan a continuación:

**TABLA 4 – 03**  
**MEJORA DE PÉRDIDAS DE POTENCIA POR EL CAMBIO DE TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN**

CIRCUITO	ORIGINALES			MEJORADAS			AHORRO (KW)
	CAPCIDAD (KVA)	PERDIDAS (kW)	FU (%)	CAPCIDAD (KVA)	PERDIDAS (kW)	FU (%)	
R. Bajo C15	37,5	0,234	41,45	25	0,217	62,18	0,017
R. Bajo C18	15	0,106	33,65	10	0,103	50,47	0,003
R. Bajo C19	15	0,129	44,64	10	0,111	66,95	0,018
R. Bajo C20	15	0,115	38,50	10	0,106	57,74	0,009
R. Bajo C29	37,5	0,225	39,72	25	0,213	59,57	0,012
R. Bajo C33	37,5	0,542	82,33	50	0,383	61,75	0,159
R. Medio C45	25	0,162	41,65	15	0,159	55,68	0,003
R. Medio C46	50	0,248	41,85	37,5	0,139	58,35	0,109
R. Medio C47	37,5	0,477	75,63	50	0,381	61,46	0,097
R. Medio C50	25	0,153	38,81	15	0,132	60,49	0,021
Com. Ind. C63	37,5	0,598	87,73	50	0,417	65,80	0,181

<b>AHORRO TOTAL [kW]</b>	<b>0,628</b>
<b>% DE AHORRO</b>	<b>21,01</b>

Como se puede observar en la tabla anterior, las pérdidas de potencia en los transformadores tienen un ahorro de 0,628 [kW] que equivale a un 21,01% del total de pérdidas de potencia originales de estos transformadores.

Luego, con el resultado de las pérdidas de potencia para demanda máxima del mes en estudio y el respectivo factor de pérdidas de cada transformador se determina las pérdidas de energía, cuyos resultados se presentan en la siguiente tabla:

**TABLA 4 – 04**  
**MEJORA DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR EL CAMBIO DE TRANSFORMADOR**  
**DE DISTRIBUCIÓN**

CIRCUITO	ORIGINALES			MEJORADAS			AHORRO (KW)
	CAPCIDAD (kVA)	Fp	PERDIDAS (MWh/MES)	CAPCIDAD (kVA)	Fp	PERDIDAS (MWh/MES)	
R. Bajo C15	37,5	0,438	0,074	25	0,438	0,068	0,005
R. Bajo C18	15	0,438	0,033	10	0,438	0,033	0,001
R. Bajo C19	15	0,438	0,041	10	0,438	0,035	0,006
R. Bajo C20	15	0,438	0,036	10	0,438	0,033	0,003
R. Bajo C29	37,5	0,438	0,071	25	0,438	0,067	0,004
R. Bajo C33	37,5	0,438	0,171	50	0,438	0,121	0,050
R. Medio C45	25	0,484	0,056	15	0,484	0,055	0,001
R. Medio C46	50	0,484	0,086	37,5	0,484	0,048	0,038
R. Medio C47	37,5	0,484	0,166	50	0,484	0,133	0,033
R. Medio C50	25	0,484	0,053	15	0,484	0,046	0,007
Com. Ind. C63	37,5	0,510	0,220	50	0,510	0,153	0,066

<b>AHORRO TOTAL [MWh/MES]</b>	<b>0,215</b>
<b>% DE AHORRO</b>	<b>21,33</b>

De la tabla anterior se tiene que las pérdidas de energía en los transformadores tienen un ahorro de 0,215 [MWh/MES] que equivale a un 21,33% del total de pérdidas de energía originales de estos transformadores.

#### **4.1.3. Cambio de calibre de conductor**

Como se tiene conocimiento las pérdidas que se producen en los conductores son debido al paso de la corriente a través de ellos con el objetivo de transportar la energía de un lugar a otro; pero estas pérdidas no solo dependen de la corriente que circula, sino que también dependen de la resistencia propia de los conductores.

Debemos tomar en cuenta que la corriente que circula a través de la red secundaria es como consecuencia del consumo de los abonados, por esta razón tratar de disminuirla implica dejar sin servicio eléctrico a algún usuario. Entonces, la alternativa que se propone es la reducción de la resistencia propia de los conductores, por medio del cambio de calibre del conductor por otro de mayor sección a fin de disminuir la resistencia acumulada en cada circuito de muestra.

Teniendo en cuenta lo mencionado se procederá a cambiar el calibre del conductor de los circuitos secundarios que se tenga la posibilidad de hacerlo. El cálculo de las pérdidas de potencia mejoradas, con un conductor de mayor calibre, se lo realiza de igual manera como se determinó las pérdidas originales de los

circuitos secundarios mostradas en el capítulo 2, y su resultado se muestra en la siguiente tabla:

**TABLA 4 – 05**  
**MEJORA DE PÉRDIDAS DE POTENCIA POR EL CAMBIO DE**  
**CALIBRE DE CONDUCTOR**

CIRCUITO	TRAFO (KVA)	PERDIDA POTENCIA ORIGINAL (W)	PERDIDA POTENCIA MEJORADA (W)	AHORRO (W)
R. Bajo C1	50c	159,189	159,189	0,000
R. Bajo C2	37,5c	74,741	74,741	0,000
R. Bajo C3	50c	87,320	87,320	0,000
R. Bajo C4	37,5c	33,780	33,780	0,000
R. Bajo C5	37,5c	44,318	44,318	0,000
R. Bajo C6	37,5a	278,706	188,653	90,053
R. Bajo C7	25a	171,852	120,489	51,363
R. Bajo C8	37,5b	73,282	57,455	15,827
R. Bajo C9	25a	178,051	151,899	26,152
R. Bajo C10	37,5a	579,216	380,352	198,864
R. Bajo C11	50a	338,243	226,632	111,611
R. Bajo C12	50a	128,315	92,364	35,951
R. Bajo C13	37,5a	107,671	79,269	28,402
R. Bajo C14	25a	69,392	52,020	17,372
R. Bajo C15	37,5a	207,603	143,295	64,308
R. Bajo C16	25a	80,811	62,413	18,398
R. Bajo C17	15c	59,221	48,641	10,581
R. Bajo C18	15a	44,101	38,995	5,106
R. Bajo C19	15c	69,783	55,378	14,405
R. Bajo C20	15b	41,595	37,397	4,198
R. Bajo C21	37a	53,117	52,143	0,974
R. Bajo C22	15b	64,611	52,079	12,532
R. Bajo C23	50b	718,945	469,487	249,458
R. Bajo C24	37,5c	111,977	82,294	29,683
R. Bajo C25	15c	51,923	43,985	7,938
R. Bajo C26	15c	46,950	40,813	6,137
R. Bajo C27	10a	78,431	60,894	17,536
R. Bajo C28	15b	104,186	77,324	26,862
R. Bajo C29	37,5b	47,057	44,697	2,360
R. Bajo C30	50b	122,079	97,635	24,444

R. Bajo C31	37,5c	47,673	47,673	0,000
R. Bajo C32	75b	38,536	38,025	0,511
R. Bajo C33	37,5c	48,880	48,716	0,164
R. Bajo C34	25c	53,165	49,291	3,874
R. Bajo C35	37,5	35,336	35,336	0,000
R. Bajo C36	37,5	74,928	59,081	15,847
R. Bajo C37	37,5b	49,229	49,229	0,000
R. Bajo C38	75b	69,603	56,175	13,428
R. Bajo C39	75b	51,051	43,353	7,698
R. Bajo C40	50c	124,475	108,794	15,681
R. Bajo C41	37,5c	327,595	223,385	104,21
R. Bajo C42	50c	142,032	101,538	40,494
R. Medio C43	37,5a	192,534	192,534	0,000
R. Medio C44	25c	79,870	79,870	0,000
R. Medio C45	25a	43,355	43,355	0,000
R. Medio C46	50a	160,674	160,674	0,000
R. Medio C47	37,5a	339,311	339,311	0,000
R. Medio C48	50c	145,184	145,184	0,000
R. Medio C49	50b	88,729	88,729	0,000
R. Medio C50	50b	703,600	567,523	136,077
R. Medio C51	37,5a	100,514	84,179	16,335
R. Medio C52	50a	219,842	203,286	16,556
R. Medio C53	37,5c	220,267	220,267	0,000
R. Medio C54	37,5c	132,147	132,147	0,000
R. Medio C55	37,5b	111,267	111,267	0,000
R. Medio C56	37,5a	52,855	52,855	0,000
R. Medio C57	37,5a	60,543	54,259	6,284
R. Medio C58	37,5b	79,802	79,802	0,000
R. Medio C59	50b	127,770	107,653	20,117
R. Medio C60	37,5b	153,895	128,403	25,492
R. Alto C61	50b	181,400	150,249	31,151
Com.Ind. C62	50c	1432,500	1432,463	0,037
Com.Ind. C63	37,5a	510,970	407,607	103,363
Com.Ind. C64	75a	197,310	138,694	58,616
Com.Ind. C65	75a	284,910	284,910	0,000
Com.Ind. C66	75b	1089,900	208,802	881,098
Com.Ind. C67	70c	275,670	138,694	136,976
Com.Ind. C68	50b	491,613	328,683	162,931
Com.Ind. C69	50c	311,950	208,850	103,100
Com.Ind. C70	50c	261,990	261,990	0,000
<b>TOTAL</b>		<b>13.339,343</b>	<b>10.368,789</b>	<b>2.970,554</b>

Para tener una mejor apreciación de la reducción de pérdidas a continuación se presenta el resumen por cada tipo de estrato:

**TABLA 4 – 06**  
**RESUMEN DE LA MEJORA DE PÉRDIDAS DE POTENCIA POR EL**  
**CAMBIO DE CALIBRE DE CONDUCTOR**

<b>ESTRATO</b>	<b>CIRCUITOS SECUNDARIOS</b>	<b>PERDIDAS ORIGINALES (kW)</b>	<b>PERDIDAS MEJORADAS (kW)</b>	<b>AHORRO (kW)</b>
RESID. BAJO	42	5,289	4,017	1,272
RESID. MEDIO	18	3,012	2,791	0,221
RESID. ALTO	1	0,181	0,150	0,031
COM. - INDUST.	9	4,857	3,411	1,446
<b>AHORRO TOTAL [kW]</b>			<b>2,971</b>	
<b>% DE AHORRO</b>			<b>22,27</b>	

Como se puede apreciar en esta tabla, las pérdidas de potencia mejoradas en los circuitos secundarios de muestra producen un ahorro de 2,971 [kW] que equivale a un 22,27% del total de pérdidas de potencia originales de los circuitos de muestra.

Con los valores de las pérdidas de potencia del mes en estudio y el respectivo factor de pérdidas de cada tipo de estrato se determina las pérdidas de energía, cuyos resultados se presentan a continuación:

**TABLA 4 – 07**  
**MEJORA DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR EL CAMBIO DE CALIBRE DE**  
**CONDUCTOR**

ESTRATO	CIRCUITOS SECUND.	Fp	PERDIDAS ORIGINALES (MWh/MES)	PERDIDAS MEJORADAS (MWh/MES)	AHORRO (MWh/MES)
RESID. BAJO	42	0,438	1,669	1,267	0,402
RESID. MEDIO	18	0,484	1,050	0,973	0,077
RESID. ALTO	1	0,379	0,049	0,041	0,008
COM. - INDUST.	9	0,510	1,783	1,252	0,531

<b>AHORRO TOTAL [MWh/MES]</b>	<b>1,018</b>
<b>% DE AHORRO</b>	<b>22,37</b>

De la tabla anterior se tiene que las pérdidas de energía en los circuitos secundarios tienen un ahorro de 1,018 [MWh/MES] que equivale a un 22,37% del total de pérdidas de energía originales de los circuitos secundarios.

#### **4.1.4. Ubicación óptima del Transformador de distribución**

Se debe tener en cuenta que otra de las causas de pérdidas producidas en los circuitos secundarios se relaciona con la ubicación no óptima del transformador de distribución, es decir que el transformador no se encuentra ubicado en el centro de carga del circuito, motivo por el cual la corriente a la salida del transformador que circula en cualquier dirección a través de la red secundaria es mayor y por lo tanto las pérdidas también lo

son. Además es importante recalcar que a medida que el transformador se aleja del centro de carga las corrientes que saldrán de éste serán mayores, teniendo un conocimiento claro de que el centro de carga de un circuito no necesariamente es el centro físico de éste.

Tomando en consideración lo expuesto, se plantea la alternativa de reubicar el transformador en el centro de carga, para de esta manera darle una ubicación óptima y por consiguiente lograr disminuir las pérdidas en los circuitos secundarios.

Para reducir y controlar las pérdidas en los circuitos secundarios por la ubicación óptima del transformador de distribución se realiza el siguiente procedimiento:

Se procederá a reubicar los transformadores de los circuitos de muestra lo más cercanos al centro de carga, para lo cual se tomará en cuenta el poste o nodo en donde se concentre el mayor consumo de los abonados, y así elegir el nuevo poste en donde de ubicará el transformador. En la figura 4.1 del anexo 2 se muestra un circuito tipo, con el valor de energía concentrada en los nodos producto del consumo de los usuarios, indicando la

ubicación original del transformador y luego con la óptima ubicación en el centro de carga. Los resultados obtenidos luego de reubicar los transformadores y hacer el respectivo análisis de cada circuito secundario se muestran a continuación:

**TABLA 4 – 08**  
**MEJORA DE PÉRDIDAS DE POTENCIA POR LA UBICACIÓN ÓPTIMA**  
**DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN**

<b>CIRCUITO</b>	<b>TRAFO (KVA)</b>	<b>PERDIDA POTENCIA ORIGINAL (W)</b>	<b>PERDIDA POTENCIA MEJORADA (W)</b>	<b>AHORRO (W)</b>
R. Bajo C1	50c	159,189	159,189	0,000
R. Bajo C2	37,5c	74,741	74,741	0,000
R. Bajo C3	50c	87,320	87,320	0,000
R. Bajo C4	37,5c	33,780	33,780	0,000
R. Bajo C5	37,5c	44,318	38,440	5,878
R. Bajo C6	37,5a	278,706	278,706	0,000
R. Bajo C7	25a	171,852	171,852	0,000
R. Bajo C8	37,5b	73,282	51,321	21,961
R. Bajo C9	25a	178,051	178,051	0,000
R. Bajo C10	37,5a	579,216	579,216	0,000
R. Bajo C11	50a	338,243	338,243	0,000
R. Bajo C12	50a	128,315	128,315	0,000
R. Bajo C13	37,5a	107,671	107,671	0,000
R. Bajo C14	25a	69,392	69,392	0,000
R. Bajo C15	37,5a	207,603	134,855	72,748
R. Bajo C16	25a	80,811	62,803	18,008
R. Bajo C17	15c	59,221	59,221	0,000
R. Bajo C18	15a	44,101	36,715	7,386
R. Bajo C19	15c	69,783	69,783	0,000
R. Bajo C20	15b	41,595	37,415	4,180
R. Bajo C21	37a	53,117	53,117	0,000
R. Bajo C22	15b	64,611	46,689	17,922
R. Bajo C23	50b	718,945	718,945	0,000
R. Bajo C24	37,5c	111,977	70,395	41,582
R. Bajo C25	15c	51,923	51,923	0,000
R. Bajo C26	15c	46,950	46,950	0,000

R. Bajo C27	10a	78,431	78,431	0,000
R. Bajo C28	15b	104,186	104,186	0,000
R. Bajo C29	37,5b	47,057	42,842	4,215
R. Bajo C30	50b	122,079	122,079	0,000
R. Bajo C31	37,5c	47,673	47,504	0,169
R. Bajo C32	75b	38,536	37,960	0,575
R. Bajo C33	37,5c	48,880	48,880	0,000
R. Bajo C34	25c	53,165	53,165	0,000
R. Bajo C35	37,5	35,336	35,336	0,000
R. Bajo C36	37,5	74,928	74,928	0,000
R. Bajo C37	37,5b	49,229	49,229	0,000
R. Bajo C38	75b	69,603	69,603	0,000
R. Bajo C39	75b	51,051	51,051	0,000
R. Bajo C40	50c	124,475	124,475	0,000
R. Bajo C41	37,5c	327,595	327,595	0,000
R. Bajo C42	50c	142,032	142,032	0,000
R. Medio C43	37,5a	192,534	192,534	0,000
R. Medio C44	25c	79,870	79,870	0,000
R. Medio C45	25a	43,355	43,355	0,000
R. Medio C46	50a	160,674	160,674	0,000
R. Medio C47	37,5a	339,311	339,311	0,000
R. Medio C48	50c	145,184	145,184	0,000
R. Medio C49	50b	88,729	88,729	0,000
R. Medio C50	50b	703,600	257,947	445,653
R. Medio C51	37,5a	100,514	98,165	2,349
R. Medio C52	50a	219,842	219,842	0,000
R. Medio C53	37,5c	220,267	220,267	0,000
R. Medio C54	37,5c	132,147	132,147	0,000
R. Medio C55	37,5b	111,267	99,457	11,810
R. Medio C56	37,5a	52,855	52,855	0,000
R. Medio C57	37,5a	60,543	60,543	0,000
R. Medio C58	37,5b	79,802	79,802	0,000
R. Medio C59	50b	127,770	127,770	0,000
R. Medio C60	37,5b	153,895	133,116	20,779
R. Alto C61	50b	181,400	129,494	51,906
Com.Ind. C62	50c	1432,500	1.315,634	116,866
Com.Ind. C63	37,5a	510,970	90,892	420,078
Com.Ind. C64	75a	197,310	49,648	147,662
Com.Ind. C65	75a	284,910	284,910	0,000
Com.Ind. C66	75b	1089,900	578,716	511,184
Com.Ind. C67	70c	275,670	198,936	76,734
Com.Ind. C68	50b	491,613	491,613	0,000
Com.Ind. C69	50c	311,950	201,423	110,527
Com.Ind. C70	50c	261,990	116,278	145,712
	<b>TOTAL</b>	<b>13.339,343</b>	<b>11.083,458</b>	<b>2.255,885</b>

Para tener una mejor referencia de la reducción de pérdidas por cada tipo de estrato a continuación se presenta un resumen:

**TABLA 4 – 09**

**RESUMEN DE LA MEJORA DE PÉRDIDAS DE POTENCIA POR LA UBICACIÓN ÓPTIMA DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN**

<b>ESTRATO</b>	<b>CIRCUITOS SECUNDARIOS</b>	<b>PERDIDAS ORIGINALES (kW)</b>	<b>PERDIDAS MEJORADAS (kW)</b>	<b>AHORRO (kW)</b>
RESID. BAJO	42	5,289	5,094	0,195
RESID. MEDIO	18	3,012	2,532	0,481
RESID. ALTO	1	0,181	0,129	0,052
COM. - INDUST.	9	4,857	3,328	1,529

<b>AHORRO TOTAL [kW]</b>	<b>2,256</b>
<b>% DE AHORRO</b>	<b>16,91</b>

En esta tabla se puede ver que las pérdidas de potencia mejoradas en los circuitos secundarios de muestra producen un ahorro de 2,256 [kW] que representa un 16,91% del total de pérdidas de potencia originales de los circuitos de muestra.

Una vez obtenidas las pérdidas de potencia mejoradas del mes en estudio y el con el respectivo factor de pérdidas de cada tipo de estrato se determina las pérdidas de energía, cuyos resultados se presentan en la siguiente tabla:

**TABLA 4 – 10**  
**MEJORA DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR LA UBICACIÓN ÓPTIMA**  
**DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN**

ESTRATO	CIRCUITOS SECUND.	Fp	PERDIDAS ORIGINALES (MWh/MES)	PERDIDAS MEJORADAS (MWh/MES)	AHORRO (MWh/MES)
RESID. BAJO	42	0,438	1,669	1,608	0,061
RESID. MEDIO	18	0,484	1,050	0,882	0,167
RESID. ALTO	1	0,379	0,049	0,035	0,014
COM. - INDUST.	9	0,510	1,783	1,222	0,561

<b>AHORRO TOTAL [MWh/MES]</b>	<b>0,804</b>
<b>% DE AHORRO</b>	<b>17,67</b>

De la tabla se tiene que las pérdidas de energía en los circuitos secundarios tienen un ahorro de 0,804 [MWh/MES] que equivale a un 17,67% del total de pérdidas de energía originales de los circuitos secundarios.

#### **4.2. Alternativas para reducir las pérdidas comerciales**

En el capítulo anterior se realizó un análisis actual del proceso de contratación, ahora se desarrollara una mejora en la cual se identificarán los problemas encontrados, se eliminaran pasos que no son necesarios y se realizará una mejora de los pasos que son importantes e indispensables en este proceso administrativo.

Además de mejorar este proceso se analizarán otras alternativas para mejorar las pérdidas comerciales que son de gran importancia como la colocación de cables antihurto y la auditoria de medidores.

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

En el capítulo 3 se analizó el proceso de contratación paso a paso y se realizó un análisis de la eficiencia del proceso actual, con el cual se pudo notar ciertos problemas.

Ahora se darán algunas posibles soluciones que puedan ayudar a la mejora de este proceso.

##### **4.2.1.1. Identificación de problemas con inmediata solución.**

El cliente no tiene una buena información de los documentos que se requieren y además de cuanto tiene que pagar para solicitar un servicio eléctrico.

Una de las razones que afecta al proceso es que muchos clientes se acercan con la intención de solicitar algún servicio eléctrico, ocasionando una pérdida de

tiempo para la persona de la empresa que lo atiende, ya que tiene que explicarle todo lo que necesita para realizar su trámite para contratar el servicio eléctrico. Además es una mala atención debido a que algunos clientes separan un turno solo para conocer los requisitos que necesitan.

Otro problema se ocasiona cuando el cliente que solicita algún servicio eléctrico, no da la información suficiente del lugar que se va a hacer la revisión, con lo cual hace difícil su localización en el momento de la inspección y esto conlleva a una grave pérdida de tiempo.

Además cuando la solicitud del cliente no es aprobada por incumplir con los requisitos técnicos necesarios, el inspector le explica los motivos por los cuales su solicitud es rechazada con lo que el cliente se siente bien atendido pero a la larga también representa una pérdida de tiempo.

#### 4.2.1.2. Identificación de problemas con soluciones a mediano plazo

La siguiente tabla muestra los tiempos promedio en horas de los pasos del proceso de contratación que tienen problemas para la atención de los nuevos clientes.

**TABLA 4 – 11**  
**PASOS DEL PROCESO DE CONTRATACION CON SUS**  
**RESPECTIVOS TIEMPOS EN HORAS**

<b>PASOS</b>	<b>TIEMPOS PROMEDIOS (Horas)</b>
Validar deudas anteriores	Para del Proceso
Realizar inspección	37,43
Aprobación de Solicitud	Para del Proceso
Verificar si existen materiales	30,82
Aprobar orden de instalación	24,27
Realizar instalación	58,40

Si se analiza de forma rápida esta tabla se puede ver que los tiempos en cada paso son demasiados altos, y el problema más grave aún es el de validar las deudas, que en ciertos casos significa para la empresa la para del proceso de ese nuevo cliente. A continuación se detallará mejor estos problemas.

➤ La validación de deudas, como ya se analizó, es el problema más grave, ya que si existe una deuda en el lugar donde se este solicitando el servicio puede detenerse el proceso.

Normalmente las deudas no pagadas son debido a otras personas que se encontraban viviendo en ese lugar y que se retiraron sin pagar la deuda con la empresa, dejando esa deuda para la siguiente persona que desea vivir en dicho sitio.

➤ Un problema que se debe tomar en cuenta es la falta de otro inspector, ya que el único con el que cuenta la empresa en oportunidades no se alcanza con el trabajo que tienen a diario, y además la falta de instaladores de medidores es otro problema; todo esto ocurre en vista de una mala organización para distribuir los trabajos y así cumplir con todos ellos en el tiempo que corresponde.

➤ La falta de materiales en bodega para poder realizar las instalaciones es otro problema. Esto conlleva a una

serie de problemas, como por ejemplo que no se realice la instalación en un tiempo adecuado, y que por lo tanto se acumule el trabajo para otro día, con lo que después faltará personal para realizar el trabajo a tiempo, o peor aún que tal vez no se realice la instalación. Esto implica que la empresa de a los posibles nuevos clientes un permiso para conectarse directamente, con lo que la empresa podría estar perdiendo dinero ya que no se registra lo que realmente consume sino que se le cobra una tarifa básica.

Además de la validación de deudas existen otros motivos por los que los clientes se retiran, ocasionando la para del proceso.

En el mes estudiado se tuvieron 43 usuarios que solicitaron un servicio nuevo, de los cuales en aproximadamente 13 solicitudes se detuvo el proceso por distintos motivos, como por ejemplo; el inspector no encontró el domicilio de 9 clientes, debido a que la dirección que habían dado era incorrecta; y en 4 ocasiones la vivienda no cumplió con los requerimientos

técnicos necesarios, lo cual significara una pérdida económica para el sistema eléctrico de EMELORO ya que de los 43 nuevos clientes, 9 y 4 de ellos respectivamente se retiraron y probablemente se estén conectando directamente.

A más de lo mencionado se tuvo el caso de un usuario que solicitó el servicio en un área alejada y recién habitada y en la cual no se tienen redes de distribución secundaria. Debe analizarse una solución para este problema, ya que el cliente forma parte de nuestro proceso.

La asignación de los materiales es otro de los problemas ya que no se tiene un inventario de los equipos de medición que se utilizarán en los próximos meses.

#### **4.2.1.3. Alternativas inmediatas**

Como alternativas inmediatas se quiere decir que deben implementarse lo más pronto posible y aunque verdaderamente no incrementan mucho la eficiencia del proceso pueden ayudar para dar una buena imagen al

cliente y este sienta que se le esta brindando un buen servicio.

**Letreros informativos:** se refiere a la colocación de letreros en todos los puntos y agencias del sistema eléctrico, con una lista de los documentos que se necesitan y los requisitos técnicos que se deben cumplir para cada uno de los servicios eléctricos que realiza EMELORO.

**Ventajas:**

- Mejor servicio al cliente.
- Gana tiempo tanto el cliente como la empresa.

**Desventajas:**

- Costo de los letreros.

**Solicitar dirección exacta al cliente:** pidiendo una buena información del sitio donde se requiere el medidor, para esto es necesario que las personas que atienden a los clientes tengan a la mano un mapa con todas las especificaciones de las zonas mas alejadas, para que el cliente señale manualmente la correcta

ubicación de su domicilio, y de esta manera el sistema EMELORO pueda asignarle un geo-código correcto, sino se tendrían problemas al momento de la identificación de ese nuevo cliente.

Además se propone que cada nuevo cliente llene un formato en el cual se indique la descripción general de su vivienda como tipo, color, número de plantas, y por último anotar una breve referencia física fácil de ubicar, como por ejemplo algún negocio, tienda, farmacia, etc., conocidos en la zona de la vivienda. El formato tendría la siguiente forma:

#### **ANOTE SU DIRECCION**

Ciudadela: .....

Calles: .....

Mz. No: ..... Solar No: .....

#### **MARQUE CON UNA X**

Casa de caña: ..... Cemento: .....

**INDIQUE CON DETALLE**

Color afuera: .....

Número de plantas de la casa: .....

**ANOTE UNA BREVE REFERENCIA PARA UBICAR SU  
DOMICILIO**

.....  
.....

**Ventajas:**

- Asignación del correcto geo-código, así como la ubicación exacta del usuario, con lo cual la empresa lo tiene bien identificado.

**Desventajas:**

- Costo de los mapas.
- Costo de los Formatos.

#### 4.2.1.4. Alternativas a mediano plazo

A continuación se detallarán algunas posibles soluciones que ayudaran a eliminar los problemas más graves, aumentando la eficiencia del proceso.

**Inventario de Materiales:** el inventario es un recurso almacenado que se utiliza para satisfacer una necesidad actual y futura.

**Ventajas:**

- Tener un stock necesario de materiales para satisfacer la demanda anticipada de los clientes.
  
- No se acumularían los trabajos por falta de materiales y por consiguiente se reduciría bastante el tiempo.
  
- Se puede llevar un mejor control y orden de todos los materiales que tiene el sistema administrativo de EMELORO.

**Asignación de personal que valide las deudas:** ubicar una persona encargada para verificar si los posibles nuevos clientes tienen o no deuda con la empresa, para posteriormente entregarles un certificado de no adeudar o de haber llegado a un acuerdo con la empresa. Luego este certificado se debe adjuntar como otro requisito para solicitar el nuevo servicio

**Ventajas:**

- La empresa daría una imagen de mejor organización lo que implica un mejor trato al cliente.
  
- No se detiene el proceso por validación de deudas, ya que con esta propuesta este paso deja de ser parte del proceso.
  
- Llegar a un acuerdo con el cliente para que no se sienta perjudicado con la deuda que tiene y así la pueda cancelar.

**Reubicar al personal:** como ya se mencionó anteriormente un solo inspector no se alcanza con todo

el trabajo que demanda cada día, por lo que se debería ubicar otro inspector que ayude con las inspecciones, además se debería aumentar dos cuadrillas de instaladores de medidores hasta poner al día varios trabajos de instalación que están pendientes.

**Ventajas:**

- Reducir el tiempo al realizar las inspecciones e instalaciones de nuevos servicios.

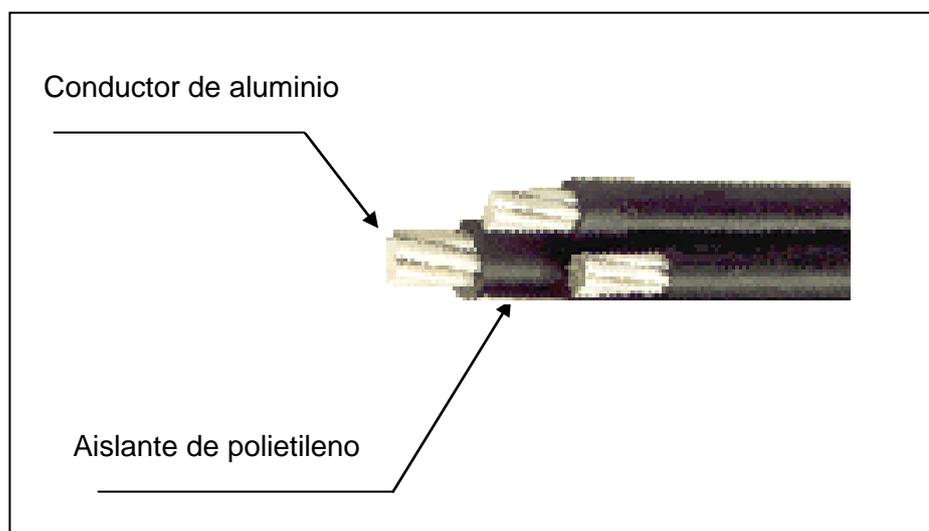
**4.2.2. Instalación de conductor antihurto en redes secundarias**

El mayor índice de pérdidas por fraude o hurto de energía se debe a las conexiones clandestinas, conexiones ilegales y por medio de la alteración de la acometida; esto es el resultado de revisiones hechas a los abonados tanto en las zonas comerciales como residenciales, y que en conclusión son las principales formas de perjudicar a la empresa.

Por este motivo, una alternativa para reducir este tipo de pérdidas se basa en la colocación de un tipo de cable antihurto llamado PRE-ENSAMBLADO, para reemplazar a las típicas líneas de distribución secundaria formadas por tres conductores desnudos de aluminio de fácil vulnerabilidad para los infractores;

y de un cable CONCÉNTRICO, como reemplazo de los conductores duplex #6 y triplex #4, #2 que se colocan como acometidas para dar el servicio de energía eléctrica a los usuarios.

A continuación en la figura 4 – 02 se muestra como está constituido este conductor antihurto para redes secundarias.



**FIGURA 4 – 01: CONDUCTOR ANTIHURTO “PREENSAMBLADO”**

#### **4.2.3. Auditoria de equipos de medición empleando equipos electrónicos**

Uno de los mayores problemas que registran los procesos comerciales son las violaciones de las normas y procedimientos establecidas por la empresa por parte de los clientes, con el

objetivo de ocultar los verdaderos consumos de energía. Lo que conlleva que los clientes utilicen una variedad de métodos para la manipulación, alteración o daño de los medidores. Por esta razón proponemos realizar una auditoria de medidores, para lo cual de tomará en cuenta los siguientes criterios:

**Disponibilidad de personal:** tener disponible una cuadrilla dedicada exclusivamente a la inspección de medidores, la cual debe trabajar bajo los siguientes índices:

➤ **Capacitación Técnica**

- Conocimientos sobre la verificación física del medidor, debido a que los usuarios pueden alterar externamente los medidores.
  
- Criterios sobre la verificación operacional interna del medidor, debido a que el medidor puede ser alterado en su funcionamiento interno, para lo cual el personal debe tener los conocimientos adecuados del manejo del equipo de verificación de exactitud, y así poder determinar cualquier alteración que se presente en los medidores.

➤ **Concientización e incentivos.**

- El personal debe estar conciente de que las pérdidas comerciales, debido a la alteración de medidores, deben disminuir y con ello mejorar la gestión de la empresa.
  
- El personal debe recibir un incentivo cuando gracias a su trabajo se logre cumplir con un objetivo propuesto, como por ejemplo reducir en un punto el nivel de pérdidas comerciales, esto es importante ya que la cuadrilla puede estar expuesta a recibir sobornos por parte de los infractores cuando realizan su trabajo.

**Disponibilidad de equipos técnicos:** adquisición de un equipo electrónico de verificación de exactitud, con el que se le realizarán todas las pruebas necesarias a cada medidor.

## **CAPÍTULO 5**

### **5. PRIORIZACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y COMERCIALES EN BASE A LA FACTIBILIDAD TÉCNICA - ECONÓMICA.**

En vista del papel que juega el sector eléctrico en el desarrollo económico de una comunidad y, además por los grandes recursos que sus proyectos requieren (escasos en un país en desarrollo) es vital que la evaluación de estos proyectos se realice bajo una perspectiva económica y social. Ya sea, que se trate de una empresa privada del sector eléctrico, dicho análisis sigue siendo de mucho interés ya que a la luz de una evaluación económica los gobiernos pueden permitir o no la ejecución de un proyecto dado.

Por otro lado, en la práctica, dada la cantidad de recursos que demandan estos proyectos, por lo general se recurre a la financiación externa cuya respectiva solicitud se acompaña con una evaluación económica, que como se verá, tiene en cuenta los beneficios y costos de los proyectos

desde el punto de vista de la economía en su conjunto y por lo tanto determina la conveniencia para la sociedad de realizar o no un proyecto.

En este capítulo se trata de justificar la aprobación de cada una de las alternativas de mejora que fueron detalladas en el capítulo anterior, con ayuda de la determinación de costos de inversión, beneficios e indicadores económicos tanto para las pérdidas técnicas como para las pérdidas comerciales; valores necesarios de los cuales dependerá la aprobación del proyecto de mejora.

## **5.1. Pérdidas Técnicas**

### **5.1.1. Análisis económico - comparativo de las alternativas de reducción de pérdidas utilizando el criterio beneficio - costo.**

La aplicación y ejecución de las alternativas de reducción y control de pérdidas debe ser complementada con acciones de entorno tales como publicidad y educación con las cuales se lograría una concientización por parte de las personas que comúnmente están relacionadas con la instalación, operación y mantenimiento de toda el área técnica de la empresa EMELORO. Entre los objetivos mas importantes que se espera

llegar a cumplir con la aplicación de estas alternativas se pueden citar los siguientes:

- La disminución en los requisitos de compra de energía de la empresa, con lo que se ahorra recursos en la operación y expansión del sistema.
- Al mejorar y ampliar la capacidad de los equipos también se mejora su confiabilidad y eficiencia, reduciendo las fallas en todos los elementos del sistema, y por consiguiente los perjuicios para los abonados.
- Lograr la rehabilitación de los sistemas con lo que se reducen los gastos de mantenimiento y reparaciones de emergencia, sobre todo en los sistemas que tienen mayor antigüedad de utilización.
- Por último, debemos tener en cuenta que disminuir los costos conlleva que a largo plazo las tarifas disminuyan y por lo tanto permitan una mayor demanda.

Cabe destacar, que varios de los objetivos anteriores tienen un beneficio financiero importante y considerable para la empresa eléctrica, ya sea reduciendo sus costos y/o aumentando sus ingresos por la venta de energía recuperada.

#### **5.1.1.1. Instalación de capacitores**

Algunos beneficios que se tienen por mejorar del factor de potencia del sistema mediante la instalación de capacitores pueden ser: descargar la capacidad en las líneas de distribución primaria así como en transformadores para el transporte y transformación de esta energía reactiva, mejor regulación de voltaje y una vida útil mayor.

A continuación se procederá a realizar el análisis de esta propuesta indicando los costos de inversión necesarios para su implementación y los beneficios que se obtendrán.

- **Determinación de los costos de inversión.**

Los costos que el sistema eléctrico de EMELORO tendría que realizar sería primeramente la adquisición

un banco de capacitores así como todos los materiales necesarios para su instalación. Además se debe incluir los costos de la mano de obra necesarios para la colocación del este banco de capacitores así como también el mantenimiento periódico que se le debe dar para su óptimo desempeño a partir del segundo año de funcionamiento. Estos valores se muestran de una manera detallada en la siguiente tabla:

**TABLA 5 - 01**  
**COSTOS DE INVERSIÓN PARA LA INSTALACIÓN DE UN BANCO DE**  
**CAPACITORES EN UNA LÍNEA PRIMARIA**

<b>MATERIALES</b>	<b>CANT.</b>	<b>PRECIO UNITARIO (USD)</b>	<b>PRECIO TOTAL (USD)</b>
BANCO DE CAPCITORES DE 600 KVAR	1	4981,00	4981,00
ESTRUCTURA DE SUJECIÓN PARA BANCO DE CAPACITORES	1	20,10	20,10
SECCIONADOR UNIPOLAR NH - CAMARA APAGACHISPA	3	19,25	57,75
<b>MANO DE OBRA</b>			
MONTAJE E INSTALACIÓN DE BANCO CAPACITORES 600KVAR	1	54,95	54,95
MONTAJE E INSTALACIÓN DE SECCIONADOR UNIPOLAR NH	3	14,65	43,95
<b>TOTAL (USD)</b>			<b>5.157,75</b>

- **Determinación de los beneficios.**

Para determinar los beneficios que tendría la empresa por la aplicación de ésta alternativa, que servirá para la mejora del factor de potencia del alimentador tal como se lo indicó anteriormente, se debe tener en cuenta únicamente el ahorro (en dólares) que produce la reducción de las pérdidas por motivo del aumento del factor de potencia y de la mejora de la calidad de la energía que llega al usuario final.

Si bien es conocido que el incremento de las pérdidas involucra un gasto adicional a la empresa eléctrica, los cálculos de costos de pérdidas de potencia y energía se los realiza por kilovatio de pérdidas determinando así un costo unitario de pérdidas ( $CU_{PERD}$ ) el cual se lo calcula con la siguiente expresión:

$$CU_{PERD} = C_{DEM} + C_{ENRG} \times F_p \times 720 \quad [USD/kW]$$

Donde:

$CU_{PERD}$  : Costo unitario de pérdidas

$C_{DEM}$  : Costo de la demanda [USD/kW]

$C_{\text{ENRG}}$  : Costo de la energía [USD/kWh]

$F_P$  : Factor de pérdidas del alimentador SUCRE  
(0,479)

Con esta ecuación se determina el costo mensual total de pérdidas para lo cual se requiere datos proporcionados por la empresa eléctrica EMELORO y que son:

**Costo de la demanda: 2,93 [USD/kW]**

**Costo de la energía: 0,107 [USD/kWh]**

Luego de realizar el respectivo cálculo se obtiene que el costo unitario de pérdidas es **39,83 [USD/kW]** el cual se lo multiplica por las pérdidas obtenidas sin la colocación del banco de capacitores y con la ubicación del banco de capacitores, una vez realizada esta operación se procede a restar los dos valores y así encontrar el beneficio o ahorro (en dinero) mensual que produce poner en práctica ésta alternativa, y que se muestra en la tabla 5 - 02:

**TABLA 5 - 02**  
**BENEFICIOS MENSUALES PRODUCIDOS POR LA**  
**INSTALACIÓN DE UN BANCO DE CAPACITORES EN UNA**  
**LÍNEA PRIMARIA**

<b>PÉRDIDAS SIN CAPACITOR (kW)</b>		77,06
<b>PÉRDIDAS CON CAPACITOR (kW)</b>		65,11
<b>COSTO UNITARIO DE PÉRDIDAS (USD/kW)</b>		39,83
<b>PÉRDIDAS SIN CAPACITOR (USD/MES)</b>		3.069,47
<b>PÉRDIDAS CON CAPACITOR (USD/MES)</b>		2.593,47
<b>BENEFICIO O AHORRO</b>	<b>(USD/MES)</b>	476,00
	<b>%</b>	15,51

- **Cálculo de los indicadores.**

Para determinar si la alternativa planteada es factible o no se considera el indicador que proporciona la relación beneficio-costo que indica: si el valor obtenido de la relación B/C es mayor a 1, entonces el proyecto es factible desde el punto de vista económico, y si es menor a 1 no lo es.

A continuación se mostrará una tabla en la que indica los beneficios y costos de inversión para la colocación de un banco de capacitores para el periodo de un año.

TABLA 5 - 03

**RELACIÓN BENEFICIO/COSTO DE LA INSTALACIÓN DE UN  
BANCO DE CAPACITORES EN UNA LÍNEA PRIMARIA**

<b>BENEFICIO ANUAL (USD)</b>	5.712,00
<b>COSTOS DE INVERSIÓN (USD)</b>	5.157,75
<b>RELACIÓN B/C</b>	1,11

Como se puede ver en la tabla el proyecto se aprueba o es factible desde el punto de vista económico, ya que la relación de beneficio/costo es mayor que 1.

Además podemos notar que en el periodo de un año, contando desde el momento que se instala el capacitor, ya se tiene una recuperación total de la inversión, es decir se recupera todo el dinero que se invierte en la colocación de dicho banco de capacitores; por lo tanto, no es necesario realizar una evaluación para un periodo mas largo de tiempo ya que a partir del segundo año se tendrá un considerable ahorro de dinero mientras que el único gasto o inversión que se necesitaría hacer sería el mantenimiento periódico de este banco para su óptimo funcionamiento.

#### 5.1.1.2. Cambio de transformador de distribución

En este proyecto se indicó anteriormente la importancia que tiene que un transformador de distribución trabaje de la manera más eficiente, con el objeto de tener una menor cantidad de pérdidas. Como ya sabemos esto es indicado por la curva de eficiencia de un transformador. Bajo este criterio se determinó qué transformador debe de ser cambiado, cuál debe ser su reemplazo y en qué circuito se encuentra, estas especificaciones se encuentran en la tabla 4 – 03 del capítulo 4.

A continuación procederemos a realizar el análisis de esta alternativa con el objeto de verificar si es factible desde el punto de vista económico; para esto se indicará los costos de inversión (en dinero) necesarios para su implementación, los beneficios obtenidos (en dinero) y por último mediante el indicador que da la relación beneficio/costo se tomará la decisión final.

- **Determinación de los costos de inversión.**

Los costos de inversión que se determinaran en esta propuesta están dados por: el costo de los materiales

que en este caso serán los diferentes transformadores de distribución que se colocarán, y la mano de obra que está encargada de la instalación de los mismos. Cabe recalcar que se ha considerado que los transformadores a instalarse serán nuevos; todos estos costos de inversión se muestran de manera detallada en la siguiente tabla:

**TABLA 5 - 04**  
**COSTOS DE INVERSIÓN PARA EL CAMBIO DE TRANSFORMADOR DE**  
**DISTRIBUCIÓN**

MATERIALES		CANT.	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 10 KVA		3	504	1512
TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 15 KVA		2	562	1124
TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 25 KVA		2	662	1324
TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 37,5 KVA		1	809	809
TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 50 KVA		3	993	2979
MANO DE OBRA	TRAFO DESINST.			
MONTAJE E INSTALACIÓN DE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 10 KVA	15 KVA	3	41,02	123,06
MONTAJE E INSTALACIÓN DE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 15 KVA	25 KVA	2	41,75	83,51
MONTAJE E INSTALACIÓN DE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 25 KVA	37,5 KVA	2	43,59	87,18
MONTAJE E INSTALACIÓN DE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 37,5 KVA	50 KVA	1	47,25	47,25
MONTAJE E INSTALACIÓN DE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 50 KVA	37,5 KVA	3	48,72	146,16
			<b>TOTAL (USD)</b>	<b>8235,17</b>

- **Determinación de los beneficios.**

Al igual que en la propuesta de instalación de capacitores, los beneficios que se obtienen se basan en la reducción de pérdidas o ahorro (en dinero) que se tienen por la aplicación de esta alternativa.

Cabe indicar que los costos de pérdidas que se tiene en un transformador están asociados con las pérdidas que se producen en el núcleo (vacío) y en el cobre (carga). Como se sabe el transformador está continuamente energizado lo cual hace que se comporte como una carga continua y por lo tanto se produce un incremento en la demanda y un consumo de energía a lo largo de su vida útil por lo que estas pérdidas cuestan dinero.

El costo unitario mensual de las pérdidas tanto de vacío como en el cobre para un transformador se muestra en las siguientes fórmulas:

PERDIDAS EN VACIO	PERDIDAS EN EL COBRE
$CU_{PERD} = C_{DEM} + C_{ENRG} \times 720 \quad [\text{USD/kW}]$	$CU_{PERD} = C_{DEM} + C_{ENRG} \times F_p \times 720 \quad [\text{USD/kW}]$

Donde:

$C_{U_{PERD}}$  : Costo unitario de pérdidas

$C_{DEM}$  : Costo de la demanda [USD/kW]

$C_{ENRG}$  : Costo de la energía [USD/kWh]

$F_P$  : Factor de pérdidas de acuerdo al estrato

Estos costos unitarios de pérdidas de vacío y cobre se los multiplica por las pérdidas obtenidas sin el cambio de transformador (originales) y con el cambio de transformador (mejoradas) de cada transformador respectivamente y de acuerdo al estrato que le corresponde, una vez realizada esta operación se procederá a restar los dos valores totales y así encontrar el beneficio o ahorro (en dinero) mensual que produce poner en práctica ésta propuesta o alternativa.

El resumen de lo expuesto en el párrafo anterior se muestra en la siguiente tabla:

**TABLA 5 - 05**  
**BENEFICIOS MENSUALES PRODUCIDOS POR EL CAMBIO**  
**DE TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN**

	<b>ORIGINALES</b>	<b>MEJORADAS</b>
<b>PERDIDAS EN VACÍO (kW)</b>	1,185	1,034
<b>PERDIDAS EN EL COBRE (kW)</b>	1,804	1,328
<b>PERDIDAS EN VACÍO (USD/MES)</b>	94,764	82,689
<b>PERDIDAS EN EL COBRE (USD/MES)</b>	70,901	51,690
<b>PERDIDAS TOTALES (USD/MES)</b>	165,665	134,378
<b>AHORRO O BENEFICIO</b>	<b>USD/MES</b>	31,287
	<b>%</b>	18,886

- **Cálculo de los indicadores.**

Como se muestra en el análisis anterior los costos son muy altos comparados con los ahorros que se generarían al año, sin embargo cabe recalcar que los transformadores retirados quedan como patrimonio de la empresa, por tal motivo son beneficios que se evaluarán en el instante que se realiza la inversión.

Debido a lo anteriormente mencionado para realizar el cálculo y el análisis de los indicadores haremos una evaluación del VAN (Valor Actual Neto) para ver la rentabilidad de esta alternativa en un periodo de 10 años.

Para el análisis de los flujos de efectivos durante estos 10 años consideraremos una tasa de rendimiento del 12% proporcionada por la misma empresa, el costo de inversión ya determinado y el ahorro calculado para cada año del periodo en análisis.

Debemos recalcar que el ahorro obtenido de la mejora de las pérdidas será diferente en cada año puesto que la demanda también lo es, por tal motivo debemos tener a disposición un índice que relacione el incremento de la demanda con el aumento de las pérdidas anualmente. Para determinar este índice de crecimiento anual de pérdidas consideremos lo siguiente:

$$\text{Perd}_{k+1} = \text{Perd}_k \times (1 + r)$$

Y, como sabemos que:

$$\text{Perd} = \text{Dem}^2 \times R \times L$$

Luego de reemplazar en la primera formula tenemos:

$$r = \frac{\text{Dem}_{k+1}^2}{\text{Dem}_k^2} - 1$$

Donde:

r: Índice de crecimiento anual de las pérdidas.

Dem: Demanda anual del sistema EMELORO.

Con esta fórmula obtendremos el índice de crecimiento de las pérdidas de cada año, para lo cual utilizaremos valores de demanda máxima anual proyectada por la empresa EMELORO y que se nos fueron proporcionados para realizar este trabajo.

Los valores de estos índices de crecimiento de pérdidas de cada año se muestran en la siguiente tabla:

**TABLA 5 - 06**

**ÍNDICES DE CRECIMIENTO DE PÉRDIDAS**

<b>AÑO DE EVALUACIÓN</b>	<b>DEMANDA MÁXIMA (MW)</b>	<b>INDICE CRECIMIENTO PERDIDAS</b>
0	86,24	-----
1	91,48	0,125
2	94,08	0,058
3	96,67	0,056
4	99,27	0,054
5	101,87	0,053
6	104,46	0,052
7	107,50	0,059
8	108,61	0,021
9	110,39	0,033
10	112,87	0,045

Debemos recalcar que este índice de crecimiento de pérdidas sólo se multiplica por el valor de las pérdidas en el cobre de los transformadores, ya que son las únicas que se ven afectadas por el crecimiento de la demanda a través del factor de utilización, mientras que las pérdidas en vacío siempre serán constantes.

Una vez que se tiene bien en claro como se obtendrán los beneficios o ahorros anuales (en dinero) se procede a calcular cada valor, los cuales se presentan en la siguiente tabla:

**TABLA 5 - 07**  
**BENEFICIOS ANUALES POR EL CAMBIO DE TRANSFORMADOR**

AÑO DE EVALUAC.	ORIGINALES		MEJORADAS		BENEF. MES (USD)	BENEF. AÑO (USD)
	PÉRDIDAS VACÍO (USD)	PÉRDIDAS COBRE (USD)	PÉRDIDAS VACÍO (USD)	PÉRDIDAS COBRE (USD)		
1	94,764	70,901	82,689	51,690	31,287	<b>375,442</b>
2	94,764	79,775	82,689	58,159	33,691	<b>404,297</b>
3	94,764	84,368	82,689	61,507	34,936	<b>419,230</b>
4	94,764	89,089	82,689	64,949	36,215	<b>434,580</b>
5	94,764	93,938	82,689	68,485	37,529	<b>450,349</b>
6	94,764	98,917	82,689	72,114	38,878	<b>466,535</b>
7	94,764	104,023	82,689	75,837	40,262	<b>483,140</b>
8	94,764	110,152	82,689	80,305	41,922	<b>503,066</b>
9	94,764	112,436	82,689	81,970	42,541	<b>510,494</b>
10	94,764	116,163	82,689	84,688	43,551	<b>522,613</b>

Luego con la siguiente fórmula se calcula todos los beneficios de los diferentes años a valor presente:

$$VAN_{\text{BENEFICIOS}} = \sum_{k=0}^n \frac{B_k}{(1+i)^k}$$

Donde:

$B_k$ : Beneficios en el año k.

$i$ : Tasa de Descuento (12% anual, dada por EMELORO)

$n$ : Periodo de evaluación del proyecto (10 años).

Por último, procederemos a calcular el indicador que nos da la relación beneficio – costo para verificar si la alternativa planteada es factible económicamente.

**TABLA 5 – 08**  
**RELACIÓN BENEFICIO/COSTO PARA EL CAMBIO DE TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN**

<b>VAN DE BENEFICIOS (USD)</b>	10.546,09
<b>COSTOS DE INVERSIÓN (USD)</b>	8.235,17
<b>RELACIÓN B/C</b>	1,28

Como podemos ver en la tabla la relación B/C es mayor a 1, por lo tanto el proyecto es factible desde el punto de vista económico para realizar su implementación.

### **5.1.1.3. Cambio de calibre conductor**

Las pérdidas por la resistencia de un conductor es quizás una de las principales pérdidas técnicas en los circuitos secundarios de distribución eléctrica, por tal motivo vamos a demostrar que tan factible es la alternativa planteada de reducir esta resistencia mediante la colocación de un conductor de mayor sección transversal.

- **Determinación de los costos de inversión.**

Los costos de inversión en los cuales debe incurrir la empresa se basan en los materiales necesarios para implementar esta propuesta como son: el costo del conductor calibre 2/0 que reemplazará al conductor calibre 1/0 y el costo del conductor calibre 1/0 que reemplazará al conductor calibre # 2, trabajo que se llevará a cabo en los circuitos seleccionados que se muestran en el capítulo 4, también se incluirá el costo de

la mano de obra que consiste en tendido y templado de dichos conductores. En la siguiente tabla se presenta de una manera detallada estos valores de costos de inversión:

**TABLA 5 - 09**

**COSTOS DE INVERSIÓN PARA EL CAMBIO DE CALIBRE DE CONDUCTOR**

<b>MATERIALES</b>	<b>CANT. (m)</b>	<b>PRECIO UNITARIO (USD/m)</b>	<b>PRECIO TOTAL (USD)</b>
CONDUCTOR DE ALUMINIO DESNUDO CABLEADO ACSR # 1/0 AWG FORMACION 6/1	8936	0,84	7.506,24
CONDUCTOR DE ALUMINIO DESNUDO CABLEADO ACSR # 2/0 AWG FORMACION 6/1	6033	1,08	6.515,64
<b>MANO DE OBRA</b>	<b>CANT. (Km)</b>	<b>PRECIO UNITARIO (USD/Km)</b>	
TENDIDO Y TEMPLADO DE CONDUCTOR #1/0 AWG, TIPO ACSR	8,936	124,43	1.111,91
TENDIDO Y TEMPLADO DE CONDUCTOR #2/0 AWG, TIPO ACSR	6,033	134,68	812,52
<b>TOTAL (USD)</b>			<b>15.946,31</b>

- **Determinación de los beneficios.**

Los beneficios que se obtienen de poner en práctica esta alternativa dependen básicamente del ahorro que se tiene por la reducción de las pérdidas. Aquí usaremos el costo unitario de pérdidas cuya manera de cálculo ya se mostró en la propuesta de instalación de un banco de

capacitares en una línea primaria, pero en este caso depende del tipo de estrato de los abonados.

Luego de realizar el respectivo cálculo se obtiene que el costo unitario de pérdidas para los usuarios tipo residencial bajo es 36,69 [USD/kW], residencial medio 40,22 [USD/kW], residencial alto 32,12 [USD/kW] y comercial e industrial 42,22 [USD/kW]; valores que se multiplican por las pérdidas obtenidas con los conductores propios de los circuitos secundarios (originales) y con las pérdidas ya realizado el cambio de conductor (mejoradas), todo de acuerdo al estrato que le corresponde.

Una vez realizada esta operación se procederá a restar los dos valores totales y así encontrar el beneficio o ahorro (en dinero) mensual que produce poner en práctica ésta propuesta o alternativa, y que se presenta a continuación:

**TABLA 5 - 10**  
**BENEFICIOS MENSUALES PRODUCIDOS POR EL CAMBIO DE CALIBRE**  
**DE CONDUCTOR**

	RESID. BAJO	RESID. MEDIO	RESID. ALTO	COM. IND.
<b>PÉRDIDAS (originales) (kW)</b>	5,289	3,012	0,181	4,857
<b>PÉRDIDAS (mejoradas) (kW)</b>	4,017	2,791	0,150	3,411
<b>COSTO UNITARIO DE PÉRDIDAS (USD/kW)</b>	36,69	40,22	32,12	42,22
<b>PÉRDIDAS (originales) (USD/MES)</b>	194,07	121,16	5,83	205,03
<b>PÉRDIDAS (mejoradas) (USD/MES)</b>	147,38	112,27	4,83	143,98
<b>BENEFICIO O AHORRO</b>	<b>(USD/MES)</b>	<b>117,62</b>		
	<b>%</b>	<b>22,36</b>		

- **Cálculo de los indicadores.**

De la misma manera que en la propuesta anterior los costos de inversión son muy altos comparados con los ahorros que se generan al año, sin embargo cabe señalar que todo el metraje de conductores retirados quedan como patrimonio de la empresa, por tal motivo son beneficios que se evaluarán en el instante que se realiza la inversión.

En esta propuesta para determinar el valor y el análisis de los indicadores también se procederá a realizar una evaluación del VAN (Valor Actual Neto) para ver la rentabilidad de este proyecto en un periodo de 10 años.

Para el análisis de los flujos de efectivos durante estos 10 años consideraremos una tasa de rendimiento del 12% proporcionada por la misma empresa, el costo de inversión ya determinado y el ahorro calculado para cada año del periodo en análisis, cuyo valor depende de los índices de crecimiento de las pérdidas que ya fueron indicados en la propuesta anterior. Los valores de estos beneficios anuales se muestran en la siguiente tabla:

**TABLA 5 - 11**  
**BENEFICIOS ANUALES POR EL CAMBIO DE CALIBRE**  
**DE CONDUCTOR**

<b>AÑO DE EVALUAC.</b>	<b>PÉRDIDAS ORIGINALES (USD)</b>	<b>PÉRDIDAS MEJORADAS (USD)</b>	<b>BENEF. MES (USD)</b>	<b>BENEF. AÑO (USD)</b>
1	526,08	408,46	117,62	<b>1.411,46</b>
2	591,93	459,59	132,34	<b>1.588,12</b>
3	626,01	486,05	139,96	<b>1.679,55</b>
4	661,04	513,24	147,79	<b>1.773,54</b>
5	697,02	541,18	155,84	<b>1.870,08</b>
6	733,96	569,86	164,10	<b>1.969,18</b>
7	771,85	599,28	172,57	<b>2.070,84</b>
8	817,32	634,59	182,74	<b>2.192,84</b>
9	834,27	647,75	186,53	<b>2.238,32</b>
10	861,93	669,22	192,71	<b>2.312,52</b>

Luego con la fórmula del VAN se calcula todos los beneficios de los diferentes años a valor presente, y

cuyo valor total nos ayudará a calcular el indicador que nos da la relación B/C para verificar si esta alternativa planteada es factible económicamente.

**TABLA 5 – 12**  
**RELACIÓN BENEFICIO/COSTO PARA EL CAMBIO DE**  
**CALIBRE DE CONDUCTOR**

<b>VAN DE BENEFICIOS (USD)</b>	19.993,97
<b>COSTOS DE INVERSIÓN (USD)</b>	15.946,31
<b>RELACIÓN B/C</b>	1,25

Como podemos ver en la tabla la relación B/C es mayor a 1, por lo tanto el proyecto es factible desde el punto de vista económico.

#### **5.1.1.4. Ubicación óptima del transformador de distribución**

Las pérdidas en los circuitos secundarios también son ocasionadas por la mala ubicación del transformador de distribución en un circuito, como ya se mencionó anteriormente lo importante es que el transformador se encuentre ubicado en el centro de carga del circuito.

A continuación se procederá a analizar esta alternativa con el objeto de verificar si desde el punto de vista económico es factible o no; para esto se indicará los costos de inversión (en dinero) necesarios para su implementación, los beneficios obtenidos (en dinero) y por último mediante el indicador que da la relación beneficio/costo se tomará la decisión final.

- **Determinación de los costos de inversión.**

En esta propuesta el único costo en el cual tendría que incurrir la empresa esta dado por la mano de obra debido a la reubicación del transformador en un nuevo punto, pues el costo del transformador no se va a incluir ya que se utilizará el mismo, pero en una ubicación optima para reducir perdidas.

Estos costos debido a la reubicación de los transformadores de distribución de los circuitos secundarios seleccionados se muestran en la siguiente tabla:

**TABLA 5 - 13**  
**COSTOS DE INVERSIÓN PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DEL**  
**TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN**

MANO DE OBRA	CANT.	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
REUBICACIÓN DE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO DE 15KVA	3	41,75	125,26
REUBICACIÓN DE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO DE 25 KVA	1	43,59	43,59
REUBICACIÓN DE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO DE 37,5 KVA	10	47,25	472,54
REUBICACIÓN DE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO DE 50 KVA	5	48,72	243,61
REUBICACIÓN DE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO DE 70 KVA	1	51,38	51,38
REUBICACIÓN DE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO DE 75 KVA	3	52,15	156,45

<b>TOTAL (USD)</b>	<b>1092,83</b>
--------------------	----------------

- **Determinación de los beneficios.**

En esta propuesta al igual que en las anteriores el beneficio que se obtiene depende básicamente del ahorro que se tiene por la disminución de las pérdidas.

También usaremos el costo unitario de pérdidas que para el caso depende del tipo de estrato de los abonados, y cuyos valores ya fueron calculados en la propuesta anterior; valores que se multiplican por las pérdidas obtenidas sin la ubicación óptima del transformador de distribución (originales) y con la nueva ubicación del transformador (mejoradas)

respectivamente al estrato que le corresponde. Una vez realizada esta operación se procede a restar los dos valores totales y así encontrar el beneficio o ahorro (en dinero) mensual que produce poner en práctica ésta propuesta o alternativa, y que se muestra en la siguiente tabla:

**TABLA 5 - 14**  
**BENEFICIOS MENSUALES PRODUCIDOS POR LA UBICACIÓN ÓPTIMA**  
**DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN**

	RESID. BAJO	RESID. MEDIO	RESID. ALTO	COM. IND.
<b>PÉRDIDAS (originales) (kW)</b>	5,289	3,012	0,181	4,857
<b>PÉRDIDAS (mejoradas) (kW)</b>	5,094	2,532	0,129	3,328
<b>COSTO UNITARIO DE PÉRDIDAS (USD/kW)</b>	36,69	40,22	32,12	42,22
<b>PÉRDIDAS (originales) (USD/MES)</b>	194,07	121,16	5,83	205,03
<b>PÉRDIDAS (mejoradas) (USD/MES)</b>	186,93	101,83	4,16	140,49
<b>BENEFICIO O AHORRO</b>	<b>(USD/MES)</b>	<b>92,68</b>		
	<b>%</b>	<b>17,62</b>		

- **Cálculo de los indicadores.**

Al igual que en todas las anteriores alternativas usaremos el indicador dado por la relación B/C para verificar si nuestra propuesta es factible o no, desde el punto de vista económico.

A continuación se presenta la tabla que indica la relación beneficio/costo para la ubicación óptima de los transformadores de distribución en los circuitos secundarios de muestra en un periodo de un año.

**TABLA 5 - 15**  
**RELACIÓN BENEFICIO/COSTO PARA LA UBICACIÓN**  
**ÓPTIMA DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN**

<b>BENEFICIO ANUAL (USD)</b>	1.112,16
<b>COSTOS DE INVERSIÓN (USD)</b>	1.092,83
<b>RELACIÓN B/C</b>	1.02

Cabe recalcar que a diferencia de las dos propuestas anteriores ésta deja un ahorro aceptable en relación con el costo de inversión, con lo que se logra recuperar el capital invertido en su ejecución en un periodo de un año.

Por lo tanto con el valor obtenido de la relación B/C que es mayor a 1 se concluye que la propuesta es factible para su implementación.

## **5.2. Pérdidas Comerciales**

### **5.2.1. Análisis económico del proceso de contratación**

Como se ha podido analizar el proceso de contratación tiene diversos problemas en su funcionamiento lo que significa pérdidas económicas para la empresa, razón por la cual se hace necesario evaluar alternativas que permitan mejorar el proceso y su eficiencia y a la vez mejorar la calidad del servicio a los usuarios.

#### **5.2.1.1. Valor económico de las fallas del proceso**

La principal y más perjudicial consecuencia de tener fallas en el proceso de contratación que se puede cuantificar económicamente es el retiro de los clientes que solicitan el servicio nuevo.

En el mes en estudio del proceso se pudo constatar que de las 43 nuevas solicitudes 13 pararon el proceso por diversos motivos; es decir, que un 30,2% no continuó normalmente el proceso. El problema se agudiza cuando el cliente se retira por tener deudas anteriores con la empresa ya como se mencionó anteriormente si

el cliente no vuelve, no solo para el proceso sino que existe la posibilidad de que decida conectarse directamente.

Considerando que 13 clientes consumen cada uno un promedio de 200 KWh al mes, el perjuicio para la empresa es \$ 21,4 por usuario, lo que mensualmente da un valor total de **\$ 278,2** por los 13 clientes. Si la cantidad de futuros clientes que prefieren retirarse del proceso se mantiene en promedio durante el resto de los meses entonces el valor anual sería de **\$ 3.338,4**.

El valor económico de las fallas del proceso también lo constituye la pérdida del tiempo; es decir su ineficiencia ya que esta representa dinero para la empresa. Con las mejoras propuestas en el capítulo anterior se pueden reducir estas pérdidas lo cual se analizará más detalladamente en la determinación de beneficios.

#### **5.2.1.2. Determinación de los costos de inversión**

Para determinar los costos de inversión debemos tomar en cuenta el análisis de las alternativas de mejora de

pérdidas propuestas en el capítulo anterior y que tienen relación con la elaboración de carteles con una mayor información acerca de los requisitos que necesitan los clientes para solicitar un nuevo servicio, tener a la mano un mapa de las zonas mas alejadas, realizar un inventario paulatino de los materiales que se tiene en bodega y que son utilizados para realizar las instalaciones de nuevos servicios, la asignación de una persona encargada de validar las deudas de los clientes y por último ubicar otro inspector y dos grupos de cuadrillas más, hasta poner al día algunos trabajos que se tiene pendientes por la falta de personal.

La asignación de personal para que valide las deudas que se propone es una solución valedera, ya que esta labor la puede realizar una de las señoritas que se encuentra en las ventanillas de atención al cliente con su mismo equipo de cómputo y en la misma área; únicamente se le debe asignar esta nueva tarea ya que consiste en ayudar a solucionar un problema al cliente.

Con relación a un inventario de materiales se quiere decir verificar cuantos y cuales son los materiales que se tiene en bodega y cuales son los que se necesita adquirir para poder cumplir con los trabajos a tiempo.

Por esta razón se estiman cuantos medidores y materiales se necesitaran durante todo un año de trabajo y así no demorar o no realizar la instalación por falta de uno de ellos. Se debe conocer que el abastecimiento de materiales a bodega le concierne al presupuesto que tiene la empresa destinado para la compra de nuevos equipos en cada año.

Del seguimiento paulatino que se le realizó al proceso de contratación en el mes de estudio se tuvo a 43 clientes que solicitaron un nuevo servicio, pero como objeto de este cálculo tomaremos un promedio de 40 usuarios al mes, por lo tanto se tendrían 480 clientes en un año. Con ello podemos concluir que se necesitaran unos 480 medidores, conductores y otros materiales para la instalación. Se debe tener en cuenta que este valor aproximado se considera solo si los clientes que

solicitan un nuevo servicio se les tiene que colocar un medidor monofásico, no se considera a los usuarios especiales que necesiten un medidor trifásico.

También se considera reubicar a otro inspector para que ayude con las inspecciones diarias que se presenten, y así atender con mayor agilidad y eficiencia las nuevas solicitudes de servicios nuevos.

Los letreros para dar una mayor información a los nuevos clientes, los mapas y los formatos para la mejor referencia del domicilio del nuevo cliente serán los costos de inversión para tratar de mejorar este proceso. El valor total de estos costos puede ascender a unos **\$400.**

#### **5.2.1.3. Determinación de los beneficios**

Los beneficios que se tienen en el proceso son básicamente todas las ventajas obtenidas de cada una de las alternativas propuestas para mejorarlo, lastimosamente no todas se pueden cuantificar. De manera puntual se tratara de cuantificar algunos

beneficios descritos en el capítulo anterior, entre los principales tenemos:

- Disminuir el tiempo de algunos pasos, con el propósito de hacer que el proceso sea más rápido y eficiente.
  
- Lograr que los nuevos clientes que se acercan a solicitar un nuevo servicio eléctrico no se retiren del proceso por ningún motivo.

Tomando en cuenta las alternativas de mejoras propuestas en el capítulo anterior se puede aspirar a tener una disminución estimada de los tiempos en un 50%, ya que tratar de conseguir un 60% o más es demasiado y tener 40% es muy poco. Una vez que se tiene bien en claro el porcentaje de reducción de tiempo que se debe dar en cada paso del proceso (con mayor cantidad de problemas) se procede a realizar las mejoras respectivas, y los resultados se presentan en la siguiente tabla:

TABLA 5 - 16

## AHORRO DE TIEMPO ESTIMADO DEL PROCESO DE CONTRATACION

PASOS	ACTUAL (HORAS)	MEJORADO (HORAS)	AHORRO (HORAS)
Realizar inspección	37,43	18	19,43
Entregar datos de la inspección	4,42	2	2,42
Verificar si existen materiales	30,82	15	15,82
Aprobar orden de instalación	24,27	12	12,27
Realizar instalación	58,40	29	29,40
<b>TOTAL</b>	<b>155,34</b>	<b>76</b>	<b>79,34</b>

El valor total de 79,34 horas que se tiene de ahorro se podría dar como resultado del incremento de otro inspector y de dos cuadrillas más, de una mejor atención y solución para las deudas pendientes, de tener un stock de materiales bien distribuido para realizar las instalaciones y por último un poco más de organización de toda la empresa.

Si realizamos un simple cálculo y multiplicamos las 79,34 horas por el costo de la mano de obra de un trabajador que es \$ 2,80 se tendría un ahorro en el proceso de \$ 222,15 durante el mes en estudio. Por último si este valor se multiplica por los 12 meses se tiene aproximadamente un ahorro anual de **\$ 2.666**.

Además de este beneficio económico se tiene otro el cual se lo obtiene no dejando ir a los nuevos clientes y evitando que se produzca una paralización del proceso, este valor ya fue calculado en el valor económico de las fallas del proceso, entonces solo se indicara el ahorro que se tendría evitando esto, el ahorro es de \$ 278 al mes y **\$ 3.338** al año.

A continuación se presenta un resumen de los beneficios que se tendría en la empresa EMELORO por la mejora del proceso de contratación:

**TABLA 5 - 17**  
**BENEFICIOS ANUALES POR LA MEJORA DEL PROCESO DE CONTRATACION**

<b>BENEFICIOS</b>	<b>AHORRO (USD)</b>
REDUCCIÓN DEL TIEMPO.	2.667
EVITAR QUE SE RETIREN LOS CLIENTES.	3.338
<b>TOTAL (USD)</b>	<b>6.004</b>

#### **5.2.1.4. Cálculo de los indicadores**

El principal indicador se lo obtiene de la relación entre el beneficio económico total y costo de inversión a lo largo

de un año. Como ya es conocido el beneficio de este proceso es de \$ 6.004 y el costo de inversión es de \$ 400, luego se calcula la relación **beneficio/costo** y tenemos como resultado **15,01**; con lo cual podemos decir que el proyecto es aprobado para tratar de mejorar en cierta forma este proceso administrativo.

Debemos recordar que, los beneficios obtenidos no son tan grandes económicamente, y como ya se mencionó existen otros beneficios que lastimosamente no se pueden cuantificar, uno de ellos es la mejora en la atención al cliente, jamás hay que olvidar este punto, pero que están conectados al plan de mejoras.

Adicionalmente se necesita de un presupuesto por parte de la empresa bastante alto para tener en bodega un stock suficiente para abastecer la demanda de los nuevos usuarios que requieren contratar un servicio nuevo de la empresa.

## 5.2.2. Análisis económico de la instalación de conductor antihurto

A continuación se realizará el análisis económico de la propuesta de instalar redes de conductor antihurto del tipo preensamblado como estrategia para disminuir las pérdidas comerciales que tiene EMELORO.

### 5.2.2.1. Determinación de los costos de inversión

Los costos en que se incurren para realizar este proyecto serian por todos los materiales necesarios para su implementación así como la mano de obra correspondiente. Los costos de los materiales necesarios para la instalación de una red antihurto se detallan a continuación:

**TABLA 5 - 18**

#### DESCRIPCIÓN DE MATERIALES PARA LA INSTALACIÓN DE CONDUCTOR ANTIHURTO “PREENSAMBLADO”

MATERIAL	CANT.	PRECIO (USD)
CONDUCTOR PREENSAMBLADO XLPE 1,1 KV 2x50/50 mm <sup>2</sup>	m	2,95
KIT DE SUSPENSION	u	6,03
FUSIBLE NEOZED 35 A	u	1,35
PINZA DE ACOMETIDA AUTOAJUSTABLE	u	1,93
MENSULA PLASTICA PARA CABLE (Acometida)	u	0,27
CABLE CONCENTRICO XLPE 1 KV - 6/6 mm <sup>2</sup> Cu	m	0,90
CAJA DE POLICARBONATO TERMOMAGNETICA PARA MEDIDOR 120 V	u	25,70
CONECTOR SIMPLE DENTADO ABULONADO ESTANCO 16-95/2,5-10 mm <sup>2</sup>	u	1,78

Los costos relacionados con la mano de obra fueron proporcionados por la superintendencia de asuntos económicos de EMELORO. En la siguiente tabla se indican valores aproximados de cada actividad utilizados para este proyecto.

**TABLA 5 - 19**  
**PRECIOS UNITARIOS DE MANO DE OBRA PARA INSTALACIÓN DE**  
**CONDUCTOR ANTIHURTO “PREENSAMBLADO”**

DESCRIPCION	UNID.	PRECIO (USD)
TENDIDO Y REGULADO COND. PREENSAMBLAD 2X50/50 mm <sup>2</sup> Al	KM	301,14
VINCULACION LINEA/LINEA PRE-ENSAMB 50 mm <sup>2</sup>	U	6,59
EMPALME PASIVO / DERIVACION PRE-ENSAMB 50 mm <sup>2</sup>	U	3,66
ESTRUCTURA PRE-ENSAMB. SUSPENSION KS	U	2,44
INSTALACION ACOMETIDA PRE-ENSAMB 1F BT Y REPOR MEDIC	U	3,86

Si consideramos que en promedio en un vano de poste a poste de 30 metros de longitud estamos protegiendo como mínimo a 10 usuarios, entonces se tendría que usar un kit de suspensión en cada postes (2 kit en total), 30 metros de conductor preensamblado 2x50/50 mm<sup>2</sup> Al, y para cada una de las derivaciones de acometidas se considera un promedio de 8 metros por usuario, por lo que en 10 usuarios se tendría un total de 80 metros de cable concéntrico XLPE 1KV-6/6 mm<sup>2</sup> Cu.

Además a esto se sumaría el costo de los conectores dentados abulonados, necesarios para la colocación de cada acometida para cada usuario, más la caja de protección para el medidor. El detalle de estos costos de materiales, de la mano de obra, y considerando un 5% por concepto de imprevistos del total de costos de inversión, se presentan en la siguiente tabla:

**TABLA 5 - 20**  
**COSTOS DE INVERSION PARA LA INSTALACIÓN DE CONDUCTOR**  
**ANTIURTO “PREENSAMBLADO”**

MATERIALES	CANT.	PRECIO (USD)
CONDUCTOR PREENSAMBLADO XLPE 1,1 KV 2X50/50 mm <sup>2</sup>	30m	88,50
KIT DE SUSPENSION	2	12,06
FUSIBLE NEOZED 35 A	10	13,50
PINZA DE ACOMETIDA AUTOAJUSTABLE	10	19,30
MENSULA PLASTICA PARA CABLE	10	2,70
CABLE CONCENTRICO XLPE 1 KV - 6/6 mm <sup>2</sup> Cu	80m	72,00
CAJA DE POLICARBONATO TERMOMAGNETICA PARA MEDIDOR 120 V	10	257,00
CONECTOR SIMPLE DENTADO ABULONADO ESTANCO 16-95/2,5-10 mm <sup>2</sup>	10	17,80
<b>MANO DE OBRA</b>		
TENDIDO Y REGULADO DE COND. PREENSAMBLADO 2X50/50 mm <sup>2</sup> AL	30m	9,03
VINCULACION LINEA/LINEA PRE-ENSAMB 50 mm <sup>2</sup>	1	6,59
EMPALME PASIVO / DERIVACION PRE-ENSAMB 50 mm <sup>2</sup>	1	3,66
ESTRUCTURA PRE-ENSAMB. SUSPENSION KS	2	4,88
INSTALACION ACOMETIDA PRE-ENSAMB 1F BT Y REPOR MEDIC	10	38,60

SUBTOTAL (USD)	545,62
IMPREVISTOS 5% (USD)	27,28
<b>TOTAL (USD)</b>	<b>572,90</b>

### 5.2.2.2. Determinación de los beneficios

Para determinar los beneficios de aplicar esta alternativa, que como ya se mencionó anteriormente servirá para evitar el robo de energía a nivel de secundario y de acometida, se toma en cuenta primero los ingresos que tiene la empresa por cada cliente dado un consumo referencial, lo que se puede apreciar en la tabla que se presenta a continuación:

**TABLA 5 - 21**  
**INGRESOS MENSUALES PROMEDIO POR EL CONSUMO DE**  
**CADA USUARIO**

CONSUMO (kWh.)	COSTO DE LA ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/cliente)	INGRESO (USD)
100	0,099	1,488	11,388
125	0,107	1,488	14,788
150	0,107	1,448	17,408
200	0,107	1,448	22,728
250	0,107	1,448	28,048
300	0,107	1,448	33,368
350	0,107	1,448	38,688
400	0,107	1,448	44,008
450	0,107	1,448	49,328
500	0,107	1,448	54,648
600	0,107	1,448	65,288
700	0,107	1,448	75,928
800	0,107	1,448	86,568
900	0,107	1,448	97,208
1000	0,107	1,448	107,848

NOTA: Estos valores son sin considerar impuestos, por lo que son el ingreso neto

A partir de esta tabla se calcularán los beneficios en los casos más graves donde se hurta el 50% de la energía.

Como se mencionó en los capítulos anteriores los clientes residenciales con bajos consumos, a los cuales se los estratificó como “residencial bajo” son los que más incurren en el robo de energía de manera explícita a través de una conexión directa, o por la manipulación de los medidores de energía; esto no quiere decir que los clientes tipo residencial medio y alto no incurran en la misma infracción, estos también lo hacen pero la diferencia radica en que el porcentaje es menor. Por esta razón nuestra propuesta y su análisis se enfoca en aplicar esta medida a las zonas marginales y de alto riesgo de robo de energía, en donde personalmente pudimos constatar que de 10 abonados unos 5 o 6 roban energía de una u otra manera.

**Clientes de consumo residencial bajo en zonas de alto riesgo:** Se toman en cuenta los clientes con consumos menores a 200kWh; de esta manera se considera en nuestro análisis los abonados tipo

“residencial bajo” y una parte de los abonados de tipo “residencial medio” que viven en estas zonas donde es normal robar energía como por ejemplo, en el circuito Autoridad Portuaria que abastece de energía eléctrica a la parroquia Puerto Bolívar.

Debemos señalar que el beneficio real que tendría la empresa sería el 50% del consumo de energía que se dejaría de robar por parte de cada usuario tipo, y que se presenta a continuación:

**TABLA 5 – 22**  
**BENEFICIOS MENSUALES PRODUCIDOS POR LA**  
**INSTALACIÓN DE CONDUCTOR ANTIHURTO**  
**“PREENSAMBLADO”**

<b>CONSUMO DE CLIENTE FRAUDULENTO [kWh]</b>	<b>BENEFICIO DE LA EMPRESA (USD)</b>
100	5,694
125	7,394
150	8,704
200	11,364

### 5.2.2.3. Cálculo de los indicadores

Para determinar la aprobación o no del proyecto vamos a considerar el indicador que da la relación beneficio/costo.

A continuación se mostrará una tabla en la que se indica los beneficios y costos de inversión para los clientes de bajo y medio consumo para el periodo de un año.

**TABLA 5 - 23**  
**RELACION BENEFICIO/COSTO PARA LA INSTALACIÓN**  
**DE CONDUCTOR ANTIHURTO “PREENSAMBLADO”**

<b>CONSUMO (kWh)</b>	<b>BENEFICIO ANUAL DE 10 USUARIOS (USD)</b>	<b>COSTOS INVERSIÓN (USD)</b>	<b>RELACION B/C</b>
100	683,28	572.90	1.19
125	887,28	572.90	1.55
150	1.044,48	572.90	1.82
200	1.363,68	572.90	2.38

Por lo que se puede ver el proyecto se aprueba para cualquier tipo de consumo de este tipo de usuarios ya que la relación de beneficio/costo es mayor que 1 en todos los casos.

Es importante tener en cuenta que el cambio de la red total de secundario sería un costo muy elevado por lo que es aconsejable hacerlo solo en zonas donde existe alto robo de energía con lo cual también se tendría un alto ahorro en dinero, tal como se menciona en los párrafos anteriores.

### **5.2.3. Análisis económico de la auditoría de equipos de medición**

De manera similar a las anteriores propuestas ahora procederemos a realizar el análisis económico de poner en práctica el desarrollo de una auditoría de los equipos de medición (medidores de energía) como nuestra última estrategia planteada para disminuir y controlar las pérdidas comerciales que tiene EMELORO.

#### **5.2.3.1. Determinación de los costos de inversión**

Para analizar la factibilidad económica de esta alternativa vamos a enfocar el análisis en el trabajo que pueda realizar un grupo de trabajadores similar a los grupos o cuadrillas de acometidas y medidores de la empresa, esto es: un ingeniero eléctrico, un capataz -

maestro electricista, un liniero - electricista y un ayudante - electricista.

Como ya se mencionó, este equipo de trabajo realizará la auditoria en el lugar donde están instalados los medidores, por tal motivo los costos de inversión se basan en la mano de obra necesaria, así como también los materiales incluidos que son indispensables para llevar a cabo esta labor.

El costo de los materiales sería únicamente la adquisición del un equipo electrónico de verificación de exactitud "MAV2" con el cual este grupo realizará su trabajo. Pueden trabajar en 2 grupos de 2 personas por cada grupo para lo cual serian necesario 2 equipos electrónicos.

El detalle de estos costos de materiales, de la mano de obra, y considerando un 5% por concepto de imprevistos del total de costos de inversión, se presenta en la siguiente tabla:

**TABLA 5 - 24**  
**COSTOS DE INVERSION PARA LA AUDITORÍA DE EQUIPOS DE**  
**MEDICIÓN**

<b>MATERIALES</b>	<b>CANT.</b>	<b>PRECIO UNITARIO (USD)</b>	<b>PRECIO TOTAL (USD)</b>
EQUIPO ELECTRÓNICO DE MEDICIÓN DE EXACTITUD "MAV2"	2	6.000	12.000
<b>MANO DE OBRA</b>			
<b>MANO DE OBRA</b>	<b>CANT.</b>	<b>SALARIO MENSUAL (USD)</b>	<b>SALARIO ANUAL (USD)</b>
INGENIERO ELECTRICO	1	613,30	7.359,60
CAPATAZ - MAESTRO ELECTRICISTA	1	242,40	2.908,80
LINIERO - ELECTRICISTA	1	197,00	2.364,00
AYUDANTE ELECTRICISTA	1	160,70	1.928,40

SUBTOTAL (USD)	26.560,80
IMPREVISTOS 5% (USD)	1.328,04
<b>TOTAL (USD)</b>	<b>27.888,84</b>

#### 5.2.3.2. Determinación de los beneficios

Resulta un poco complicado predecir el beneficio económico de llevar a cabo esta propuesta debido a la naturaleza variable de los factores implicados en el análisis tales como el consumo de energía de los usuarios, la cantidad de medidores que se pueden revisar, el porcentaje de energía perdida por descalibración o alteración en los medidores, etc. Sin embargo, es posible aproximar cuantos medidores se

podrían auditar en un mes de trabajo del equipo si tomamos como referencia la cantidad de medidores que nosotros revisamos cuando realizamos los levantamientos para calcular las pérdidas técnicas.

Entonces, aproximadamente en un mes el equipo de trabajo puede revisar el doble de usuarios de los que nosotros pudimos revisar ya que podrá trabajar en dos grupos gracias a que tendría a disposición 2 equipos electrónicos de medición, es decir, en una hora cada equipo estaría en capacidad de revisar 8 medidores de energía que sumarían 16 medidores auditados por hora; por lo tanto en un mes se pueden revisar 2.560 medidores lo que en el año da un aproximado de 30.720 medidores que pueden ser revisados por el equipo de trabajo.

Si asumimos un consumo promedio de 150 kWh por usuario, partiendo del hecho de enfocar el análisis a usuarios residenciales de consumo bajo y medio, que son los más numerosos en sistema de EMELORO, y suponiendo que sus medidores de energía funcionan de

manera óptima o eficiente. Entonces el ingreso anual para la empresa sería el que se presenta en la siguiente tabla:

**TABLA 5 - 25**  
**INGRESO ANUAL PARA LA EMPRESA POR EL CONSUMO**  
**REAL DE LOS MEDIDORES REVISADOS**

NÚMERO DE MEDIDORES AUDITADOS AL MES	2560
CONSUMO PROMEDIO (kWh/MES)	150
COSTO DE LA ENERGÍA (USD/kWh)	0,107
COSTO POR COMERCIALIZACIÓN (USD)	1,488
INGRESO MENSUAL (USD)	44.897,28
NÚMERO DE MEDIDORES AUDITADOS AL AÑO	30.720
<b>INGRESO ANUAL (USD)</b>	<b>538.767,36</b>

Como ya se mencionó anteriormente resulta complicado predecir los beneficios económicos del proyecto, por lo que el valor calculado de ingreso anual para la empresa debido a los medidores revisados nos va a ayudar para establecer el límite en el cual el proyecto es rentable o no, dependiendo del valor que tome el beneficio, lo que se explicará con más detalle en el calculo y análisis de los indicadores.

### **5.2.3.3. Cálculo de los indicadores**

Al realizar un análisis comparativo de los valores del costo anual del proyecto en relación al ingreso anual aproximado podemos decir que el costo anual del proyecto representa el 5,2% del ingreso anual que tiene la empresa por el consumo de los 30.720 medidores residenciales en el año.

Por lo tanto hemos encontrado un límite en el beneficio que se debería obtener para que el proyecto sea aprobado, es decir, si la cantidad de dinero recuperado gracias al proyecto es mayor al 5,2%, de los ingresos anuales que recibe la empresa por el consumo normal de los usuarios auditados, entonces el proyecto es factible económicamente; en otras palabras si la energía que se recupera, como producto de la energía perdida detectada por los equipos de verificación (MAV2) en el año, supera el 5,2% del total de energía que consumen los usuarios auditados, el proyecto se aprueba caso contrario el proyecto se rechaza. La siguiente tabla resume lo indicado anteriormente.

**TABLA 5 - 26**  
**RELACION BENEFICIO/COSTO PARA LA AUDITORÍA DE**  
**EQUIPOS DE MEDICIÓN**

<b>ENERGÍA RECUPERADA</b>	<b>RELACIÓN B/C</b>	<b>CONCLUSIÓN</b>
MAYOR AL 5,2%	MAYOR A 1	PROYECTO FACTIBLE
MENOR AL 5,2%	MENOR A 1	PROYECTO RECHAZADO

En conclusión, siempre y cuando la energía que se recupera (debido a la energía perdida que se proyecta detectar con los equipos de verificación) sea mayor al 5,2% en el año de trabajo el proyecto se aprueba, caso contrario el proyecto no es factible.

Este porcentaje servirá de referencia para que la empresa decida el lugar más óptimo donde se puede aplicar con éxito el proyecto, ya que como sabemos existen zonas en las cuales los usuarios prefieren robar energía ya sea explícitamente o conectándose directo.

### **5.3. Priorización de las alternativas de reducción de pérdidas técnicas y comerciales en base a la factibilidad técnica - económica.**

En los capítulos anteriores se realizó un análisis de la situación actual del sistema eléctrico de EMELORO, luego se sugirió varias alternativas de mejoras con su respectiva evaluación económica. La siguiente priorización consiste en indicar cual alternativa se va a poner en práctica primeramente, verificando que tenga beneficios altos con costos bajos, es decir que sea factible desde el punto de vista técnico – económico, ya que el ahorro de energía que se obtiene de la disminución de las pérdidas técnicas, el tiempo que se ahorra por la mejora de un proceso y la energía que deja de perder la empresa gracias a la aplicación de planes para disminuir el robo o hurto de energía, son al final ahorro en dinero para la empresa.

Además debemos señalar que esta priorización servirá para que la empresa pueda aplicar las alternativas de mejoras planteadas en este trabajo de acuerdo a su capacidad de recursos. Este proyecto ha tratado de ajustarse a cada uno de los requerimientos del sistema eléctrico de EMELORO basándose en el análisis técnico – económico ya realizado en los puntos anteriores.

Para realizar la priorización técnica - económica de las alternativas propuestas, nuestro análisis se basa en las necesidades que tiene la empresa de reducir sus pérdidas de acuerdo a los resultados de pérdidas técnicas y comerciales obtenidos en los capítulos anteriores, es así que, dado que la mayor cantidad de pérdidas de energía se producen en el sistema de distribución secundaria, excediendo incluso los niveles máximos tolerables, las alternativas propuestas para este sistema serán las mas necesarias y prioritarias para la empresa siempre y cuando esta mejora técnica se complemente con una factibilidad económica para la empresa en comparación con las otras alternativas propuestas, ya que en algunos casos su costo de inversión es muy alto, como es el caso de cambio de calibre de conductor. En este caso habrán alternativas que sean de mejor factibilidad económica para la empresa tales como la de mejorar el proceso de contratación y por lo tanto superaran en prioridad al resto de alternativas.

A continuación se detallarán las acciones que debe poner en práctica la empresa en un orden de prioridad, así como también se darán criterios que justificarán estas decisiones.

1. Mejorar el proceso de Contratación de Nuevos Servicios.
  - Poner en práctica las mejoras para que el proceso se facilite, con el objetivo de tener la menor cantidad de inconvenientes para la obtención del servicio.
  
  - Colocar carteles con información completa para que los usuarios que desean contratar algún servicio eléctrico no tengan problemas.
  
  - Este proceso necesita de una poquísima inversión en lo que se refiere a la compra de carteles con información exacta y a la elaboración de los formatos para los clientes. Así también, el hecho de tener en bodega un stock suficiente para cumplir la demanda de los nuevos usuarios implica un beneficio muy alto ya que aparte de mejorar el tiempo del proceso se está evitando que el futuro cliente se conecte directamente sin ningún tipo de control en vista de que la empresa no le instala el medidor que solicitó. Esta situación que podría empeorar ya que existe el riesgo de que el cliente haga de esta actividad una costumbre (conectarse directamente) incluso después de que la empresa le ha instalado el medidor (después de algunos meses de haber hecho la solicitud).

- Sus beneficios se pueden medir de algunas formas, ya que aparte del beneficio económico gracias a la reestructuración del proceso, existe también un beneficio en la calidad de atención al cliente que brinda la empresa gracias a la mejora de tiempo de respuesta de la empresa a la solicitud que realiza el cliente. En vista de la variedad de beneficios que obtiene la empresa a un bajo costo hemos considerado esta alternativa como prioridad 1.

## 2. Ubicación óptima del transformador de distribución.

- Como se indicó anteriormente es importante que el transformador se encuentre ubicado en el centro de carga de un circuito secundario, puesto que con la aplicación de esta alternativa se obtiene una aceptable reducción de pérdidas, y lo más importante es que sus costos son bajos ya que solo implica gastos en mano de obra y no en adquisición de materiales. La prioridad de esta alternativa es alta ya que mejora las pérdidas técnicas en el sistema de distribución secundaria (a un bajo costo) el cual se encuentra en niveles mayores al máximo tolerable.

### 3. Instalación de conductor antihurto.

- Llevar a cabo la implementación de esta alternativa sin duda alguna es muy costoso, pero si es bien aplicada sus beneficios son también muy altos, es decir, aplicándola en sectores estrictamente necesarios en donde el robo o hurto de energía por conexiones directas tengan un índice muy elevado. Por esta razón se ubica a esta alternativa como una de las más importantes (prioridad 3).

### 4. Instalación de capacitores en una línea primaria.

- Este proyecto es rentable económicamente, puesto que en el periodo de un año, desde el momento en que se realiza la instalación, se tiene una recuperación total de la inversión.
- Además su aplicación nos ayuda a tener una mejor calidad de la energía que llega al usuario final, puesto que se puede lograr una buena regulación de voltaje y un factor de potencia mejorado en las líneas primarias.

### 5. Cambio de transformador de distribución.

- Esta alternativa es muy importante desde el punto de vista estrictamente técnico debido a la mejora en la eficiencia de

operación de ciertos transformadores de distribución; sin embargo los costos de inversión son elevados y los beneficios obtenidos a largo plazo (en nuestro estudio 10años) no son muy gratificantes o considerables para que se pueda justificar la aplicación prioritaria de esta alternativa.

#### 6. Cambio de calibre de conductor.

- Se debe tener en cuenta que poner en práctica este proyecto económicamente es muy costoso en vista de que se tiene que invertir una alta cantidad de dinero para su implementación, además los beneficios obtenidos a largo plazo no son satisfactorios, lo cual no podría justificar su aplicación en una prioridad mas alta, pero por otro lado nos ayuda a tener una buena reducción de pérdidas desde el punto de vista técnico.
  
- A pesar de la necesidad de mejorar el nivel de pérdidas en el sistema de distribución secundaria, a esta alternativa le damos una prioridad 6 dado los altos costos que conlleva realizarla lo cual la justifica como un proyecto a largo plazo.

## 7. Auditoria de equipos de medición.

- Esta alternativa económicamente es factible siempre y cuando se la realice economizando el costo de mano de obra, es decir, si se incrementa el número de cuadrillas destinadas a esta labor, la energía detectada no necesariamente será proporcional a este incremento ya que como sabemos existen zonas en donde el robo de energía es mucho mas explícito y por otro lado zonas en donde es poco probable encontrar medidores alterados. Esto hace que la rentabilidad económica del proyecto sea sensible al costo de mano de obra, ya que como se demostró con una cuadrilla no se revisa una cantidad considerable de equipos en el año, lo que quiere decir que, revisar todos los equipos de medición pertenecientes a EMELORO es a la final un proyecto a largo plazo.

### **5.3.1. Plan de reducción de pérdidas**

Luego de haber realizado la priorización técnica - económica de las alternativas de reducción de pérdidas propuestas en esta tesis ha quedado definida una secuencia lógica que especifica la prioridad de las acciones a ejecutar, lo que no es otra cosa que

la estructura de un plan de reducción de pérdidas el cual se lo presenta a continuación.

1. Mejorar el proceso de Contratación de Nuevos Servicios.
2. Ubicación óptima del transformador de distribución.
3. Instalación de conductor antihurto.
4. Instalación de capacitores en una línea primaria.
5. Cambio de transformador de distribución.
6. Cambio de calibre de conductor.
7. Auditoria de equipos de medición.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## CONCLUSIONES

- A través del análisis técnico realizado se obtuvo que las pérdidas en el sistema de subtransmisión representan un 2,37%, en el sistema de distribución primaria un 2,09%, y en el sistema de distribución secundaria un 5,84%, del total de energía disponible en el mes en estudio. Entonces, se puede notar claramente que las redes de distribución secundaria son el principal contribuyente de las pérdidas técnicas de un sistema eléctrico tal como se vio en el análisis de resultados, de aquí la importancia de aplicar las alternativas de reducción propuestas en este proyecto con el objetivo de lograr una significativa disminución de las pérdidas en este sistema.
- El nivel de pérdidas de la empresa EMELORO en el momento de la realización de este estudio (Septiembre de 2005) presenta un total de 20,83% de pérdidas eléctricas, de las cuales mediante el estudio global realizado se determinó que las pérdidas técnicas representan un 10,3%, y las pérdidas comerciales un 10,53%; con esto se puede concluir que esta empresa distribuidora tiene aproximadamente la misma cantidad de pérdidas técnicas y comerciales, con lo cual la

prioridad se enfoca en atacar primeramente las pérdidas comerciales, y luego de tener beneficios o ingresos favorables, debido a la reducción de pérdidas comerciales, se debe realizar el plan propuesto en esta tesis para la reducción del nivel de pérdidas técnicas.

- El análisis y determinación de las pérdidas técnicas permite que, el aumento o crecimiento de la demanda sea seguro y fácil de satisfacer de una manera óptima y eficiente, adicionando los equipos y elementos que sean económica y técnicamente factibles o necesarios.
- El estudio y la disminución de pérdidas en los sistemas de distribución y comercialización de energía eléctrica es de gran importancia en la optimización de un sistema eléctrico, debido a que una reducción de pérdidas mejora la eficiencia e incrementa los ingresos de las empresas eléctricas, lo que conlleva a evitar que se incremente la capacidad instalada de los equipos de generación y transmisión, incidiendo tanto en los niveles de inversión futura y en el incremento del valor de las tarifas.
- Mediante el estudio de análisis de eficiencia realizado se pudo determinar los pasos innecesarios y lentos con los que cuentan el

proceso de contratación, dando como resultado una eficiencia del 61,42%. Teniendo en consideración este valor causado por la ineficiencia en el manejo de su proceso de contratación de un nuevo servicio, se puede concluir que se necesita cambios urgentes y radicales como los propuestos en la alternativa de mejora.

- La mejora del proceso de contratación, la protección de las redes secundarias y la auditoria de equipos de medición son métodos que forman parte de este estudio, los cuales ayudan a reducir el porcentaje de los problemas que tiene la empresa.
- El control de pérdidas necesita mayor atención de todos los miembros de la empresa, ya que es necesario la preparación de personal para esta labor y así poder cubrir toda la zona de concesión del sistema EMELORO, y además de proveer de materiales para proteger las redes y equipos de medición de los infractores que se localizan diariamente. Debemos considerar que cambiar todas las redes secundarias por redes antihurto es muy costoso, por ello se concluye que la protección de las redes y medidores deben realizarse solamente donde se localicen la mayor cantidad de infractores.

- La facilidad que tienen los usuarios para incurrir en el fraude y en atreverse cada día más a participar directamente en la ejecución de un acto ilegal en contra de los intereses de las empresas eléctricas del país, se presenta como consecuencia de la falta de una ley que penalice su acción; por esta razón se hace imprescindible que el control y reducción de las pérdidas de energía eléctrica debe ser una preocupación permanente de todos los sectores y organismos de las empresas eléctricas.
- El crecimiento desordenado de la población en las diferentes ciudades del sistema de concesión de EMELORO hace que la empresa, a fin de satisfacer esta nueva demanda, algunas veces coloque equipos y elementos poco eficientes con lo cual también se incrementan las pérdidas técnicas. Esto sucede debido a que las organizaciones solo sobreviven gracias a su capacidad de satisfacer las exigencias de los clientes obteniendo con esto utilidades, pero que en realidad debe a la incapacidad de la alta administración unido a la pasividad de los gobiernos estatales y municipales que permiten que esto suceda, lo que se ve reflejado en un crecimiento intolerable del nivel de pérdidas y un deterioro de la imagen de la empresa.

- Por otro lado podemos decir que la pobreza, el desempleo y el incremento de las tarifas están fuertemente relacionadas con el aumento de las pérdidas, ya que esto ha incidido de forma directa en el robo o fraude de la energía y por lo tanto un posible aumento de las pérdidas comerciales; entonces, se ve la importancia de aplicar correctivos para su reducción, ya que como se conoce, una disminución de los índices de pérdidas comerciales (no técnicas) produce una alteración de la demanda del sistema y por lo tanto una posible disminución de las pérdidas técnicas.
- Por último, debemos recordar que reducir las pérdidas comerciales, con lo cual se tiene una mayor recuperación de energía y beneficios que económicamente son mas conveniente para la empresa, es mucho más factible y económico que reducir las pérdidas técnicas; esto se puede notar claramente en el análisis de beneficio/costo realizado para pérdidas técnicas, en el cual si bien se puede notar que el ahorro producido por la reducción de pérdidas que se obtienen por la ejecución de las alternativas propuestas no reflejan ingresos altos para la empresa, sin embargo se cumple con la ley de régimen del sector eléctrico en cuanto se refiere a una mejor calidad de servicio brindado a los usuarios. Además la importancia de calcular las perdidas técnicas también radica en la necesidad que tiene la

empresa de tener un estudio técnico actualizado acerca de su nivel de pérdidas técnicas por etapa funcional, ya que en los actuales momentos los índices que manejan son en base a proyecciones de estudios hechos en el pasado.

## RECOMENDACIONES

- La empresa debe analizar e implantar permanentemente planes para la evaluación, reducción y control de las pérdidas técnicas y comerciales, para lo cual se deben cumplir con metas a corto, mediano y largo plazo. Estos planes preferentemente deberán ser realizados con personal capacitado de la empresa, y si por cuestión de costos le representa mas beneficioso contratar los servicios técnicos de una empresa o de un profesional en ingeniería eléctrica puede hacerlo siempre y cuando estas personas tenga la suficiente experiencia en este tipo de trabajos y los realicen con una seriedad y responsabilidad comprobados.
- Enfatizar en la importancia que tiene la necesidad de motivar y concientizar al personal directivo, administrativo y técnico de la empresa sobre la reducción de pérdidas a fin de que estos conozcan los beneficios que se tendría al implantar medidas preventivas y reductoras de pérdidas. Por eso se recomienda que si no hay una concientización por parte de ellos, así la empresa invierta millones de

dólares en tratar de reducir sus pérdidas no habrá jamás un resultado positivo.

- A fin de reducir los elevados porcentajes de pérdidas se deben poner en práctica las alternativas de reducción de pérdidas en el orden de priorización tal como se indico en el plan propuesto en este proyecto, para de esta manera tener los resultados y beneficios esperados en el menor tiempo posible. Además los valores económicos recuperados por concepto de reducción de pérdidas deben ser invertidos en acciones dirigidas al mejoramiento del sistema eléctrico.
- Se debería realizar en caso de ser posible transferencias de cargas entre circuitos secundarios a fin de aliviar la carga en otros circuitos secundarios, y si se tiene la oportunidad y disponibilidad realizar divisiones en los circuitos secundarios de longitud excesiva, con el objetivo de reducir el recorrido de la corriente desde el transformador de distribución hasta que llegue al usuario final.
- Colocar equipos de registradores de demanda a la salida de los transformadores de distribución en los circuitos secundarios de las zonas en las cuales exista un alto índice de pérdidas técnicas. Con esto se podrá tener a disposición la curva de demanda diaria y el

respectivo factor de utilización de los transformadores, con lo que se podrá verificar si están funcionando eficientemente; y por lo tanto tener un mayor control de la calidad de la energía.

- Se deben implantar acciones de control orientadas al alumbrado público, debido a que la energía que se desperdicia en el día por estar encendidas significan también pérdidas para la empresa.
- Planificar reuniones con todo el personal de la empresa, cada vez que sea necesario, con el propósito de efectuar correctivos en lo que se refiere al control de reducción de pérdidas técnicas, de tal manera que se puedan alcanzar las metas propuestas.
- Llegar a un mutuo acuerdo con el cliente para otorgar facilidades de pago con el fin de regularizar las deudas anteriores que tengan por consumos no cancelados por parte de otras personas, para de esta manera no tener ningún problema en el momento de contratar un nuevo servicio brindado por la empresa.
- La inestabilidad y falta de preparación del personal de la empresa se debe a los continuos cambios de trabajadores por problemas económicos o intereses políticos, por lo que se recomienda la

continuidad de los trabajadores exigiendo una mayor colaboración y preparación por parte de ellos.

- Tener presente que la mejor forma de reducir pérdidas futuras, se inicia con un correcto diseño de las obras y un acentuado planeamiento de las mismas, tanto desde el punto de vista tecnológico como el de su desarrollo en el tiempo.
- Realizar campañas masivas de difusión y acciones de control destinadas a concientizar a la población en general sobre el delito que significa el hurto o fraude de energía y los peligros que genera el mal uso o manipulación de las instalaciones, además de hacer énfasis en la aplicación de medidas de penalización en los casos de ilícitos comprobados en algún usuario.
- Realizar un seguimiento mensual de los consumos de los clientes a fin de que estos estén dentro de los rangos estimados, para ello se debe establecer un sistema de información el cual involucre la parte técnica y comercial.

## BIBLIOGRAFÍA

1. ESTUDIO DEL CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA EL ORO S.A. Convenio INECEL – ESPOL, Febrero. 1999
2. OLADE & VID, MANUAL LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE PARA EL CONTROL DE PERDIDAS ELÉCTRICAS, Volumen 1.
3. ESTUDIO DE PÉRDIDAS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A, Tesis de grado FIEC – ESPOL, Ing. Whimper Sánchez – Kléber Morales, Enero, 2000.
4. WESTINGHOUSE, DISTRIBUTION SYSTEMS, Volumen 3.
5. EMELORO, Boletín Estadístico anual (2004) y documentación en general (Diagrama unifilar sistema 69kV, Archivos técnicos de subestaciones, equipos, elementos, etc.), Dpto. de Planificación.
6. [www.ecuatran.com/precio\\_transformadores](http://www.ecuatran.com/precio_transformadores)

# **TABLAS Y DATOS**

# **FIGURAS Y GRÁFICOS**

**CIRCUITO 1**

Capacidad de Transformador : 50c  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Factor de Carga : 0,654

ACOMETIDA								
ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	65,52	0,091	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,212	0,407
2	35,76	0,050	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	0,662	0,363
3	86,24	0,120	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,595	0,452
4	92,14	0,128	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,705	0,467
5	83,14	0,115	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,538	0,444
6	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,110	0,397
7	81,57	0,113	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,509	0,486
8	72,85	0,101	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,348	0,457
9	92,54	0,129	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,712	0,526
10	76,24	0,106	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,410	0,468
11	39,24	0,055	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	0,726	0,377
12	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,110	0,421
13	69,43	0,096	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,284	0,414
14	12,86	0,018	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	0,238	0,347
15	24,43	0,034	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	0,452	0,353
16	25,86	0,036	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	0,478	0,354
17	76,57	0,106	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,417	0,429
18	28,29	0,039	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	0,523	0,356
19	60,71	0,084	120	DUPLEX #6	0,003	2,213	1,123	0,353
20	25,86	0,036	120	DUPLEX #6	0,003	2,213	0,478	0,346
21	76,57	0,106	120	DUPLEX #6	0,003	2,213	1,417	0,358
22	28,29	0,039	120	DUPLEX #6	0,003	2,213	0,523	0,347
23	25,14	0,035	120	DUPLEX #6	0,003	2,213	0,465	0,346
24	47,86	0,066	120	DUPLEX #6	0,003	2,213	0,885	0,350
25	42,14	0,059	120	DUPLEX #6	0,003	2,213	0,780	0,349
26	51,43	0,071	120	DUPLEX #6	0,003	2,213	0,951	0,351
27	67,29	0,093	120	DUPLEX #6	0,003	2,213	1,245	0,355
28	99,43	0,138	120	DUPLEX #6	0,003	2,213	1,839	0,367
29	84,57	0,117	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	1,565	0,453
30	79,43	0,110	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	1,469	0,440
31	47,71	0,066	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,883	0,379
32	15,84	0,022	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,293	0,349
33	78,57	0,109	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,454	0,476
34	79,71	0,111	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,475	0,436
35	61,58	0,086	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,139	0,399
36	52,29	0,073	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	0,967	0,384
37	44,43	0,062	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,822	0,375
38	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	1,110	0,399
39	42,86	0,060	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,793	0,373
40	101,43	0,141	120	DUPLEX #6	0,031	2,213	1,876	0,586
41	73,43	0,102	120	DUPLEX #6	0,031	2,213	1,358	0,471
42	92,71	0,129	120	DUPLEX #6	0,026	2,213	1,715	0,514
43	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,026	2,213	1,110	0,416
44	25,71	0,036	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	0,476	0,348
45	91,43	0,127	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,691	0,389
46	53,29	0,074	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	0,986	0,360
47	60,14	0,084	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,113	0,364
48	58,59	0,081	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,084	0,371
49	60,29	0,084	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,115	0,364
50	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	1,110	0,358
51	25,38	0,035	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	0,470	0,357
52	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	1,110	0,408
53	31,43	0,044	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	0,581	0,366
54	52,29	0,073	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	0,967	0,376
55	43,29	0,060	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	0,801	0,366
56	89,00	0,124	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,646	0,435
57	98,00	0,136	120	DUPLEX #6	0,031	2,213	1,813	0,570
58	82,86	0,115	120	DUPLEX #6	0,031	2,213	1,533	0,506
							<b>TOTAL</b>	<b>23,433</b>

**CIRCUITO 2**

Capacidad de Transformador : 37,5c

Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Factor de Carga : 0,654

ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	ACOMETIDA			I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
				TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)		
1	30,58	0,042	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	0,566	0,851
2	46,14	0,064	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	0,854	0,874
3	100,43	0,139	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	1,858	1,024
4	58,71	0,082	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,086	0,859
5	39,16	0,054	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	0,724	0,845
6	38,57	0,054	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	0,714	0,865
7	27,86	0,039	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	0,515	0,850
8	95,14	0,132	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	1,760	0,895
9	30,43	0,042	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	0,563	0,840
10	38,43	0,053	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,711	0,851
11	49,86	0,069	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,922	0,863
12	67,29	0,093	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,245	0,888
13	55,57	0,077	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,028	0,871
14	40,86	0,057	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,756	0,854
15	69,00	0,096	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,276	0,891
16	98,26	0,136	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,818	0,950
17	97,58	0,136	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	1,805	1,006
18	36,86	0,051	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	0,682	0,858
19	65,23	0,091	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	1,207	0,862
20	51,14	0,071	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	0,946	0,851
21	69,27	0,096	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,281	0,870
22	29,57	0,041	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	0,547	0,850
23	95,16	0,132	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,760	0,902
24	86,27	0,120	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,596	0,890
<b>TOTAL</b>								<b>21,160</b>

**CIRCUITO 3**

Capacidad de Transformador : 50c  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Factor de Carga : 0,654

ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	ACOMETIDA			I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
				TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)		
1	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,110	0,363
2	94,26	0,131	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,744	0,407
3	85,00	0,118	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,572	0,394
4	61,34	0,085	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,135	0,365
5	26,71	0,037	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	0,494	0,348
6	98,25	0,136	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,818	0,538
7	49,35	0,069	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	0,913	0,357
8	61,57	0,086	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,139	0,371
9	28,15	0,039	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	0,521	0,341
10	94,26	0,131	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,744	0,421
11	86,35	0,120	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,597	0,407
12	64,18	0,089	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,187	0,374
13	86,57	0,120	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,602	0,492
14	85,14	0,118	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,575	0,487
15	36,57	0,051	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	0,677	0,341
16	25,71	0,036	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	0,476	0,337
17	68,86	0,096	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	1,274	0,362
18	78,69	0,109	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,456	0,380
19	94,29	0,131	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,744	0,401
20	65,48	0,091	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,211	0,366
21	59,86	0,083	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,107	0,409
22	45,46	0,063	120	DUPLEX #6	0,030	2,213	0,841	0,380
23	79,64	0,111	120	DUPLEX #6	0,030	2,213	1,473	0,477
24	35,24	0,049	120	DUPLEX #6	0,030	2,213	0,652	0,362
25	46,26	0,064	120	DUPLEX #6	0,030	2,213	0,856	0,382
26	89,28	0,124	120	DUPLEX #6	0,030	2,213	1,652	0,514
27	85,29	0,118	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	1,578	0,377
28	49,57	0,069	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	0,917	0,348
29	22,58	0,031	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	0,418	0,336
30	57,43	0,080	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	1,062	0,391
31	58,36	0,081	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	1,080	0,393
32	77,43	0,108	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	1,432	0,438
33	26,86	0,037	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	0,497	0,338
34	92,00	0,128	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	1,702	0,385
35	77,36	0,107	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	1,431	0,433
36	29,43	0,041	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	0,544	0,348
37	29,34	0,041	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	0,543	0,348
38	88,14	0,122	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	1,631	0,463

39	72,43	0,101	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	1,340	0,389
40	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	1,110	0,372
41	77,29	0,107	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	1,430	0,397
42	59,29	0,082	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	1,097	0,381
43	25,57	0,036	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	0,473	0,342
44	85,43	0,119	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,580	0,400
45	50,57	0,070	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	0,936	0,357
46	69,71	0,097	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,290	0,377
47	86,29	0,120	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,596	0,401
48	71,57	0,099	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,324	0,380
49	54,57	0,076	120	DUPLEX #6	0,027	2,213	1,010	0,394
50	36,14	0,050	120	DUPLEX #6	0,027	2,213	0,669	0,360
51	94,26	0,131	120	DUPLEX #6	0,027	2,213	1,744	0,515
52	64,28	0,089	120	DUPLEX #6	0,027	2,213	1,189	0,418
53	81,23	0,113	120	DUPLEX #6	0,027	2,213	1,503	0,468
54	45,43	0,063	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	0,840	0,352
55	17,16	0,024	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	0,317	0,336
56	62,38	0,087	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,154	0,369
57	71,26	0,099	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,318	0,379
58	86,21	0,120	120	DUPLEX #6	0,033	2,213	1,595	0,519
59	65,12	0,090	120	DUPLEX #6	0,033	2,213	1,205	0,439
60	96,28	0,134	120	DUPLEX #6	0,033	2,213	1,781	0,565
							<b>TOTAL</b>	<b>23,885</b>

**CIRCUITO 4**

Capacidad de Transformador : 37,5c  
Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
Factor de Potencia : 0,957  
Factor de Carga : 0,654

ACOMETIDA								
ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	51,14	0,071	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	0,946	0,816
2	94,75	0,132	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,753	0,882
3	69,85	0,097	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	1,292	0,830
4	98,26	0,136	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	1,818	0,858
5	58,14	0,081	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,076	0,872
6	32,16	0,045	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	0,595	0,822
7	95,36	0,132	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,764	0,993
8	64,81	0,090	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,199	0,889
9	98,26	0,136	240	TRIPLEX #4	0,028	1,392	0,909	0,832
10	86,48	0,120	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,600	0,959
11	79,26	0,110	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,466	0,933
12	86,29	0,120	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,596	0,958
13	96,27	0,134	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,781	0,997
14	95,34	0,132	240	TRIPLEX #4	0,028	1,392	0,882	0,830
15	94,29	0,131	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,744	0,908
16	86,27	0,120	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,596	0,890
17	56,27	0,078	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,041	0,838
18	28,26	0,039	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,523	0,810
19	94,29	0,131	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,744	0,908
20	100,67	0,140	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,862	0,923
21	97,26	0,135	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,799	0,915
22	94,39	0,131	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,746	0,908
23	45,29	0,063	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,838	0,825
24	40,43	0,056	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,748	0,820
25	64,39	0,089	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,191	0,850
							<b>TOTAL</b>	<b>22,064</b>

**CIRCUITO 5**

Capacidad de Transformador : 37,5c  
Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
Factor de Potencia : 0,957  
Factor de Carga : 0,654

**ACOMETIDA**

ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	75,86	0,105	240	TRIPLEX #4	0,022	1,392	0,702	0,729
2	71,86	0,100	240	TRIPLEX #4	0,013	1,392	0,665	0,722
3	88,89	0,123	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,644	0,792
4	16,43	0,023	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	0,304	0,717
5	61,15	0,085	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,131	0,748
6	92,43	0,128	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,710	0,753
7	95,67	0,133	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,770	0,756
8	95,62	0,133	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,769	0,818
9	75,57	0,105	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	1,398	0,749
10	97,14	0,135	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,797	0,786
11	47,71	0,066	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	0,883	0,740
12	61,58	0,086	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,139	0,757
13	72,29	0,100	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,337	0,754
14	6,14	0,009	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	0,114	0,715
15	95,14	0,132	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	1,760	0,858
16	58,17	0,081	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	1,076	0,768
17	26,89	0,037	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	0,497	0,726
18	56,29	0,078	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	1,041	0,765
19	65,53	0,091	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	1,212	0,783
20	67,86	0,094	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	1,255	0,788
21	56,72	0,079	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	1,049	0,768
22	82,36	0,114	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,524	0,802
23	93,57	0,130	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,731	0,781
24	47,23	0,066	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,874	0,743
25	62,71	0,087	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,160	0,762
26	20,18	0,028	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	0,373	0,718
27	93,58	0,130	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,731	0,754
28	83,71	0,116	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,549	0,751
<b>TOTAL</b>								<b>21,302</b>

**CIRCUITO 6**

Capacidad de Transformador : 37,5a  
Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
Factor de Potencia : 0,957  
Factor de Carga : 0,654

ACOMETIDA								
ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	65,86	0,091	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	1,218	0,430
2	66,57	0,092	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,232	0,411
3	48,57	0,067	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	0,899	0,392
4	98,86	0,137	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	1,829	0,504
5	95,27	0,132	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	1,762	0,542
6	22,29	0,031	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	0,412	0,372
7	15,68	0,022	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,290	0,374
8	56,24	0,078	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,040	0,385
9	81,14	0,113	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,501	0,430
10	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,110	0,414
11	117,35	0,163	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	2,171	0,589
12	74,26	0,103	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	1,374	0,404
13	88,29	0,123	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	1,633	0,477
14	91,26	0,127	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	1,688	0,509
15	61,00	0,085	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	1,128	0,393
16	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	1,110	0,384
17	87,57	0,122	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,620	0,481
18	70,71	0,098	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,308	0,431
19	83,71	0,116	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,549	0,450
20	72,36	0,101	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,339	0,438
21	26,00	0,036	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	0,481	0,373
22	70,76	0,098	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	1,309	0,401
23	72,00	0,100	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,332	0,433
24	30,71	0,043	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	0,568	0,375
25	84,71	0,118	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,567	0,457
26	98,43	0,137	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	1,821	0,524
27	41,43	0,058	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	0,766	0,394
28	90,71	0,126	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	1,678	0,483
29	84,36	0,117	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,561	0,408
30	46,86	0,065	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	0,867	0,395
31	102,29	0,142	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,892	0,458
32	52,57	0,073	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	0,973	0,398
33	74,00	0,103	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,369	0,437
34	65,71	0,091	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,216	0,403
35	107,21	0,149	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	1,983	0,527
36	56,36	0,078	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,043	0,399
37	72,43	0,101	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,340	0,446
38	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,110	0,422
39	92,68	0,129	120	DUPLEX #6	0,027	2,213	1,715	0,546

40	131,57	0,183	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	2,434	0,606
41	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,110	0,387
42	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	1,110	0,384
43	44,86	0,062	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	0,830	0,381
44	83,57	0,116	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,546	0,455
45	100,00	0,139	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	1,850	0,522
46	41,29	0,057	120	DUPLEX #6	0,029	2,213	0,764	0,408
47	106,14	0,147	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,964	0,515
48	25,71	0,036	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	0,476	0,373
49	10,14	0,014	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	0,188	0,371
50	62,43	0,087	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,155	0,406
51	89,25	0,124	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,651	0,473
52	36,29	0,050	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	0,671	0,383
53	22,57	0,031	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	0,418	0,373
54	68,24	0,095	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,262	0,437
							<b>TOTAL</b>	<b>23,561</b>

**CIRCUITO 7**

Capacidad de Transformador : 25a  
Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
Factor de Potencia : 0,957  
Factor de Carga : 0,654

ACOMETIDA								
ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	120,57	0,167	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	2,230	0,642
2	79,00	0,110	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,461	0,507
3	39,71	0,055	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	0,735	0,480
4	73,26	0,102	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	1,355	0,511
5	108,14	0,150	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	2,001	0,508
6	82,57	0,115	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,528	0,537
7	10,26	0,014	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,190	0,456
8	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,110	0,490
9	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	1,110	0,476
10	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	1,110	0,515
11	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,110	0,501
12	65,27	0,091	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,207	0,487
13	95,14	0,132	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,760	0,496
14	40,57	0,056	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	0,751	0,461
15	42,29	0,059	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,782	0,482
16	57,14	0,079	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	1,057	0,489
17	73,71	0,102	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,364	0,520
18	56,34	0,078	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	1,042	0,507
19	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,110	0,485
20	21,14	0,029	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	0,391	0,457
21	100,00	0,139	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	1,850	0,523
22	38,29	0,053	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	0,708	0,470
23	48,29	0,067	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,893	0,485
24	95,67	0,133	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	1,770	0,552
25	25,17	0,035	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	0,466	0,462
26	60,26	0,084	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,115	0,501
27	74,29	0,103	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,374	0,517
28	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,110	0,490
29	108,43	0,151	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	2,006	0,588
30	40,14	0,056	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	0,743	0,462
31	20,16	0,028	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	0,373	0,459
32	24,69	0,034	120	DUPLEX #6	0,030	2,213	0,457	0,468
33	100,00	0,139	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,850	0,583
34	106,28	0,148	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,966	0,583
35	70,57	0,098	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,306	0,477
36	66,00	0,092	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	1,221	0,471
37	81,00	0,113	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,498	0,514
38	69,71	0,097	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,290	0,477
39	117,57	0,163	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	2,175	0,622
40	88,57	0,123	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,639	0,496
41	35,14	0,049	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,650	0,470
42	60,25	0,084	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	1,115	0,479
43	18,86	0,026	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	0,349	0,456
44	73,43	0,102	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,358	0,516
							<b>TOTAL</b>	<b>22,126</b>

**CIRCUITO 8**

Capacidad de Transformador : 37,5b  
Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
Factor de Potencia : 0,957  
Factor de Carga : 0,654

ACOMETIDA								
ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	116,43	0,162	120	DUPLEX #6	0,042	2,213	2,154	1,542
2	39,43	0,055	120	DUPLEX #6	0,049	2,213	0,729	1,169
3	105,71	0,147	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,956	1,196
4	68,86	0,096	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,274	1,136
5	83,00	0,115	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,535	1,169
6	62,57	0,087	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,158	1,159
7	92,00	0,128	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	1,702	1,259
8	47,57	0,066	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	0,880	1,137
9	126,00	0,175	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	2,331	1,231
10	92,71	0,129	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,715	1,157
11	93,71	0,130	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,734	1,178
12	114,43	0,159	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	2,117	1,300
13	55,71	0,077	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,031	1,128
14	50,43	0,070	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	0,933	1,130
15	94,29	0,131	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,744	1,152
16	43,57	0,061	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	0,806	1,125
17	51,43	0,071	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	0,951	1,141
18	100,26	0,139	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,855	1,202
<b>TOTAL</b>								<b>21,509</b>

**CIRCUITO 9**

Capacidad de Transformador : 25a  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Factor de Carga : 0,654

ACOMETIDA								
ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	52,29	0,073	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	0,967	0,368
2	66,00	0,092	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,221	0,398
3	17,14	0,024	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	0,317	0,346
4	16,57	0,023	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,307	0,348
5	16,86	0,023	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	0,312	0,347
6	11,86	0,016	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	0,219	0,346
7	65,57	0,091	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,213	0,377
8	52,57	0,073	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	0,973	0,359
9	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,110	0,378
10	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,110	0,391
11	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	1,110	0,402
12	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,110	0,391
13	37,86	0,053	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	0,700	0,364
14	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,110	0,397
15	44,29	0,062	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	0,819	0,366
16	34,29	0,048	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	0,634	0,355
17	51,71	0,072	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	0,957	0,365
18	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,110	0,386
19	45,71	0,063	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	0,846	0,367
20	65,43	0,091	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,210	0,397
21	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,110	0,378
22	42,14	0,059	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	0,780	0,352
23	54,57	0,076	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	1,010	0,363
24	68,34	0,095	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,264	0,398
25	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,110	0,372
26	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,110	0,372
27	86,27	0,120	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	1,596	0,446
28	69,00	0,096	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	1,276	0,374
29	31,43	0,044	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	0,581	0,352
30	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,110	0,397
31	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	1,110	0,383
32	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,110	0,380
33	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	1,110	0,383
34	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,110	0,388
35	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	1,110	0,399
36	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,110	0,388
37	101,00	0,140	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,868	0,430
38	28,71	0,040	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	0,531	0,348
39	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	1,110	0,383
40	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	1,110	0,394
41	75,29	0,105	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,393	0,396
42	26,71	0,037	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,494	0,356
43	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	1,110	0,410
44	49,00	0,068	120	DUPLEX #6	0,027	2,213	0,906	0,394
45	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,110	0,380
46	43,14	0,060	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	0,798	0,359
47	11,14	0,015	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	0,206	0,345

48	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	1,110	0,383
49	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	1,110	0,399
50	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,026	2,213	1,110	0,416
51	29,43	0,041	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,544	0,358
52	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	1,110	0,405
53	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	1,110	0,383
54	30,71	0,043	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	0,568	0,352
55	32,86	0,046	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	0,608	0,357
56	18,43	0,026	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,341	0,350
57	47,43	0,066	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	0,877	0,355
58	103,29	0,143	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	1,911	0,458
							<b>TOTAL</b>	<b>21,984</b>

**CIRCUITO 10**

Capacidad de Transformador : 37,5a  
Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
Factor de Potencia : 0,957  
Factor de Carga : 0,654

ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	ACOMETIDA			I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
				TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)		
1	120,00	0,167	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	2,220	0,521
2	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,110	0,279
3	106,29	0,148	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,966	0,362
4	98,26	0,136	120	DUPLEX #6	0,032	2,213	1,818	0,494
5	59,71	0,083	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	1,105	0,327
6	60,43	0,084	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,118	0,293
7	30,14	0,042	120	DUPLEX #6	0,032	2,213	0,558	0,282
8	15,71	0,022	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	0,291	0,261
9	47,14	0,065	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	0,872	0,268
10	44,14	0,061	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	0,817	0,272
11	102,35	0,142	120	DUPLEX #6	0,032	2,213	1,893	0,514
12	66,14	0,092	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,224	0,280
13	62,57	0,087	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	1,158	0,331
14	68,43	0,095	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	1,266	0,345
15	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	1,110	0,273
16	102,29	0,142	120	DUPLEX #6	0,033	2,213	1,892	0,521
17	54,29	0,075	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	1,004	0,311
18	90,14	0,125	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,668	0,358
19	28,14	0,039	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	0,521	0,265
20	84,61	0,118	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,565	0,352
21	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,110	0,303
22	51,00	0,071	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	0,943	0,305
23	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,110	0,279
24	96,57	0,134	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	1,786	0,323
25	101,29	0,141	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,874	0,337
26	67,43	0,094	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,247	0,318
27	108,57	0,151	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	2,008	0,429
28	24,43	0,034	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	0,452	0,268
29	34,71	0,048	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	0,642	0,281
30	35,43	0,049	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	0,655	0,269
31	32,71	0,045	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	0,605	0,274
32	99,57	0,138	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,842	0,305
33	62,00	0,086	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	1,147	0,318
34	116,00	0,161	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	2,146	0,362
35	41,00	0,057	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	0,758	0,286
36	20,00	0,028	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	0,370	0,268
37	84,29	0,117	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,559	0,297
38	62,38	0,087	120	DUPLEX #6	0,027	2,213	1,154	0,339
39	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,110	0,303
40	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	1,110	0,328
41	51,43	0,071	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	0,951	0,276
42	70,86	0,098	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	1,311	0,343
43	62,86	0,087	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,163	0,317
44	69,29	0,096	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,282	0,329
45	35,71	0,050	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	0,661	0,274
46	92,86	0,129	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,718	0,305
47	80,00	0,111	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	1,480	0,299
48	92,43	0,128	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	1,710	0,376
49	81,29	0,113	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	1,504	0,350
50	121,43	0,169	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	2,246	0,360
51	53,86	0,075	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	0,996	0,271
52	32,00	0,044	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	0,592	0,269
53	63,29	0,088	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,171	0,278
54	26,00	0,036	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	0,481	0,266
55	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,110	0,312
56	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	1,110	0,317
57	80,00	0,111	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,480	0,318
58	48,71	0,068	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,901	0,288
59	104,00	0,144	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,924	0,317

60	65,57	0,091	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,213	0,292
61	109,00	0,151	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	2,016	0,413
62	31,14	0,043	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,576	0,272
63	31,71	0,044	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	0,587	0,273
64	79,43	0,110	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,469	0,312
65	85,64	0,119	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,584	0,293
66	118,43	0,164	120	DUPLEX #6	0,047	2,213	2,191	0,759
67	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,048	2,213	1,110	0,391
68	46,71	0,065	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	0,864	0,296
69	43,43	0,060	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	0,803	0,268
70	98,86	0,137	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	1,829	0,326
71	80,00	0,111	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,480	0,342
72	90,14	0,125	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	1,668	0,401
73	52,86	0,073	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,978	0,302
74	90,57	0,126	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,676	0,353
75	56,29	0,078	120	DUPLEX #6	0,033	2,213	1,041	0,339
76	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	1,110	0,322
77	73,43	0,102	120	DUPLEX #6	0,032	2,213	1,358	0,390
							<b>TOTAL</b>	<b>25,316</b>

**CIRCUITO 11**

Capacidad de Transformador : 50a  
Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
Factor de Potencia : 0,957  
Factor de Carga : 0,654

ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	ACOMETIDA			I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
				TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)		
1	78,14	0,109	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,446	0,403
2	64,86	0,090	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	1,200	0,341
3	92,29	0,128	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	1,707	0,435
4	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	1,110	0,339
5	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	1,110	0,312
6	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,110	0,290
7	84,71	0,118	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	1,567	0,350
8	101,29	0,141	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	1,874	0,383
9	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,110	0,290
10	69,43	0,096	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,284	0,296
11	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,110	0,315
12	103,29	0,143	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,911	0,379
13	51,71	0,072	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	0,957	0,286
14	58,57	0,081	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	1,084	0,295
15	51,43	0,071	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	0,951	0,298
16	100,57	0,140	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,860	0,328
17	51,00	0,071	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	0,943	0,302
18	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,110	0,318
19	108,43	0,151	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	2,006	0,452
20	69,71	0,097	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,290	0,344
21	37,14	0,052	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	0,687	0,282
22	36,71	0,051	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	0,679	0,284
23	37,57	0,052	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	0,695	0,299
24	54,43	0,076	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,007	0,312
25	79,14	0,110	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	1,464	0,312
26	28,14	0,039	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,521	0,284
27	12,29	0,017	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,227	0,276
28	31,71	0,044	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	0,587	0,280
29	24,43	0,034	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	0,452	0,280
30	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	1,110	0,339
31	12,29	0,017	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	0,227	0,276
32	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,110	0,318
33	39,43	0,055	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	0,729	0,300
34	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,027	2,213	1,110	0,348
35	44,00	0,061	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	0,814	0,315
36	29,43	0,041	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	0,544	0,283
37	52,71	0,073	120	DUPLEX #6	0,026	2,213	0,975	0,329
38	82,71	0,115	120	DUPLEX #6	0,032	2,213	1,530	0,440
39	34,00	0,047	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,629	0,289
40	43,43	0,060	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,803	0,298
41	19,14	0,027	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,354	0,279
42	42,43	0,059	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	0,785	0,303
43	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,110	0,326
44	56,86	0,079	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	1,052	0,333
45	99,57	0,138	120	DUPLEX #6	0,032	2,213	1,842	0,514
46	97,00	0,135	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,794	0,409
47	69,71	0,097	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,290	0,300
48	33,29	0,046	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	0,616	0,278
49	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	1,110	0,312
50	27,57	0,038	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	0,510	0,279
51	46,71	0,065	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,864	0,302
52	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,110	0,315

53	59,71	0,083	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,105	0,290
54	29,86	0,041	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,552	0,285
55	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,110	0,307
56	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,110	0,315
57	104,71	0,145	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,937	0,324
58	90,57	0,126	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,676	0,311
59	47,00	0,065	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,869	0,301
60	79,86	0,111	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	1,477	0,390
61	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	1,110	0,331
62	58,26	0,081	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,078	0,315
63	86,24	0,120	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	1,595	0,387
64	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,110	0,301
65	107,43	0,149	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,987	0,423
66	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	1,110	0,296
67	94,29	0,131	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	1,744	0,422
68	100,00	0,139	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	1,850	0,425
69	53,57	0,074	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	0,991	0,285
70	39,29	0,055	120	DUPLEX #6	0,038	2,213	0,727	0,318
71	54,71	0,076	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,012	0,337
72	25,63	0,036	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	0,474	0,280
73	39,86	0,055	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	0,737	0,282
<b>TOTAL</b>								<b>23,774</b>

### CIRCUITO 12

Capacidad de Transformador : 50a  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Factor de Carga : 0,654

ACOMETIDA								
ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,110	0,587
2	102,14	0,142	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,890	0,643
3	46,43	0,064	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	0,859	0,549
4	27,29	0,038	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	0,505	0,546
5	17,14	0,024	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,317	0,544
6	112,29	0,156	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	2,077	0,665
7	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,110	0,581
8	26,86	0,037	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	0,497	0,547
9	72,29	0,100	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	1,337	0,576
10	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	1,110	0,565
11	93,57	0,130	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,731	0,627
12	68,00	0,094	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,258	0,593
13	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,110	0,587
14	108,86	0,151	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	2,014	0,639
15	80,00	0,111	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,480	0,574
16	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,110	0,557
17	58,29	0,081	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,078	0,589
18	58,57	0,081	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	1,084	0,587
19	127,00	0,176	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	2,349	0,834
20	87,00	0,121	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,609	0,575
21	89,14	0,124	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,649	0,607
22	102,43	0,142	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	1,895	0,723
23	72,00	0,100	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,332	0,650
24	68,25	0,095	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,263	0,583
25	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,110	0,576
26	94,71	0,132	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,752	0,656
27	81,86	0,114	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,514	0,596
28	70,29	0,098	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	1,300	0,570
29	30,71	0,043	120	DUPLEX #6	0,027	2,213	0,568	0,560
30	82,14	0,114	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,520	0,597
31	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	1,110	0,554
32	46,29	0,064	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,856	0,568
33	31,29	0,043	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	0,579	0,544
34	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	1,110	0,562
35	26,29	0,037	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,486	0,549
36	19,43	0,027	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	0,359	0,542
37	79,43	0,110	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,469	0,603
<b>TOTAL</b>								<b>22,009</b>

### CIRCUITO 13

Capacidad de Transformador : 37,5a  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Factor de Carga : 0,654

### ACOMETIDA

ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	254,86	0,354	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	4,715	1,557
2	95,57	0,133	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,768	0,502
3	112,00	0,156	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	2,072	0,578
4	156,71	0,218	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	2,899	0,891
5	170,14	0,236	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	3,148	0,601
6	44,29	0,062	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	0,819	0,434
7	82,57	0,115	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,528	0,482
8	103,00	0,143	120	DUPLEX #6	0,027	2,213	1,905	0,642
9	40,14	0,056	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	0,743	0,456
10	64,29	0,089	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,189	0,444
11	34,14	0,047	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	0,632	0,433
12	85,89	0,119	120	DUPLEX #6	0,038	2,213	1,589	0,638
13	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,027	2,213	1,110	0,499
14	65,43	0,091	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,210	0,468
15	110,14	0,153	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	2,038	0,554
16	139,14	0,193	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	2,574	0,572
17	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,110	0,445
18	87,29	0,121	120	DUPLEX #6	0,026	2,213	1,615	0,576
19	29,43	0,041	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	0,544	0,431
20	106,57	0,148	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	1,971	0,546
21	63,43	0,088	120	DUPLEX #6	0,027	2,213	1,173	0,508
22	39,57	0,055	120	DUPLEX #6	0,026	2,213	0,732	0,456
23	54,29	0,075	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	1,004	0,479
24	67,35	0,094	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,246	0,446
25	56,86	0,079	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,052	0,457
26	35,71	0,050	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	0,661	0,443
27	79,57	0,111	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	1,472	0,469
28	12,71	0,018	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,235	0,428
29	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,110	0,477
30	67,86	0,094	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,255	0,464
31	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	1,110	0,486
32	69,57	0,097	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,287	0,462
33	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	1,110	0,491
34	108,14	0,150	120	DUPLEX #6	0,043	2,213	2,001	0,806
35	46,14	0,064	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	0,854	0,446
36	111,71	0,155	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	2,067	0,511
37	84,00	0,117	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,554	0,458
38	13,29	0,018	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,246	0,428
39	20,43	0,028	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,378	0,432
40	69,87	0,097	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,293	0,448
41	20,86	0,029	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	0,386	0,429
42	73,29	0,102	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	1,356	0,515
43	16,00	0,022	120	DUPLEX #6	0,026	2,213	0,296	0,431
44	54,00	0,075	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,999	0,470
45	82,57	0,115	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	1,528	0,529
46	17,59	0,024	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,325	0,429
47	136,71	0,190	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	2,529	0,581
							<b>TOTAL</b>	<b>24,727</b>

**CIRCUITO 14**

Capacidad de Transformador : 25a  
Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
Factor de Potencia : 0,957  
Factor de Carga : 0,654

ACOMETIDA								
ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	71,00	0,099	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,313	0,739
2	40,71	0,057	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	0,753	0,696
3	74,43	0,103	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,377	0,740
4	90,00	0,125	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,665	0,788
5	80,00	0,111	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	1,480	0,806
6	101,71	0,141	120	DUPLEX #6	0,034	2,213	1,882	0,956
7	28,43	0,039	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	0,526	0,704
8	54,43	0,076	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,007	0,705
9	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	1,110	0,755
10	111,14	0,154	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	2,056	0,811
11	63,00	0,088	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	1,165	0,762
12	47,57	0,066	120	DUPLEX #6	0,029	2,213	0,880	0,739
13	79,71	0,111	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,475	0,824
14	103,00	0,143	120	DUPLEX #6	0,026	2,213	1,905	0,899
15	26,71	0,037	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	0,494	0,695
16	74,71	0,104	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,382	0,770
17	73,57	0,102	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	1,361	0,747
18	54,57	0,076	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,010	0,705
19	112,43	0,156	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	2,080	0,776
20	139,71	0,194	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	2,585	1,104
21	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	1,110	0,755
22	91,71	0,127	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	1,697	0,849

23	65,00	0,090	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	1,202	0,766
24	82,29	0,114	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,522	0,720
25	89,57	0,124	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	1,657	0,744
26	35,00	0,049	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	0,647	0,703
27	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,110	0,706
28	50,43	0,070	120	DUPLEX #6	0,031	2,213	0,933	0,749
29	56,71	0,079	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,049	0,731
<b>TOTAL</b>								<b>22,446</b>

**CIRCUITO 15**

Capacidad de Transformador : 37,5a  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Factor de Carga : 0,654

ACOMETIDA								
ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	16,71	0,023	120	DUPLEX #6	0,027	2,213	0,309	0,577
2	35,00	0,049	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	0,647	0,593
3	33,00	0,046	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	0,610	0,590
4	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	1,110	0,626
5	52,29	0,073	120	DUPLEX #6	0,026	2,213	0,967	0,625
6	36,00	0,050	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	0,666	0,595
7	64,57	0,090	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,195	0,594
8	11,57	0,016	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	0,214	0,574
9	117,00	0,163	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	2,164	0,665
10	40,00	0,056	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	0,740	0,588
11	35,29	0,049	120	DUPLEX #6	0,027	2,213	0,653	0,597
12	108,00	0,150	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	1,998	0,783
13	126,57	0,176	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	2,341	0,875
14	72,43	0,101	120	DUPLEX #6	0,030	2,213	1,340	0,691
15	65,43	0,091	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	1,210	0,630
16	109,14	0,152	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	2,019	0,626
17	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,110	0,599
18	88,14	0,122	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	1,631	0,618
19	40,29	0,056	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	0,745	0,594
20	65,85	0,091	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	1,218	0,588
21	40,00	0,056	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	0,740	0,590
22	53,29	0,074	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	0,986	0,617
23	161,14	0,224	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	2,981	0,886
24	30,86	0,043	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	0,571	0,587
25	145,46	0,202	120	DUPLEX #6	0,031	2,213	2,691	1,068
26	17,14	0,024	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	0,317	0,576
27	51,43	0,071	120	DUPLEX #6	0,031	2,213	0,951	0,634
28	40,00	0,056	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,740	0,591
29	93,86	0,130	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,736	0,678
30	55,43	0,077	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	1,025	0,620
31	56,71	0,079	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	1,049	0,623
32	60,71	0,084	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,123	0,588
33	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	1,110	0,626
34	17,14	0,024	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,317	0,575
35	22,00	0,031	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	0,407	0,578
<b>TOTAL</b>								<b>22,462</b>

**CIRCUITO 16**

Capacidad de Transformador : 25a  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Factor de Carga : 0,654

ACOMETIDA								
ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	125,29	0,174	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	2,318	0,774
2	59,29	0,082	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	1,097	0,685
3	71,14	0,099	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,316	0,713
4	40,00	0,056	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	0,740	0,681
5	45,14	0,063	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	0,835	0,676
6	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,110	0,708
7	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	1,110	0,680
8	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	1,110	0,688
9	74,57	0,104	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,380	0,717
10	74,14	0,103	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,372	0,733
11	100,00	0,139	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,850	0,742
12	61,48	0,085	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,137	0,704
13	77,86	0,108	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,440	0,754

14	146,00	0,203	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	2,701	1,070
15	131,71	0,183	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	2,437	0,772
16	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,110	0,694
17	83,68	0,116	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,548	0,720
18	53,18	0,074	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	0,984	0,680
19	106,86	0,148	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	1,977	0,866
20	122,43	0,170	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	2,265	0,928
21	92,86	0,129	120	DUPLEX #6	0,027	2,213	1,718	0,843
22	40,71	0,057	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	0,753	0,683
23	111,71	0,155	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	2,067	0,723
24	74,43	0,103	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	1,377	0,763
25	131,71	0,183	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	2,437	0,995
26	103,14	0,143	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	1,908	0,707
27	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	1,110	0,716
28	51,71	0,072	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	0,957	0,705
29	80,86	0,112	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	1,496	0,691
30	110,29	0,153	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	2,040	0,805
							<b>TOTAL</b>	<b>22,616</b>

**CIRCUITO 17**

Capacidad de Transformador : 15c  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Factor de Carga : 0,654

ACOMETIDA								
ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	94,57	0,131	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,749	1,115
2	122,57	0,170	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	2,267	1,171
3	17,43	0,024	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,322	1,004
4	47,14	0,065	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,872	1,027
5	35,71	0,050	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	0,661	1,017
6	97,43	0,135	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	1,802	1,151
7	20,00	0,028	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	0,370	1,004
8	15,71	0,022	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	0,291	1,004
9	54,43	0,076	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,007	1,038
10	24,86	0,035	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	0,460	1,010
11	6,43	0,009	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,119	1,001
12	79,00	0,110	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	1,461	1,113
13	40,71	0,057	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	0,753	1,028
14	56,86	0,079	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	1,052	1,049
15	50,00	0,069	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	0,925	1,042
16	40,00	0,056	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	0,740	1,022
17	31,14	0,043	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	0,576	1,015
18	22,86	0,032	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	0,423	1,007
19	50,00	0,069	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	0,925	1,042
20	74,86	0,104	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	1,385	1,085
							<b>TOTAL</b>	<b>20,945</b>

**CIRCUITO 18**

Capacidad de Transformador : 15a  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Factor de Carga : 0,654

ACOMETIDA								
ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	82,00	0,114	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	1,517	2,117
2	65,29	0,091	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,208	2,048
3	61,57	0,086	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	1,139	2,057
4	26,29	0,037	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,486	2,010
5	162,14	0,225	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	3,000	2,239
6	46,14	0,064	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	0,854	2,023
7	78,14	0,109	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,446	2,074
8	72,71	0,101	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	1,345	2,032
9	51,29	0,071	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	0,949	2,026
10	50,00	0,069	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,925	2,038
							<b>TOTAL</b>	<b>20,665</b>

**CIRCUITO 19**

Capacidad de Transformador : 15c  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 Factor de Potencia : 0,957

Factor de Carga : 0,654

ACOMETIDA								
ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	154,86	0,215	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	2,865	1,666
2	71,43	0,099	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	1,321	1,558
3	25,14	0,035	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	0,465	1,549
4	103,14	0,143	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	1,908	1,579
5	72,43	0,101	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	1,340	1,626
6	59,67	0,083	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	1,104	1,592
7	43,29	0,060	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	0,801	1,554
8	60,29	0,084	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	1,115	1,563
9	49,86	0,069	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,922	1,570
10	78,81	0,109	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,458	1,595
11	32,29	0,045	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	0,597	1,546
12	81,00	0,113	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,498	1,593
13	90,57	0,126	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,676	1,644
<b>TOTAL</b>								<b>20,635</b>

**CIRCUITO 20**

Capacidad de Transformador : 15b  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Factor de Carga : 0,654

ACOMETIDA								
ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	101,71	0,141	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,882	1,745
2	44,71	0,062	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	0,827	1,683
3	67,58	0,094	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,250	1,708
4	49,00	0,068	120	DUPLEX #6	0,050	2,213	0,906	1,758
5	54,14	0,075	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,002	1,700
6	48,12	0,067	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	0,890	1,682
7	118,57	0,165	120	DUPLEX #6	0,032	2,213	2,193	2,007
8	72,00	0,100	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,332	1,710
9	43,29	0,060	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	0,801	1,682
10	74,00	0,103	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,369	1,708
11	33,29	0,046	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,616	1,683
12	89,43	0,124	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,654	1,727
<b>TOTAL</b>								<b>20,795</b>

**CIRCUITO 21**

Capacidad de Transformador : 37a  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Factor de Carga : 0,654

ACOMETIDA								
ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	100,00	0,139	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,850	1,197
2	14,16	0,020	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	0,262	1,055
3	100,00	0,139	120	DUPLEX #6	0,030	2,213	1,850	1,280
4	78,14	0,109	120	DUPLEX #6	0,027	2,213	1,446	1,177
5	83,29	0,116	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	1,541	1,184
6	51,71	0,072	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	0,957	1,075
7	67,29	0,093	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,245	1,104
8	19,86	0,028	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,367	1,057
9	56,14	0,078	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	1,039	1,105
10	24,57	0,034	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,455	1,060
11	51,86	0,072	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	0,959	1,095
12	77,14	0,107	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	1,427	1,143
13	43,14	0,060	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	0,798	1,082
14	44,14	0,061	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,817	1,076
15	107,14	0,149	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,982	1,192
16	111,57	0,155	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	2,064	1,203
17	100,14	0,139	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	1,853	1,212
18	18,35	0,025	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,339	1,057
19	48,57	0,067	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,899	1,081
<b>TOTAL</b>								<b>21,437</b>

**CIRCUITO 22**

Capacidad de Transformador : 15b  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Factor de Carga : 0,654

ACOMETIDA								
ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	30,00	0,042	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	0,555	1,546
2	10,71	0,015	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	0,198	1,540
3	117,14	0,163	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	2,167	1,777
4	21,71	0,030	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	0,402	1,543
5	90,29	0,125	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,670	1,711
6	94,57	0,131	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,749	1,620
7	33,00	0,046	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	0,610	1,549
8	59,43	0,083	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,099	1,573
9	23,43	0,033	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	0,433	1,543
10	17,14	0,024	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	0,317	1,543
11	71,86	0,100	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,329	1,581
12	83,57	0,116	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,546	1,623
13	63,14	0,088	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,168	1,572
<b>TOTAL</b>							<b>20,723</b>	

**CIRCUITO 23**

Capacidad de Transformador : 50b  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Factor de Carga : 0,654

ACOMETIDA								
ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	48,71	0,068	120	DUPLEX #6	0,007	2,213	0,901	0,302
2	21,00	0,029	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	0,388	0,295
3	112,86	0,157	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	2,088	0,396
4	77,29	0,107	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,430	0,335
5	107,25	0,149	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,984	0,377
6	90,14	0,125	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,668	0,407
7	95,71	0,133	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	1,771	0,415
8	40,00	0,056	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	0,740	0,304
9	24,43	0,034	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,452	0,297
10	55,57	0,077	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,028	0,313
11	14,00	0,019	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	0,259	0,291
12	42,86	0,060	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,793	0,312
13	39,86	0,055	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	0,737	0,297
14	84,57	0,117	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	1,565	0,387
15	95,43	0,133	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,765	0,393
16	70,00	0,097	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	1,295	0,327
17	39,29	0,055	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	0,727	0,303
18	106,71	0,148	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	1,974	0,471
19	24,14	0,034	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	0,447	0,302
20	46,86	0,065	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	0,867	0,320
21	59,14	0,082	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,094	0,335
22	31,14	0,043	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	0,576	0,297
23	41,43	0,058	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	0,766	0,303
24	46,14	0,064	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	0,854	0,308
25	30,00	0,042	120	DUPLEX #6	0,029	2,213	0,555	0,310
26	43,29	0,060	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	0,801	0,311
27	50,00	0,069	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	0,925	0,316
28	79,00	0,110	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	1,461	0,408
29	70,71	0,098	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,308	0,362
30	59,29	0,082	120	DUPLEX #6	0,031	2,213	1,097	0,372
31	64,29	0,089	120	DUPLEX #6	0,029	2,213	1,189	0,381
32	35,00	0,049	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,647	0,306
33	31,00	0,043	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	0,573	0,308
34	97,86	0,136	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	1,810	0,442
35	14,86	0,021	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	0,275	0,292

36	105,36	0,146	120	DUPLEX #6	0,005	2,213	1,949	0,332
37	63,57	0,088	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,176	0,339
38	25,71	0,036	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	0,476	0,295
39	79,71	0,111	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	1,475	0,396
40	75,43	0,105	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	1,395	0,376
41	99,71	0,138	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,845	0,380
42	60,00	0,083	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,110	0,320
43	37,14	0,052	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	0,687	0,303
44	73,71	0,102	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,364	0,352
45	39,14	0,054	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	0,724	0,301
46	106,57	0,148	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,971	0,393
47	75,43	0,105	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	1,395	0,367
48	97,58	0,136	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,805	0,384
49	89,86	0,125	120	DUPLEX #6	0,043	2,213	1,662	0,553
50	36,29	0,050	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	0,671	0,318
51	21,29	0,030	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	0,394	0,295
52	42,57	0,059	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	0,788	0,306
53	27,57	0,038	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	0,510	0,297
54	18,57	0,026	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,344	0,294
55	21,43	0,030	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	0,396	0,294
56	30,43	0,042	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,563	0,304
57	27,71	0,038	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	0,513	0,297
58	99,86	0,139	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,847	0,373
59	81,86	0,114	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,514	0,351
60	97,29	0,135	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	1,800	0,433
61	63,14	0,088	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,168	0,341
62	98,14	0,136	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	1,816	0,465
63	29,43	0,041	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	0,544	0,295
64	30,14	0,042	120	DUPLEX #6	0,009	2,213	0,558	0,296
65	84,14	0,117	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,557	0,354
66	74,14	0,103	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,372	0,352
67	28,86	0,040	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	0,534	0,298
68	53,14	0,074	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	0,983	0,322
69	91,75	0,127	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	1,697	0,405
<b>TOTAL</b>								<b>23,677</b>

**CIRCUITO 24**

Capacidad de Transformador : 37,5c  
Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
Factor de Potencia : 0,957  
Factor de Carga : 0,654

ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	ACOMETIDA			I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
				TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)		
1	28,57	0,040	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	0,529	0,531
2	32,57	0,045	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	0,603	0,537
3	52,71	0,073	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,975	0,568
4	40,71	0,057	120	DUPLEX #6	0,038	2,213	0,753	0,574
5	29,86	0,041	120	DUPLEX #6	0,032	2,213	0,552	0,548
6	66,86	0,093	120	DUPLEX #6	0,059	2,213	1,237	0,726
7	72,29	0,100	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	1,337	0,570
8	44,57	0,062	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	0,825	0,543
9	30,00	0,042	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	0,555	0,533
10	14,71	0,020	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	0,272	0,528
11	23,29	0,032	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	0,431	0,531
12	18,57	0,026	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	0,344	0,530
13	50,00	0,069	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,925	0,559
14	15,43	0,021	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	0,285	0,529
15	34,71	0,048	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,642	0,541
16	25,14	0,035	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	0,465	0,535
17	53,57	0,074	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	0,991	0,568
18	29,26	0,041	120	DUPLEX #6	0,008	2,213	0,541	0,532
19	55,00	0,076	120	DUPLEX #6	0,006	2,213	1,017	0,540
20	19,86	0,028	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	0,367	0,532
21	33,86	0,047	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	0,626	0,538
22	45,86	0,064	120	DUPLEX #6	0,011	2,213	0,848	0,544
23	61,29	0,085	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,134	0,563
24	72,68	0,101	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	1,345	0,610
25	60,43	0,084	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,118	0,571
26	43,86	0,061	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	0,811	0,547
27	23,43	0,033	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	0,433	0,534
28	54,71	0,076	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	1,012	0,574
29	94,29	0,131	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,744	0,641
30	25,71	0,036	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,476	0,536
31	49,29	0,068	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,912	0,558
32	40,29	0,056	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	0,745	0,548
33	40,23	0,056	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	0,744	0,548
34	69,43	0,096	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	1,284	0,596
35	109,57	0,152	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	2,027	0,726
36	62,29	0,087	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	1,152	0,585
37	38,56	0,054	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	0,713	0,554
38	71,29	0,099	120	DUPLEX #6	0,030	2,213	1,319	0,642

<b>TOTAL</b>	<b>21,469</b>
--------------	---------------

**CIRCUITO 25**

Capacidad de Transformador : 15a  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Factor de Carga : 0,654

ACOMETIDA								
ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	30,29	0,042	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	0,560	1,548
2	88,14	0,122	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	1,631	1,662
3	63,00	0,088	120	DUPLEX #6	0,026	2,213	1,165	1,617
4	96,86	0,135	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,792	1,652
5	29,14	0,040	120	DUPLEX #6	0,010	2,213	0,539	1,545
6	12,86	0,018	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,238	1,540
7	16,57	0,023	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,307	1,543
8	55,29	0,077	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	1,023	1,587
9	32,86	0,046	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	0,608	1,556
10	38,14	0,053	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	0,706	1,552
11	44,86	0,062	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	0,830	1,561
12	30,71	0,043	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,568	1,551
13	38,00	0,053	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	0,703	1,563
<b>TOTAL</b>								<b>20,476</b>

**CIRCUITO 26**

Capacidad de Transformador : 15c  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Factor de Carga : 0,654

ACOMETIDA								
ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	56,29	0,078	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	1,041	1,234
2	68,00	0,094	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	1,258	1,257
3	35,29	0,049	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	0,653	1,193
4	110,29	0,153	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	2,040	1,379
5	61,00	0,085	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,128	1,213
6	47,14	0,065	120	DUPLEX #6	0,014	2,213	0,872	1,200
7	15,43	0,021	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	0,285	1,179
8	64,29	0,089	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	1,189	1,223
9	48,86	0,068	120	DUPLEX #6	0,015	2,213	0,904	1,204
10	89,43	0,124	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,654	1,273
11	29,86	0,041	120	DUPLEX #6	0,019	2,213	0,552	1,189
12	33,86	0,047	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	0,626	1,196
13	36,00	0,050	120	DUPLEX #6	0,026	2,213	0,666	1,202
14	64,57	0,090	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	1,195	1,249
15	14,15	0,020	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	0,262	1,180
16	100,57	0,140	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,860	1,391
17	17,29	0,024	120	DUPLEX #6	0,021	2,213	0,320	1,181
<b>TOTAL</b>								<b>20,946</b>

**CIRCUITO 27**

Capacidad de Transformador : 10a  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Factor de Carga : 0,654

ACOMETIDA								
ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	81,43	0,113	120	DUPLEX #6	0,013	2,213	1,506	1,883
2	117,43	0,163	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	2,172	1,996
3	37,43	0,052	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	0,692	1,844
4	103,20	0,143	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	1,909	1,955
5	68,00	0,094	120	DUPLEX #6	0,336	2,213	1,258	2,995
6	16,57	0,023	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	0,307	1,821
7	30,00	0,042	120	DUPLEX #6	0,017	2,213	0,555	1,830
8	31,14	0,043	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	0,576	1,835
9	44,57	0,062	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	0,825	1,853
10	22,86	0,032	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	0,423	1,827

11	75,00	0,104	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,387	1,869
							<b>TOTAL</b>	<b>21,708</b>

**CIRCUITO 28**

Capacidad de Transformador : 15b  
Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
Factor de Potencia : 0,957  
Factor de Carga : 0,654

ACOMETIDA								
ABON	CONSUMO PROMEDIO (KWh/Mes)	POT. PROM. (KW)	VOLT. SERV. (V)	TIPO/CALIBRE	LONG. (Km)	r (ohm/Km)	I ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (KW)
1	82,57	0,115	120	DUPLEX #6	0,032	2,213	1,528	1,035
2	60,57	0,084	120	DUPLEX #6	0,026	2,213	1,121	0,942
3	67,43	0,094	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	1,247	0,938
4	21,29	0,030	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	0,394	0,875
5	11,57	0,016	120	DUPLEX #6	0,042	2,213	0,214	0,874
6	111,43	0,155	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	2,061	1,020
7	28,00	0,039	120	DUPLEX #6	0,106	2,213	0,518	0,933
8	22,00	0,031	120	DUPLEX #6	0,073	2,213	0,407	0,896
9	100,00	0,139	120	DUPLEX #6	0,025	2,213	1,850	1,059
10	28,71	0,040	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	0,531	0,885
11	30,71	0,043	120	DUPLEX #6	0,022	2,213	0,568	0,885
12	59,00	0,082	120	DUPLEX #6	0,012	2,213	1,091	0,901
13	16,71	0,023	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,309	0,874
14	102,14	0,142	120	DUPLEX #6	0,026	2,213	1,890	1,075
15	68,57	0,095	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	1,269	0,934
16	31,43	0,044	120	DUPLEX #6	0,020	2,213	0,581	0,885
17	68,57	0,095	120	DUPLEX #6	0,028	2,213	1,269	0,969
18	30,71	0,043	120	DUPLEX #6	0,024	2,213	0,568	0,887
19	71,71	0,100	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,327	0,932
20	60,86	0,085	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	1,126	0,920
21	35,00	0,049	120	DUPLEX #6	0,018	2,213	0,647	0,886
22	68,86	0,096	120	DUPLEX #6	0,016	2,213	1,274	0,927
23	72,43	0,101	120	DUPLEX #6	0,023	2,213	1,340	0,961
							<b>TOTAL</b>	<b>21,492</b>

**CIRCUITO 29**

Capacidad de Transformador : 37,5b  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 # de Abonados : 22  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0 #1/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425 0,67

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA							USUARIOS		I (Amp)		TRAMO							
	LINEA	N	Hg	SODIO				PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)	
			175	70	100	150	250														400
1	2/0	1/0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,25	4,29	5,35	1,85	1 a 2	5,35	1,85	5,66	0,03	2,84
2	2/0	1/0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,11	2,86	3,99	1,43	2 a 3	9,34	3,28	9,90	0,03	3,58
3	2/0	1/0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,02	0,25	1,48	0,68	3 a 5	10,83	3,96	11,53	0,00	2,73
4	1/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,00	0,00	1,25	0,61	4 a 5	1,25	0,61	1,39	0,03	2,53
5	1/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,13	1,66	2,84	1,09	5 a r	4,09	1,69	4,43	0,00	2,53
6	1/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,08	7,10	8,05	2,66	6 a r	8,05	2,66	8,48	0,01	2,74
7	2/0	2	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,13	3,33	4,44	1,57	7 a 8	4,44	1,57	4,71	0,03	2,78
8	2/0	2	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,11	2,96	4,08	1,46	8 a r	8,52	3,03	9,04	0,03	3,54
0	2/0	2										0,00	0,00	0,00	0,00	r a s	20,66	7,39	21,94	0,03	7,61
9	2/0	1/0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,00	0,00	1,25	0,61	9 a 10	1,25	7,99	8,09	0,03	3,33
10	2/0	1/0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,09	3,55	4,65	1,63	10 a s	5,90	9,63	11,29	0,03	4,18
0	1/0	4	0	0	0	0	0	0				0,00	0,00	0,00	0,00	s a T	37,38	20,97	42,86	0,01	8,65
<b>TOTAL</b>																			<b>47,06</b>		

**CIRCUITO 30**

Capacidad de Transformador : 50b  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 # de Abonados : 56  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0 #1/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425 0,67

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA							USUARIOS		I (Amp)		TRAMO							
	LINEA	N	Hg	SODIO				PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)	
			175	70	100	150	250														400
1	2/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,09	6,07	7,06	2,36	1 a 2	7,06	2,36	7,44	0,03	3,21
2	2/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,08	3,05	4,17	1,49	2 a 3	11,23	3,85	11,87	0,03	4,54
3	2/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,09	7,12	8,07	2,67	3 a 4	19,30	6,52	20,37	0,04	8,67
4	2/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,08	2,25	3,40	1,26	4 a 5	22,69	7,78	23,99	0,03	9,35
5	2/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,00	0,00	1,25	0,61	5 a 6	23,94	8,38	25,37	0,03	10,16
6	2/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,00	0,00	1,25	0,61	6 a s	25,19	8,99	26,75	0,01	4,02
7	1/0	1/0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,06	7,60	8,53	2,81	7 a 8	8,53	2,81	8,98	0,04	4,55
8	1/0	1/0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,08	4,33	5,40	1,86	8 a 9	13,92	4,67	14,69	0,04	7,56
9	1/0	1/0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,08	1,03	2,24	0,90	9 a s	16,16	5,57	17,10	0,01	3,48
10	2/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,06	2,53	3,67	1,34	10 a s	3,67	1,34	3,90	0,05	2,79
0	1/0	1/0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,00	0,00	1,25	0,61	s a T	45,02	15,90	47,75	0,03	54,44
11	1/0	1/0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,08	14,58	15,21	4,83	11 a T	15,21	4,83	15,95	0,04	9,32
<b>TOTAL</b>																			<b>122,08</b>		

**CIRCUITO 31**

Capacidad de Transformador : 37,5c  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO

# de Abonados : 39  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0 #2  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425 1,030

POSTE	CONDUC		LUMINARIA							USUARIOS		I (Amp)		TRAMO																								
	LINEA	N	Hg	SODIO				PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)																		
				175	70	100	150														250	400																
1	2	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,16	1,07	2,28	0,92	1 a 2	2,28	0,92	2,45	0,03	3,21																	
2	2	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,00	0,00	1,25	0,61	2 a s	3,53	1,52	3,84	0,01	3,08																	
3	2/0	2	0	0	0	0	1	0	172,70	0,89	0,81	0,08	7,53	7,92	2,55	3 a 4	7,92	2,55	8,32	0,04	4,27																	
4	2/0	2	0	0	0	0	1	0	172,70	0,89	0,81	0,07	14,54	14,64	4,58	4 a T	22,56	7,13	23,66	0,04	12,52																	
5	2/0	2	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,12	9,37	10,22	3,32	5 a s	10,22	3,32	10,74	0,04	4,72																	
6	2/0	2	0	0	0	0	0	0				0,12	1,56	1,49	0,45	6 a r	1,49	0,45	1,56	0,01	3,01																	
7	2/0	2	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,11	2,98	4,10	1,47	7 a r	4,10	1,47	4,35	0,04	3,28																	
8	2/0	2	0	0	0	0	0	0				0,08	4,39	4,21	1,27	8 a r	4,21	1,27	4,39	0,02	3,16																	
0	2/0	2	0	0	0	0	0	0				0,00	0,00	0,00	0,00	r a s	9,80	3,19	10,30	0,04	4,80																	
0	2/0	2	0	0	0	0	0	0				0,00	0,00	0,00	0,00	s a T	23,54	8,03	24,87	0,01	5,63																	
TOTAL																																						47,67

**CIRCUITO 32**

Capacidad de Transformador : 575b  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 # de Abonados : 14  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425

POSTE	CONDUC		LUMINARIA							USUARIOS		I (Amp)		TRAMO																								
	LINEA	N	Hg	SODIO				PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)																		
				175	70	100	150														250	400																
1	2/0	2	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,06	3,07	4,19	1,49	1 a 2	4,19	1,49	4,44	0,03	4,03																	
2	1/0	2	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,07	1,89	3,06	1,15	2 a 3	7,25	2,65	7,72	0,04	5,15																	
4	2/0	2	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,17	1,11	2,31	0,93	4 a 5	2,31	0,93	2,49	0,03	3,84																	
5	2/0	2	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,07	1,91	3,08	1,16	5 a 6	5,39	2,09	5,78	0,03	4,19																	
6	2/0	2	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,10	2,70	3,83	1,39	6 a 7	9,23	3,47	9,86	0,04	5,24																	
7	2/0	2	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,00	0,00	1,25	0,61	7 a 8	10,48	4,08	11,24	0,03	5,47																	
8	2/0	2	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,22	1,48	2,66	1,03	8 a T	13,14	5,11	14,10	0,03	6,12																	
3	2/0	2	0	0	0	0	0	0				0,00	0,00	0,00	0,00	3 a T	7,25	2,65	7,72	0,03	4,51																	
TOTAL																																						38,54

**CIRCUITO 33**

Capacidad de Transformador : 37,5c  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 # de Abonados : 34  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0 #1/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425 0,67

POSTE	CONDUC		LUMINARIA							USUARIOS		I (Amp)		TRAMO																								
	LINEA	N	Hg	SODIO				PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)																		
				175	70	100	150														250	400																
1	2/0	1/0	0	0	0	0	0	0				0,08	2,16	2,07	0,63	1 a 2	2,07	0,63	2,16	0,03	5,05																	
5	2/0	2	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,25	5,14	6,17	2,09	5 a 6	6,17	2,09	6,51	0,05	5,81																	
3	1/0	4	0	0	0	0	1	0	172,70	0,89	0,81	0,00	0,00	0,72	0,37	3 a 4	0,72	0,37	0,81	0,04	5,02																	
2	2/0	1/0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,21	3,81	4,89	1,71	2 a T	6,96	2,34	7,35	0,03	5,69																	
4	1/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,27	1,83	3,00	1,13	4 a T	3,72	1,50	4,01	0,04	5,43																	
6	2/0	2	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,42	25,33	25,49	7,95	6 a T	31,66	10,04	33,22	0,04	21,88																	
TOTAL																																						48,88

**CIRCUITO 34**

Capacidad de Transformador : 25c  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 # de Abonados : 43  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,957

Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0 #2  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425 1,030

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA							USUARIOS		I (Amp)		TRAMO										
	LINEA	N	Hg	SODIO				PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)				
			175	70	100	150	250														400			
1	2/0	1/0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,24	2,02	3,18	1,19	1 a 2	3,18	1,19	3,40	0,05	6,22			
2	2/0	1/0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,22	10,99	11,76	3,79	2 a 3	14,95	4,98	15,76	0,05	10,75			
3	2/0	1/0	0	0	0	0	0	0				0,28	3,47	3,32	1,00	3 a T	18,27	5,98	19,22	0,05	13,11			
4	2	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,05	2,73	3,86	1,40	4 a 5	3,86	1,40	4,11	0,05	6,78			
5	2	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,24	9,43	10,27	3,34	5 a T	14,14	4,73	14,91	0,05	16,30			
																			<b>TOTAL</b>					<b>53,16</b>

**CIRCUITO 35**

Capacidad de Transformador : 37,5b  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 # de Abonados : 20  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA							USUARIOS		I (Amp)		TRAMO										
	LINEA	N	Hg	SODIO				PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)				
			175	70	100	150	250														400			
1	2/0	2	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	1 a s	0	0	0	0,02	0,00			
2	2/0	2	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,29	3,81	4,89	1,71	2 a s	4,89	1,71	5,18	0,02	6,17			
3	2/0	2	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,12	6,54	7,51	2,50	3 a s	7,51	2,50	7,92	0,03	6,67			
0	2/0	2	0	0	0	0	0	0				0,00	0,00	0,00	0,00	s a T	12,41	4,21	13,10	0,02	7,09			
4	2/0	2	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,09	3,66	4,75	1,66	4 a 5	4,75	1,66	5,03	0,04	6,41			
5	2/0	2	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,08	7,30	8,24	2,72	5 a T	12,99	2,72	13,27	0,04	9,00			
																			<b>TOTAL</b>					<b>35,34</b>

**CIRCUITO 36**

Capacidad de Transformador : 37,5c  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 # de Abonados : 47  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : #1/0 #2  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,67 1,030

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA							USUARIOS		I (Amp)		TRAMO										
	LINEA	N	Hg	SODIO				PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)				
			175	70	100	150	250														400			
1	2	2	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	0,23	15,01	15,09	4,72	1 a 2	15,09	4,72	15,81	0,03	9,77			
2	2	2	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	0,07	4,94	5,45	1,80	2 a 3	20,54	6,52	21,55	0,04	20,08			
3	2	2	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	0,00	0,00	0,72	0,37	3 a s	21,26	6,89	22,35	0,03	16,20			
4	1/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,25	2,28	3,44	1,27	4 a s	3,44	1,27	3,66	0,04	3,68			
5	1/0	4	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	0,11	1,46	2,11	0,79	5 a 6	2,11	0,79	2,26	0,04	3,47			
6	1/0	4	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	0,24	8,68	9,02	2,88	6 a 7	11,14	3,67	11,73	0,04	6,56			
7	1/0	4	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	0,03	0,43	1,13	0,49	7 a T	12,27	4,17	12,96	0,00	3,67			
8	1/0	4	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	0,23	10,59	10,86	3,44	8 a T	10,86	3,44	11,39	0,04	6,81			
0	1/0	4	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	s a T	24,70	8,16	26,01	0,00	4,69			
																			<b>TOTAL</b>					<b>74,93</b>

**CIRCUITO 37**

Capacidad de Transformador : 37,5b  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 # de Abonados : 35  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA									USUARIOS		I (Amp)		TRAMO					
			Hg	SODIO						PREAL (W)	FPL					I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#
	LINEA	N	175	70	100	150	250	400													
1	2/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,07	3,78	4,87	1,70	1 a 4	4,87	1,70	5,16	0,04	5,40
2	2/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,06	4,09	5,16	1,79	2 a 3	5,16	1,79	5,46	0,04	5,44
3	2/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,29	4,97	6,00	2,04	3 a 4	11,17	3,83	11,81	0,04	7,07
4	2/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,25	5,69	6,70	2,25	4 a 5	22,73	7,79	24,03	0,03	11,38
5	2/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,08	6,42	7,39	2,47	5 a T	30,12	10,25	31,82	0,02	14,47
6	2/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,24	4,91	5,94	2,03	6 a T	5,94	2,03	6,28	0,03	5,47
<b>TOTAL</b>																					<b>49,23</b>

**CIRCUITO 38**

Capacidad de Transformador : 75b  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 # de Abonados : 54  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0 #1/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425 0,67

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA									USUARIOS		I (Amp)		TRAMO					
			Hg	SODIO						PREAL (W)	FPL					I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#
	LINEA	N	175	70	100	150	250	400													
1	1/0	4	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	0,06	0,92	1,60	0,64	1 a 2	1,60	0,64	1,73	0,03	3,40
2	1/0	4	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	0,09	11,49	11,72	3,70	2 a T	13,32	4,33	14,01	0,04	8,59
3	2/0	4	0	0	0	0	0	0				0,00	0,00	0,00	0,00	3 a 4	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00
4	2/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,26	12,35	13,07	4,18	4 a T	13,07	4,18	13,72	0,04	6,21
5	1/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,00	0,00	1,25	0,61	5 a 6	1,25	0,61	1,39	0,04	3,39
6	1/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,28	8,52	9,40	3,07	6 a 7	10,65	3,68	11,27	0,04	6,74
7	1/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,07	2,98	4,10	1,47	7 a 8	14,75	5,15	15,62	0,04	9,38
8	1/0	2	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,28	5,04	6,07	2,06	8 a T	20,82	7,21	22,03	0,04	16,34
9	1/0	4	0	0	0	0	0	0				0,00	0,00	0,00	0,00	9 a 10	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00
10	1/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,08	1,11	2,31	0,93	10 a 11	2,31	0,93	2,49	0,03	3,44
11	1/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,26	14,24	14,88	4,73	11 a T	17,20	5,66	18,10	0,04	12,12
<b>TOTAL</b>																					<b>69,60</b>

**CIRCUITO 39**

Capacidad de Transformador : 75b  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 # de Abonados : 28  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : #1/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,67

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA									USUARIOS		I (Amp)		TRAMO					
			Hg	SODIO						PREAL (W)	FPL					I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#
	LINEA	N	175	70	100	150	250	400													
1	1/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,13	3,34	4,45	1,57	1 a 2	4,45	1,57	4,72	0,03	7,99
2	1/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,94	11,96	12,70	4,07	2 a T	17,14	5,64	18,05	0,04	16,23
3	1/0	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,68	12,70	13,40	4,29	3 a 4	13,40	4,29	14,07	0,04	12,14
4	1/0	4	0	0	0	0	0	0				0,24	7,52	7,19	2,18	4 a T	20,60	6,46	21,59	0,02	14,68
<b>TOTAL</b>																					<b>51,05</b>

**CIRCUITO 40**

Capacidad de Transformador : 50c  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 # de Abonados : 56  
 Voltaje del Circuito : 120/240

Factor de Potencia : 0,957  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0 #1/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425 0,67

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA									USUARIOS		I (Amp)		TRAMO																						
	LINEA	N	Hg	SODIO						PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	ΣIM (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)																
				175	70	100	150	250	400																													
1	1/0	2	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	1 a 2	0	0	0	0,03	0,00																	
2	1/0	2	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	2 a 3	0	0	0	0,03	0,00																	
3	1/0	2	1	0	0	0	0	0	234,20	0,54	1,81	0,07	3,95	4,75	2,66	3 a 4	4,75	2,66	5,45	0,04	2,94																	
4	1/0	2	1	0	0	0	0	0	234,20	0,54	1,81	0,23	3,90	4,71	2,65	4 a T	32,43	13,18	35,01	0,04	34,99																	
5	1/0	2/0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,23	5,31	6,33	2,14	5 a 6	6,33	2,14	6,69	0,04	3,22																	
6	1/0	2/0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,09	6,18	7,16	2,40	6 a 7	13,50	4,54	14,24	0,04	7,03																	
7	2/0	1/0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,23	4,15	5,22	1,81	7 a 8	18,72	6,35	19,77	0,04	8,78																	
8	2/0	1/0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,24	3,14	4,25	1,51	8 a 4	22,97	7,86	24,28	0,04	12,17																	
9	1/0	4	1	0	0	0	0	0	234,20	0,54	1,81	0,00	0,00	0,98	1,52	9 a 10	0,98	1,52	1,81	0,04	2,23																	
10	1/0	4	1	0	0	0	0	0	234,20	0,54	1,81	0,17	3,18	4,02	2,44	10 a 11	5,00	3,96	6,38	0,03	3,02																	
11	1/0	4	1	0	0	0	0	0	234,20	0,54	1,81	0,21	3,91	4,72	2,65	11 a 12	9,72	6,62	11,76	0,03	4,46																	
13	2/0	2	1	0	0	0	0	0	234,20	0,54	1,81	0,25	6,11	6,82	3,29	13 a 12	6,82	3,29	7,58	0,04	3,12																	
14	2/0	2	1	0	0	0	0	0	234,20	0,54	1,81	0,19	3,90	4,71	2,65	14 a 15	4,71	2,65	5,40	0,03	2,55																	
15	2/0	2	0	0	0	0	0	0				0,20	4,78	4,58	1,39	15 a 12	9,28	4,04	10,12	0,01	2,58																	
12	2/0	2	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,00	0,00	1,25	0,61	12 a 16	27,07	14,55	30,74	0,04	19,41																	
16	2/0	2	1	0	0	0	0	0	234,20	0,54	1,81	0,19	2,99	3,84	2,39	16 a T	30,91	16,94	35,25	0,03	17,98																	
																			<b>TOTAL</b>																			<b>124,48</b>

**CIRCUITO 41**

Capacidad de Transformador : 37,5c  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 # de Abonados : 22  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 1/0 #2  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,67 1,030

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA									USUARIOS		I (Amp)		TRAMO																						
	LINEA	N	Hg	SODIO						PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	ΣIM (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)																
				175	70	100	150	250	400																													
1	1/0	4	0	0	0	0	0	0				0	0			1 a 2	0	0	0	0,04																		
2	1/0	4	0	0	0	0	1	0	172,70	0,89	0,81	0,09	12,54	12,72	4,00	2 a 3	12,72	4,00	13,33	0,03	6,66																	
3	1/0	4	0	0	0	0	1	0	172,70	0,89	0,81	0,15	3,02	3,61	1,24	3 a 4	16,33	5,25	17,15	0,03	9,23																	
4	1/0	4	0	0	0	0	1	0	172,70	0,89	0,81	0,00	0,00	0,72	0,37	4 a s	17,05	5,61	17,95	0,01	4,02																	
5	2	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,31	5,50	6,51	2,20	5 a s	6,51	2,20	6,88	0,02	3,70																	
6	1/0	4	2	2	0	0	0	0	468,40	0,54	3,61	0,15	0,99	2,90	3,33	6 a s	2,90	3,33	4,42	0,04	3,18																	
	2	4	0	0	0	0	0	0				0,00	0,00			s a 7	26,46	11,14	28,71	0,02	22,26																	
7	2	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,15	2,05	3,21	1,20	7 a 8	29,67	12,34	32,14	0,04	45,28																	
8	2	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,00	0,00	1,25	0,61	8 a 9	30,92	12,95	33,52	0,04	49,03																	
9	2	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,16	2,08	3,24	1,21	9 a 10	34,17	14,15	36,98	0,04	59,07																	
10	2	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,00	0,00	1,25	0,61	10 a 11	35,42	14,76	38,37	0,04	57,31																	
11	2	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,00	0,00	1,25	0,61	11 a T	36,66	15,37	39,75	0,04	67,84																	
																			<b>TOTAL</b>																			<b>327,60</b>

**CIRCUITO 42**

Capacidad de Transformador : 50c  
 Tipo de Circuito : RESID. BAJO  
 # de Abonados : 52  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 1/0 #2  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,67 1,030

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA									USUARIOS		I (Amp)		TRAMO						
	LINEA	N	Hg	SODIO						PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	ΣIM (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)
				175	70	100	150	250	400													

1	1/0	2	1	0	0	0	0	0	234,20	0,54	1,81	0,09	3,50	4,33	2,54	1 a 2	4,33	2,54	5,02	0,04	3,94
2	1/0	2	1	0	0	0	0	0	234,20	0,54	1,81	0,42	9,97	10,52	4,41	2 a 3	14,85	6,95	16,40	0,04	9,64
3	1/0	2	1	0	0	1	0	0	234,20	0,54	1,81	0,35	3,74	4,56	2,61	3 a T	52,37	20,51	56,25	0,04	77,52
4	2	4	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	0,40	6,48	6,92	2,25	4 a 5	6,92	2,25	7,28	0,03	4,97
5	2	4	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	0,27	6,82	7,25	2,35	5 a 3	14,17	4,59	14,90	0,04	11,33
6	2	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,12	1,63	2,81	1,08	6 a 7	2,81	1,08	3,00	0,02	3,54
7	2	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,40	7,66	8,58	2,82	7 a 8	11,38	3,90	12,03	0,04	8,55
8	2	4	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,48	6,43	7,41	2,47	8 a 3	18,79	6,37	19,84	0,04	17,53
9	1/0	2	0	0	0	0	0	0				0,00	0,00		9 a 10	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00	
10	1/0	2	1	0	0	0	0	0	234,20	0,54	1,81	0,36	7,01	7,69	3,55	10 a T	7,69	3,55	8,47	0,04	5,02
<b>TOTAL</b>																				<b>142,03</b>	

**CIRCUITO 43**

Capacidad de Transformador : 37,5a  
 Tipo de Circuito : RESID. MEDIO  
 # de Abonados : 25  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA								USUARIOS		I (Amp)		TRAMO							
	LINEA	N	Hg	SODIO					PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)	
				175	70	100	150	250														400
1	2/0	2						2	1	437,97	0,88	2,074	0,000	0,000	1,825	0,985	1 a t	1,825	0,985	2,074	0,040	4,36
2	2/0	2						2		599,84	0,90	2,777	0,578	3,734	5,978	2,568	2 a 3	5,978	2,568	6,506	0,045	5,09
3	2/0	2						1		234,20	0,90	1,084	3,947	27,553	26,644	10,488	3 a 4	32,622	13,055	35,137	0,033	21,48
4	2/0	2	1							234,20	0,54	1,807	3,041	22,983	22,387	9,875	4 a 5	55,008	22,930	59,596	0,050	79,67
5	2/0	2						1		299,92	0,90	1,389	0,696	5,629	6,494	2,651	5 a t	61,502	25,581	66,610	0,034	69,08
6	2/0	2	1							234,20	0,54	1,807	0,490	3,165	3,924	2,671	6 a 7	3,924	2,671	4,747	0,040	4,67
7	2/0	2	1							234,20	0,54	1,807	1,546	9,981	10,274	5,149	7 a t	14,199	7,820	16,210	0,035	8,19
<b>TOTAL</b>																				<b>192,53</b>		

**CIRCUITO 44**

Capacidad de Transformador : 25c  
 Tipo de Circuito : RESID. MEDIO  
 # de Abonados : 28  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,932  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA								USUARIOS		I (Amp)		TRAMO							
	LINEA	N	Hg	SODIO					PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)	
				175	70	100	150	250														400
1	2/0	2									0,777	5,014	4,671	1,823	1 a 2	4,671	1,823	5,014	0,031	3,06		
2	2/0	2	1							234,2	0,54	1,807	0,611	5,058	5,688	3,359	2 a t	11,609	5,787	12,971	0,020	4,12
4	2/0	2											2,831	21,894	20,397	7,958	4 a 3	20,397	7,958	21,894	0,041	11,03
3	2/0	2											0,694	4,483	4,176	1,629	3 a 2	24,573	9,588	26,377	0,040	14,53
5	2/0	2						1		299,92	0,9	1,389	2,731	17,630	1,250	0,605	5 a 2	1,250	0,605	1,389	0,050	2,77
7	2/0	2											0,913	5,896	5,492	2,143	7 a 6	5,492	2,143	5,896	0,041	3,33
6	2/0	2						1		299,92	0,9	1,389	2,731	17,630	17,674	7,014	6 a t	23,166	9,157	24,910	0,039	13,03
10	2/0	2	1							234,2	0,54	1,807	1,381	9,402	9,735	4,939	10 a 9	9,735	4,939	10,916	0,031	4,28
9	2/0	2						1		299,92	0,9	1,389	1,385	10,517	11,047	4,428	9 a 8	20,782	9,367	22,795	0,034	10,23
8	2/0	2											0,556	3,586	3,341	1,304	8 a t	22,032	9,972	24,183	0,032	10,75
11	2/0	2						1		299,92	0,9	1,389	0,000	0,000	1,250	0,605	11 a 8	1,250	0,605	1,389	0,034	2,76
<b>TOTAL</b>																				<b>79,87</b>		

**CIRCUITO 45**

Capacidad de Transformador : 25a  
 Tipo de Circuito : RESID. MEDIO  
 # de Abonados : 19  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,932  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA								USUARIOS		I (Amp)		TRAMO							
	LINEA	N	Hg	SODIO					PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)	
				175	70	100	150	250														400
1	2/0	1/0										1,042	8,966	8,352	3,259	1 a t	8,352	3,259	8,966	0,037	7,25	
5	2/0	1/0	1							234,2	0,54	1,807	0,567	3,663	4,388	2,852	5 a 4	4,388	2,852	5,234	0,033	6,39
4	2/0	1/0	1							234,2	0,54	1,807	0,921	6,491	7,023	3,880	4 a 3	11,411	6,733	13,250	0,035	8,60

3	2/0	1/0	1							234,2	0,54	1,807	1,356	10,286	10,558	5,260	3 a t	21,970	11,993	25,030	0,033	14,82
2	2/0	1/0											0,691	4,464	4,158	1,622	2 a t	4,158	1,622	4,464	0,037	6,31
<b>TOTAL</b>																				<b>43,36</b>		

**CIRCUITO 46**

Capacidad de Transformador : 50a  
 Tipo de Circuito : RESID. MEDIO  
 # de Abonados : 36  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA							USUARIOS		I (Amp)		TRAMO							
	LINEA	N	Hg	SODIO				PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)	
			175	70	100	150	250														400
3	2/0	1/0								0,000	0,000	0,000	0,000	3 a 2	0,000	0,000	0,000	0,039	0,00		
2	2/0	1/0	1						234,2	0,54	1,807	4,300	29,533	28,489	12,256	2 a 1	28,489	12,256	31,013	0,036	17,91
1	2/0	1/0	1						234,2	0,54	1,807	1,751	11,306	11,508	5,630	1 a t	39,997	17,886	43,814	0,040	35,85
7	2/0	1/0									1,188	12,529	11,672	4,554	7 a 6	11,672	4,554	12,529	0,034	5,60	
6	2/0	1/0	1						234,2	0,54	1,807	2,203	20,469	20,044	8,961	6 a 5	31,716	13,515	34,476	0,035	20,92
5	2/0	1/0	1						234,2	0,54	1,807	0,121	1,568	2,436	2,091	5 a 4	34,153	15,606	37,549	0,035	24,19
4	2/0	1/0	1						234,2	0,54	1,807	0,903	8,069	8,493	4,454	4 a t	42,646	20,060	47,128	0,041	41,80
10	2/0	1/0						1	299,92	0,9	1,389	0,903	8,306	1,250	0,605	10 a 9	1,250	0,605	1,389	0,028	3,36
9	2/0	1/0						1	299,92	0,9	1,389	1,217	8,392	9,068	3,656	9 a 8	10,317	4,261	11,162	0,038	5,36
8	2/0	1/0						1	299,92	0,9	1,389	0,791	5,108	6,008	2,462	8 a t	16,325	6,723	17,655	0,018	5,70
<b>TOTAL</b>																				<b>160,67</b>	

**CIRCUITO 47**

Capacidad de Transformador : 37,5a  
 Tipo de Circuito : RESID. MEDIO  
 # de Abonados : 40  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA							USUARIOS		I (Amp)		TRAMO							
	LINEA	N	Hg	SODIO				PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)	
			175	70	100	150	250														400
1	2/0	1/0						1	299,92	0,9	1,389	1,389	8,966	9,602	3,864	1 a 2	9,602	3,864	10,350	0,035	3,73
2	2/0	1/0						1	299,92	0,9	1,389	1,111	7,173	7,932	3,212	2 a 3	17,534	7,076	18,908	0,033	7,17
3	2/0	1/0	1						234,2	0,54	1,807	2,391	15,435	15,355	7,131	3 a 4	32,889	14,208	35,827	0,031	18,82
4	2/0	1/0	1						234,2	0,54	1,807	1,749	11,288	11,492	5,624	4 a 5	44,380	19,832	48,610	0,045	47,28
5	2/0	1/0	1						234,2	0,54	1,807	1,760	11,361	11,560	5,650	5 a 6	55,940	25,482	61,470	0,020	34,22
6	2/0	1/0									0,000	0,000	0,000	0,000	6 a 11	98,056	46,895	108,693	0,014	20,05	
11	2/0	1/0	1						234,2	0,54	1,807	0,000	0,000	0,976	1,521	11 a t	99,032	48,416	110,233	0,019	98,60
10	2/0	1/0	1						234,2	0,54	1,807	1,243	8,024	8,451	4,438	10 a 9	8,451	4,438	9,546	0,035	3,49
9	2/0	1/0	3						702,6	0,54	5,421	2,779	18,658	20,309	11,345	9 a 8	28,760	15,782	32,806	0,047	23,62
8	2/0	1/0						2	468,4	0,9	2,169	0,796	5,137	6,738	2,813	8 a 7	35,498	18,595	40,073	0,042	30,54
7	2/0	1/0						2	599,84	0,9	2,777	0,685	4,421	6,618	2,818	7 a 6	42,116	21,413	47,247	0,020	20,67
14	2/0	1/0	1						234,2	0,54	1,807	0,502	3,239	3,993	2,698	14a13	3,993	2,698	4,820	0,037	2,50
13	2/0	1/0	1						234,2	0,54	1,807	1,901	13,381	13,441	6,385	13a12	17,435	9,083	19,659	0,038	8,42
12	2/0	1/0						1	299,92	0,9	1,389	1,029	9,441	10,045	4,037	12a t	27,479	13,120	30,451	0,046	20,21
<b>TOTAL</b>																				<b>339,31</b>	

**CIRCUITO 48**

Capacidad de Transformador : 50c  
 Tipo de Circuito : RESID. MEDIO  
 # de Abonados : 27  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,932  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA							USUARIOS		I (Amp)		TRAMO							
	LINEA	N	Hg	SODIO				PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)	
			175	70	100	150	250														400
1	2/0	1/0						1	299,92	0,9	1,389	0,071	0,922	2,109	0,940	1a t	2,109	0,940	2,309	0,028	3,81
4	2/0	1/0	1						234,2	0,54	1,807	1,425	9,196	9,543	4,864	4a3	9,543	4,864	10,711	0,037	5,57
3	2/0	1/0						1	299,92	0,9	1,389	0,963	6,214	7,039	2,864	3a2	16,582	7,728	18,294	0,039	9,29
2	2/0	1/0						1	437,97	0,88	2,074	2,032	18,474	19,036	7,700	2a t	35,618	15,428	38,816	0,033	24,95
8	2/0	1/0						1	299,92	0,9	1,389	0,639	5,190	6,085	2,492	8a7	6,085	2,492	6,575	0,050	4,67
7	2/0	1/0	4						1199,68	0,54	9,257	1,996	12,886	17,003	12,475	7a6	23,088	14,967	27,515	0,030	13,39

6	2/0	1/0						1			299,92	0,9	1,389	0,952	6,145	6,975	2,839	6a5	30,063	17,806	34,940	0,045	27,07
5	2/0	1/0	4								1199,68	0,54	9,257	1,352	9,359	13,717	11,193	5at	43,780	28,999	52,513	0,045	56,43
																					<b>TOTAL</b>		<b>145,18</b>

**CIRCUITO 49**

Capacidad de Transformador : 50b  
 Tipo de Circuito : RESID. MEDIO  
 # de Abonados : 26  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,932  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA								USUARIOS		I (Amp)		TRAMO								
	LINEA	N	Hg	SODIO					PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)		
			175	70	100	150	250	400															
3	2/0	2						1			299,92	0,9	1,389	1,111	7,173	7,932	3,212	3a2	7,932	3,212	8,557	0,035	4,84
2	2/0	2						2			345,4	0,89	1,617	1,241	9,386	10,183	4,149	2a1	18,115	7,361	19,553	0,035	9,43
1	2/0	2						1			299,92	0,9	1,389	1,132	7,308	8,058	3,262	1at	26,173	10,623	28,246	0,040	17,30
5	2/0	2	1								234,2	0,54	1,807	1,591	10,271	10,544	5,254	5a4	10,544	5,254	11,781	0,035	5,81
4	2/0	2	1								234,2	0,54	1,807	2,645	17,074	16,882	7,727	4at	27,427	12,982	30,344	0,045	21,34
8	2/0	2	1								234,2	0,54	1,807	0,907	6,690	7,208	3,953	8a7	7,208	3,953	8,221	0,045	5,04
7	2/0	2	1								234,2	0,54	1,807	0,710	9,163	9,512	4,852	7a6	16,720	8,804	18,896	0,045	10,57
6	2/0	2						1			299,92	0,9	1,389	0,647	4,178	5,142	2,124	6at	21,862	10,928	24,441	0,042	14,40
																					<b>TOTAL</b>		<b>88,73</b>

**CIRCUITO 50**

Capacidad de Transformador : 50b  
 Tipo de Circuito : RESID. MEDIO  
 # de Abonados : 53  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,932  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0 #1/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425 0,67

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA								USUARIOS		I (Amp)		TRAMO								
	LINEA	N	Hg	SODIO					PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)		
			175	70	100	150	250	400															
10	1/0	2	1								234,2	0,54	1,807	1,232	8,109	8,530	4,468	10a7	8,530	4,468	9,630	0,035	5,13
9	1/0	2	1								234,2	0,54	1,807	3,149	30,036	28,958	12,439	9a8	28,958	12,439	31,516	0,035	21,60
8	1/0	2	1								234,2	0,54	1,807	3,611	31,380	30,209	12,927	8a7	59,167	25,366	64,375	0,034	104,63
7	1/0	2	1								234,2	0,54	1,807	0,329	4,242	4,928	3,063	7a4	72,625	32,897	79,728	0,043	195,68
6	1/0	2	1								234,2	0,54	1,807	1,198	7,981	8,411	4,422	6a5	8,411	4,422	9,502	0,030	4,45
5	1/0	2	1								234,2	0,54	1,807	2,534	16,356	16,213	7,466	5a4	24,624	11,888	27,343	0,030	15,00
4	1/0	2	1								234,2	0,54	1,807	0,922	5,953	6,522	3,685	4at	103,770	48,470	114,532	0,039	335,92
3	2/0	2						1			299,92	0,9	1,389	1,621	10,464	10,998	4,409	3a2	10,998	4,409	11,849	0,050	5,98
2	2/0	2						1			299,92	0,9	1,389	0,842	5,436	6,314	2,581	2at	17,312	6,990	18,670	0,060	11,88
1	2/0	2	1								234,2	0,54	1,807	0,354	2,282	3,102	2,351	1at	3,102	2,351	3,892	0,050	3,32
																					<b>TOTAL</b>		<b>703,60</b>

**CIRCUITO 51**

Capacidad de Transformador : 37,5a  
 Tipo de Circuito : RESID. MEDIO  
 # de Abonados : 26  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,932  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0 #1/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425 0,67

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA								USUARIOS		I (Amp)		TRAMO								
	LINEA	N	Hg	SODIO					PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)		
			175	70	100	150	250	400															
7	1/0	2	1								234,2	0,54	1,807	0,645	4,166	4,857	3,035	7a6	4,857	3,035	5,728	0,040	4,99
6	1/0	2	1								234,2	0,54	1,807	0,812	5,242	5,860	3,426	6a5	10,717	6,462	12,514	0,045	8,06
5	1/0	2												2,270	19,844	18,486	7,213	5a4	29,203	13,675	32,246	0,028	19,87
4	1/0	2						1			299,92	0,9	1,389	2,213	14,285	14,557	5,798	4at	43,761	19,472	47,898	0,028	38,66
3	2/0	2	1								234,2	0,54	1,807	0,361	2,331	3,147	2,368	3a1	3,147	2,368	3,939	0,029	4,48
2	2/0	2												0,278	1,793	1,670	0,652	2a1	1,670	0,652	1,793	0,050	4,35
1	1/0	2	1								234,2	0,54	1,807	2,488	16,583	16,424	7,549	1at	19,572	9,917	21,941	0,052	20,11
																					<b>TOTAL</b>		<b>100,51</b>

**CIRCUITO 52**

Capacidad de Transformador : 50a  
 Tipo de Circuito : RESID. MEDIO  
 # de Abonados : 32  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,932  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0 #1/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425 0,67

POSTE	CONDUC		LUMINARIA								USUARIOS		I (Amp)		TRAMO						
	LINEA	N	Hg	SODIO					PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	ΣIM (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)
			175	70	100	150	250	400													
10	2/0	2						1	299,92	0,9	1,389	0,463	4,279	5,236	2,161	10a9	5,236	2,161	5,664	0,035	3,48
9	1/0	2						1	299,92	0,9	1,389	1,352	8,725	9,378	3,777	9a8	14,614	5,937	15,774	0,045	8,99
8	1/0	2										1,551	11,239	10,470	4,085	8a6	25,084	10,023	27,012	0,035	16,67
7	1/0	2	1						234,2	0,54	1,807	1,727	11,147	11,360	5,573	7a6	11,360	5,573	12,654	0,039	6,34
6	1/0	2						1	172,7	0,89	0,809	1,915	13,007	12,837	5,096	6a3	49,281	20,692	53,449	0,038	61,09
5	2/0	2										2,149	14,558	13,562	5,292	5a4	13,562	5,292	14,558	0,040	6,60
4	2/0	2										0,903	5,828	5,429	2,118	4a3	18,991	7,410	20,385	0,042	10,41
3	2/0	2										0,960	6,194	5,770	2,251	3a1	74,043	30,353	80,022	0,035	98,14
2	2/0	2						1	299,92	0,9	1,389	0,000	0,000	1,250	0,605	2a1	1,250	0,605	1,389	0,036	3,03
1	2/0	2						1	299,92	0,9	1,389	1,412	9,117	9,743	3,919	1a1	10,993	4,524	11,887	0,035	5,10
<b>TOTAL</b>																				<b>219,84</b>	

**CIRCUITO 53**

Capacidad de Transformador : 37,5c  
 Tipo de Circuito : RESID. MEDIO  
 # de Abonados : 56  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,932  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425

POSTE	CONDUC		LUMINARIA								USUARIOS		I (Amp)		TRAMO						
	LINEA	N	Hg	SODIO					PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	ΣIM (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)
			175	70	100	150	250	400													
10	2/0	2						1	299,92	0,9	1,389	0,000	0,000	1,250	0,605	10a9	1,250	0,605	1,389	0,025	3,02
9	2/0	2	1						234,2	0,54	1,807	0,939	8,452	8,850	4,593	9a8	10,099	5,198	11,359	0,025	4,37
8	2/0	2	1						234,2	0,54	1,807	3,545	30,956	29,814	12,773	8a7	39,914	17,971	43,773	0,025	23,33
7	2/0	2	2						468,4	0,54	3,614	0,886	7,720	9,143	5,848	7a6	49,057	23,819	54,534	0,025	34,56
6	2/0	2						1	299,92	0,9	1,389	0,838	5,406	6,286	2,570	6a1	55,343	26,390	61,313	0,030	50,87
5	2/0	2	1						234,2	0,54	1,807	3,880	31,201	30,042	12,862	5a4	30,042	12,862	32,680	0,033	17,96
4	2/0	2	1						234,2	0,54	1,807	3,221	26,985	26,115	11,330	4a1	56,158	24,192	61,147	0,033	55,38
3	2/0	2						5	1499,6	0,9	6,943	0,914	5,901	11,745	5,171	3a2	11,745	5,171	12,833	0,030	5,10
2	2/0	2	1						234,2	0,54	1,807	0,930	7,645	8,098	4,300	2a1	19,843	9,471	21,988	0,030	9,16
1	2/0	2						1	299,92	0,9	1,389	1,193	7,702	8,424	3,405	1a1	28,268	12,876	31,062	0,033	16,52
<b>TOTAL</b>																				<b>220,27</b>	

**CIRCUITO 54**

Capacidad de Transformador : 37,5c  
 Tipo de Circuito : RESID. MEDIO  
 # de Abonados : 37  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,932  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425

POSTE	CONDUC		LUMINARIA								USUARIOS		I (Amp)		TRAMO						
	LINEA	N	Hg	SODIO					PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	ΣIM (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)
			175	70	100	150	250	400													
9	2/0	2	1						234,2	0,54	1,807	2,481	19,192	18,855	8,497	9a8	18,855	8,497	20,681	0,032	9,14
8	2/0	2	2						468,4	0,54	3,614	1,028	6,635	8,132	5,454	8a7	26,987	13,950	30,380	0,030	15,09
7	2/0	2	1						234,2	0,54	1,807	2,042	16,945	16,762	7,680	7a6	43,749	21,631	48,804	0,026	29,93
6	2/0	2						3	899,76	0,9	4,166	1,106	7,137	10,398	4,410	6a1	54,147	26,040	60,083	0,027	44,71
5	2/0	2	1						234,2	0,54	1,807	0,629	6,120	6,677	3,745	5a4	6,677	3,745	7,656	0,035	4,20
4	2/0	2	1						234,2	0,54	1,807	0,935	7,637	8,091	4,297	4a2	14,768	8,042	16,816	0,026	6,45
3	2/0	2	1						234,2	0,54	1,807	0,411	3,661	4,386	2,852	3a2	4,386	2,852	5,231	0,043	3,83
2	2/0	2						1	299,92	0,9	1,389	1,264	9,591	10,184	4,091	2a1	29,338	14,985	32,944	0,026	15,31
1	2/0	2						1	299,92	0,9	1,389	0,311	2,004	3,117	1,334	1a1	3,117	1,334	3,390	0,030	3,48
<b>TOTAL</b>																				<b>132,15</b>	

**CIRCUITO 55**

Capacidad de Transformador : 37,5b  
 Tipo de Circuito : RESID. MEDIO  
 # de Abonados : 24  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,932  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425

POSTE	CONDUC		LUMINARIA								USUARIOS		I (Amp)		TRAMO						
	LINEA	N	Hg	SODIO					PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)
				175	70	100	150	250													
7	2/0	2	1						234,2	0,54	1,807	1,736	13,449	13,504	6,409	7a6	13,504	6,409	14,948	0,033	7,42
6	2/0	2	1						234,2	0,54	1,807	1,528	9,862	10,164	5,106	6a5	23,668	11,515	26,321	0,033	13,99
5	2/0	2						1	299,92	0,9	1,389	1,250	10,311	10,855	4,353	5a1	24,971	16,846	30,122	0,033	17,00
4	2/0	2											2,690	2,507	0,978	4a5	2,507	0,978	2,691	0,033	4,39
3	2/0	2	1						234,2	0,54	1,807	1,189	7,675	8,126	4,311	3a2	8,126	4,311	9,198	0,025	5,18
2	2/0	2										1,961	18,093	16,855	6,576	2a1	24,981	10,887	27,250	0,025	12,17
1	2/0	2	1						234,2	0,54	1,807	0,964	7,782	8,226	4,350	1at	58,177	32,082	66,437	0,025	51,13
<b>TOTAL</b>																			<b>111,27</b>		

**CIRCUITO 56**

Capacidad de Transformador : 37,5a  
 Tipo de Circuito : RESID. MEDIO  
 # de Abonados : 15  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,932  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425

POSTE	CONDUC		LUMINARIA								USUARIOS		I (Amp)		TRAMO						
	LINEA	N	Hg	SODIO					PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)
				175	70	100	150	250													
5	2/0	2						1	299,92	0,9	1,389	1,322	9,214	9,834	3,954	5a4	9,834	3,954	10,599	0,043	8,05
4	2/0	2						1	299,92	0,9	1,389	0,000		1,250	0,605	4at	11,083	4,560	11,985	0,036	8,19
3	2/0	2	1						234,2	0,54	1,807	2,426	20,230	19,822	8,874	3a2	19,822	8,874	21,718	0,035	13,01
2	2/0	2	1						234,2	0,54	1,807	0,000	0,000	0,976	1,521	2at	20,798	10,395	23,252	0,050	17,47
1	2/0	2						1	299,92	0,9	1,389	0,125	1,614	2,753	1,192	1at	2,753	1,192	3,000	0,033	6,13
<b>TOTAL</b>																			<b>52,85</b>		

**CIRCUITO 57**

Capacidad de Transformador : 37,5a  
 Tipo de Circuito : RESID. MEDIO  
 # de Abonados : 9  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,932  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : #1/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,67

POSTE	CONDUC		LUMINARIA								USUARIOS		I (Amp)		TRAMO						
	LINEA	N	Hg	SODIO					PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)
				175	70	100	150	250													
7	1/0	2	1						234,2	0,54	1,807	0,570	3,677	4,402	2,858	7a5	4,402	2,858	5,248	0,035	4,80
6	1/0	2										1,066	10,769	10,032	3,914	6a5	10,032	3,914	10,769	0,035	6,46
5	1/0	2	1						234,2	0,54	1,807	0,923	5,958	6,527	3,687	5a4	20,961	10,459	23,425	0,035	14,56
4	1/0	2	1						234,2	0,54	1,807	0,663	6,262	6,809	3,797	4at	27,770	14,256	31,215	0,022	15,76
3	1/0	2						1	299,92	0,9	1,389	2,339	16,506	16,626	6,605	3at	16,626	6,605	17,890	0,035	10,28
2	1/0	2						1	299,92	0,9	1,389	0,000	0,000	1,250	0,605	2a1	1,250	0,605	1,389	0,022	4,31
1	1/0	2						1	299,92	0,9	1,389	0,000	0,000	1,250	0,605	1at	2,499	1,210	2,777	0,022	4,38
<b>TOTAL</b>																			<b>60,54</b>		

**CIRCUITO 58**

Capacidad de Transformador : 37,5b  
 Tipo de Circuito : RESID. MEDIO  
 # de Abonados : 30  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,932

Calibre Conductor de Línea (ACSR) : #1/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,67

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA									USUARIOS		I (Amp)		TRAMO																									
			Hg	SODIO						PREAL (W)	FPL					I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)															
	LINEA	N	175	70	100	150	250	400																																	
6	2/0	2	1							234,2	0,54	1,807	1,958	13,696	13,735	6,499	6a5	13,735	6,499	15,195	0,035	8,43																			
5	2/0	2											2,095	15,125	14,091	5,498	5a4	27,825	11,997	30,301	0,035	18,64																			
4	2/0	2					1			299,92	0,9	1,389	0,501	3,231	4,260	1,780	4at	32,085	13,777	34,918	0,035	23,12																			
3	2/0	2					1			299,92	0,9	1,389	0,728	7,160	7,920	3,208	3a2	7,920	3,208	8,545	0,035	6,08																			
2	2/0	2					1			299,92	0,9	1,389	1,999	15,859	16,024	6,370	2at	23,944	9,577	25,788	0,035	14,88																			
1	2/0	2					1			299,92	0,9	1,389	2,500	16,138	16,284	6,471	1at	16,284	6,471	17,523	0,028	8,65																			
<b>TOTAL</b>																																									<b>79,80</b>

**CIRCUITO 59**

Capacidad de Transformador : 50b  
 Tipo de Circuito : RESID. MEDIO  
 # de Abonados : 21  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,932  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : #1/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,67

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA									USUARIOS		I (Amp)		TRAMO																										
			Hg	SODIO						PREAL (W)	FPL					I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)																
	LINEA	N	175	70	100	150	250	400																																		
7	1/0	2					1			299,92	0,9	1,389	0,220	1,420	2,573	1,122	7a6	2,573	1,122	2,807	0,040	4,45																				
6	1/0	2											0,340	2,194	2,044	0,797	6a5	4,617	1,919	5,000	0,040	4,82																				
5	1/0	2					1			299,92	0,9	1,389	0,000	0,000	1,250	0,605	5a4	5,867	2,524	6,387	0,035	5,05																				
4	1/0	2					1			299,92	0,9	1,389	0,574	3,703	4,699	1,951	4a1	10,566	4,475	11,475	0,035	6,75																				
3	1/0	2					1			299,92	0,9	1,389	1,488	9,602	10,195	4,096	3a2	10,195	4,096	10,987	0,045	7,19																				
2	1/0	2					1			299,92	0,9	1,389	2,161	16,052	16,204	6,440	2a1	26,399	10,536	28,424	0,045	23,74																				
1	1/0	2					1			299,92	0,9	1,389	2,045	13,201	13,548	5,404	1at	50,513	20,415	54,482	0,045	75,76																				
<b>TOTAL</b>																																										<b>127,77</b>

**CIRCUITO 60**

Capacidad de Transformador : 37,5b  
 Tipo de Circuito : RESID. MEDIO  
 # de Abonados : 47  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : #1/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,67

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA									USUARIOS		I (Amp)		TRAMO																											
			Hg	SODIO						PREAL (W)	FPL					I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)																	
	LINEA	N	175	70	100	150	250	400																																			
9	1/0	2	1							234,2	0,54	1,807	2,757	19,139	18,806	8,478	9a6	18,806	8,478	20,628	0,025	9,03																					
8	1/0	2					1			299,92	0,9	1,389	0,905	7,375	8,120	3,286	8a7	8,120	3,286	8,760	0,025	4,36																					
7	1/0	2	1							234,2	0,54	1,807	2,192	14,938	14,892	6,951	7a6	23,012	10,237	25,186	0,030	13,52																					
6	1/0	2	1							234,2	0,54	1,807	2,927	20,758	20,314	9,066	6at	62,132	27,781	68,060	0,035	90,09																					
5	1/0	2											1,091	8,216	7,654	2,987	5a4	7,654	2,987	8,216	0,015	3,88																					
4	1/0	2											0,625	4,035	3,759	1,467	4a2	11,413	4,453	12,251	0,020	4,94																					
3	1/0	2	1							234,2	0,54	1,807	1,528	9,862	10,164	5,106	3a2	10,164	5,106	11,374	0,025	5,06																					
2	1/0	2	1							234,2	0,54	1,807	1,458	13,578	13,625	6,456	2at	35,201	16,015	38,673	0,020	19,34																					
1	1/0	2	1							234,2	0,54	1,807	0,426	2,752	3,540	2,521	1at	3,540	2,521	4,346	0,035	3,69																					
<b>TOTAL</b>																																											<b>153,89</b>

**CIRCUITO 61**

Capacidad de Transformador : 50b  
 Tipo de Circuito : RESID. ALTO  
 # de Abonados : 30  
 Factor de Potencia : 0,932  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : #1/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,67

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA									USUARIOS	I (Amp)	TRAMO							
	LINEA	N	Hg	SODIO						PREAL (W)	FPL				I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)

POST	LINEA	N	175	70	100	150	250	400	PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)
7	1/0	2					1		299,92	0,9	1,389	0,219	2,825	3,882	1,632	7a6	3,882	1,632	4,211	0,025	4,52
6	1/0	2					1		299,92	0,9	1,389	0,000	0,000	1,250	0,605	6a4	5,132	2,237	5,598	0,039	4,94
5	1/0	2					1		299,92	0,9	1,389	0,808	5,214	6,107	2,501	5a4	6,107	2,501	6,599	0,039	5,19
4	1/0	2					1		299,92	0,9	1,389	3,150	22,147	21,881	8,655	4at	33,120	13,393	35,726	0,035	28,19
3	1/0	2					1		234,2	0,9	1,084	2,777	20,438	20,016	7,901	3a2	20,016	7,901	21,519	0,039	13,95
2	1/0	2					1		299,92	0,9	1,389	3,438	26,700	26,123	10,310	2a1	46,139	18,212	49,603	0,030	43,78
1	1/0	2	1						234,2	0,54	1,807	1,737	12,849	12,946	6,191	1at	59,085	24,403	63,926	0,035	80,82
<b>TOTAL</b>																				<b>181,40</b>	

#### CIRCUITO 62

Capacidad de Transformador : 50c  
 Tipo de Circuito : COM.-INDUST.  
 # de Abonados : 37  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA								USUARIOS		I (Amp)		TRAMO						
	LINEA	N	Hg	SODIO					PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)
				175	70	100	150	250													
1	2/0	2/0						1	437,97	0,88	2,07	2,61	68,05	65,04	20,70	1 a 2	65,04	20,70	68,25	0,012	25,90
2	2/0	2/0						1	437,97	0,88	2,07	1,01	13,41	14,29	4,87	2 a 3	79,32	25,58	83,34	0,038	114,32
3	2/0	2/0						1	437,97	0,88	2,07	0,94	9,75	10,88	3,81	3 a 5	92,03	30,37	96,91	0,050	201,72
4	2/0	2/0						1	437,97	0,88	2,07	0,77	0,00	1,82	0,98	4 a 3	1,82	0,98	2,07	0,033	2,20
5	2/0	2/0					1		299,92	0,90	1,39	0,89	5,92	6,75	2,32	5 a 6	98,78	32,69	104,05	0,018	84,96
6	2/0	2/0					1		299,92	0,90	1,39	0,82	5,47	6,33	2,19	6 a 7	105,11	34,88	110,75	0,020	106,39
7	2/0	2					1		299,92	0,90	1,39	0,83	5,54	6,39	2,21	7 a 8	111,50	37,09	117,51	0,038	225,16
8	2/0	2					1		299,92	0,90	1,39	0,57	7,56	8,27	2,80	8 a s	119,78	39,89	126,24	0,030	205,35
9	2/0	1/0										0,18	4,75	4,41	1,38	9 a 10	4,41	1,38	4,62	0,030	2,41
10	2/0	1/0										0,17	8,91	8,28	2,58	10 a s	12,68	3,96	13,29	0,010	2,89
S	2/0	1/0										0,00	0,00	0,00	0,00	s a T	175,03	57,56	184,25	0,030	434,99
11	2/0	2					1		299,92	0,90	1,39	1,31	27,22	26,54	8,49	11 a 12	26,54	8,49	27,86	0,030	12,04
12	2/0	2					1		299,92	0,90	1,39	0,85	15,92	16,04	5,22	12 a s	42,57	13,71	44,73	0,010	10,64
13	2/0	1/0					1		299,92	0,90	1,39	0,76	10,11	10,64	3,53	13 a T	10,64	3,53	11,21	0,025	3,48
<b>TOTAL</b>																				<b>1432,46</b>	

#### CIRCUITO 63

Capacidad de Transformador : 37,5a  
 Tipo de Circuito : COM.-INDUST.  
 # de Abonados : 28  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0 #1/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425 0,67

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA								USUARIOS		I (Amp)		TRAMO						
	LINEA	N	Hg	SODIO					PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)
				175	70	100	150	250													
1	1/0	2	0	0	0	0	0	0				0,92	7,98	7,41	2,31	1 a T	7,41	2,31	7,77	0,04	6,62
2	2/0	2	0	0	0	0	0	0				1,43	11,43	10,61	3,31	2 a 3	10,61	3,31	11,12	0,04	6,84
3	1/0	2	0	0	0	0	0	0				0,00	0,00	0,00	0,00	3 a T	100,15	31,78	105,07	0,04	286,06
4	2/0	2	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	1,64	30,45	29,00	9,19	4 a 5	29,00	9,19	30,42	0,04	19,55
5	2/0	2	0	0	1	0	0	0	117,18	0,89	1,10	3,07	57,74	54,61	17,23	5 a 6	83,61	26,42	87,69	0,04	119,38
6	2/0	2	0	0	1	0	0	0	117,18	0,89	1,10	0,40	5,32	5,92	2,04	6 a 3	89,53	28,47	93,95	0,02	72,52
<b>TOTAL</b>																				<b>510,97</b>	

#### CIRCUITO 64

Capacidad de Transformador : 75a  
 Tipo de Circuito : COM.-INDUST.  
 # de Abonados : 29  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425

LE	CONDUC AWG		LUMINARIA								USUARIOS	I (Amp)	TRAMO
	Hg	SODIO											

POSTE	CONDUC		LUMINARIA							PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)	
	LINEA	N	175	70	100	150	250	400															
1	2/0	2	0	0	0	1	0	1	172,70	0,89	0,81	0,87	11,63	11,52	3,74	1 a 2	11,52	3,74	12,12	0,04	15,00		
2	2/0	1/0	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	1,18	16,73	16,26	5,22	2 a 3	27,78	8,95	29,19	0,04	26,98		
3	2/0	1/0	0	0	1	0	0	0	117,18	0,89	1,10	1,14	15,27	15,16	4,92	3 a 4	42,94	13,88	45,13	0,05	54,91		
4	2/0	1/0	0	0	1	0	0	0	117,18	0,89	1,10	1,43	26,42	25,52	8,16	4 a T	68,46	22,03	71,92	0,04	100,42		
<b>TOTAL</b>																					<b>197,31</b>		

#### CIRCUITO 65

Capacidad de Transformador : 75a  
 Tipo de Circuito : COM.-INDUST.  
 # de Abonados : 32  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425

POSTE	CONDUC		LUMINARIA							PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)	
	LINEA	N	175	70	100	150	250	400															
1	2/0	1/0	0	0	0	0	0	0				1,52	11,06	10,28	3,21	1 a 2	10,28	3,21	10,77	0,04	5,21		
2	2/0	2	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	0,00	0,00	0,72	0,37	2 a T	34,20	11,25	36,00	0,02	11,60		
3	2/0	2	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	0,00	0,00	0,72	0,37	3 a 4	0,72	0,37	0,81	0,02	3,34		
4	2/0	1/0	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	0,50	10,01	10,02	3,27	4 a 2	10,74	3,64	11,34	0,03	4,70		
5	2/0	1/0	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	0,95	12,65	12,47	4,03	5 a 2	12,47	4,03	13,10	0,04	6,25		
6	2/0	2	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	2,98	20,53	19,79	6,32	6 a 7	19,79	6,32	20,77	0,04	9,93		
7	2/0	2	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	0,00	0,00	0,72	0,37	7 a 8	20,50	6,68	21,57	0,04	10,45		
8	2/0	1/0	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	1,93	44,56	42,11	13,28	8 a 9	62,61	19,96	65,72	0,04	67,57		
9	2/0	1/0	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	0,90	33,96	32,26	10,21	9 a T	94,87	10,21	95,42	0,04	165,86		
<b>TOTAL</b>																					<b>284,91</b>		

#### CIRCUITO 66

Capacidad de Transformador : 75b  
 Tipo de Circuito : COM.-INDUST.  
 # de Abonados : 28  
 Voltaje del Circuito : 120/240  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425

POSTE	CONDUC		LUMINARIA							PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)	
	LINEA	N	175	70	100	150	250	400															
1	2/0	2/0	0	0	0	0	0	0				0,91	12,09	11,23	3,50	1 a 2	11,23	3,50	11,76	0,04	5,39		
2	2/0	2/0	0	0	0	0	0	1	437,97	0,88	2,07	0,52	3,48	5,05	1,99	2 a 3	16,28	5,49	17,18	0,05	9,61		
3	2/0	2/0	0	0	0	0	0	1	437,97	0,88	2,07	1,18	39,49	38,50	12,43	3 a 4	54,78	17,92	57,64	0,05	71,10		
5	2/0	4	0	0	0	0	0	1	437,97	0,88	2,07	0,86	11,51	12,52	4,32	5 a 6	12,52	4,32	13,24	0,04	6,17		
6	2/0	2	0	0	0	0	0	1	437,97	0,88	2,07	3,05	69,61	66,49	21,16	6 a 7	79,01	25,48	83,01	0,05	149,76		
7	2/0	2/0	0	0	0	0	0	1	437,97	0,88	2,07	0,38	10,12	11,22	3,92	7 a 4	90,23	29,39	94,89	0,05	194,69		
4	2/0	2/0	0	0	0	0	0	1	437,97	0,88	2,07	0,64	8,50	9,72	3,45	4 a 8	154,73	50,76	162,85	0,02	172,39		
8	2/0	2/0	0	0	0	0	0	1	437,97	0,88	2,07	0,00	0,00	1,82	0,98	9 a 8	1,82	0,98	2,07	0,02	3,37		
9	2/0	2/0	0	0	0	0	0	0				1,39	11,45	10,63	3,32	8 a T	167,19	55,06	176,02	0,04	477,39		
<b>TOTAL</b>																					<b>1089,87</b>		

#### CIRCUITO 67

Capacidad de Transformador : 70c  
 Tipo de Circuito : COM.-INDUST.  
 # de Abonados : 47  
 Factor de Potencia : 0,957  
 Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0 #1/0  
 Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425 0,67

POSTE	CONDUC		LUMINARIA							PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)
	LINEA	N	175	70	100	150	250	400														

POSTE	CONDUC AWG								LUMINARIA				USUARIOS		I (Amp)		TRAMO																						
	LINEA	N	175	70	100	150	250	400	PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)																		
1	2/0	1/0	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	0,32	8,62	8,73	2,87	1 a T	8,73	2,87	9,19	0,04	5,17																		
2	1/0	2	0	0	0	0	0	0				0,47	5,81	5,40	1,68	2 a 3	5,40	1,68	5,66	0,04	4,48																		
3	1/0	2	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	0,91	24,92	23,87	7,59	3 a s	29,27	9,27	30,70	0,02	14,36																		
4	2/0	1/0	0	0	0	0	0	1	437,97	0,88	2,07	1,49	24,28	24,38	8,02	4 a 5	24,38	8,02	25,66	0,03	12,02																		
5	2/0	1/0	0	0	0	0	0	0				1,57	34,06	31,64	9,87	5 a s	56,01	17,89	58,80	0,03	40,36																		
6	2/0	1/0	0	0	0	0	0	0				1,32	16,06	14,92	4,65	6 a 7	14,92	4,65	15,63	0,03	6,74																		
7	2/0	1/0	0	0	0	0	0	0				1,13	27,18	25,25	7,88	7 a s	40,17	12,53	42,07	0,02	14,91																		
	1/0	2	0	0	0	0	0	0				0,00	0,00	0,00	0,00	s a T	125,45	39,69	131,58	0,02	177,62																		
																			<b>TOTAL</b>																				<b>275,67</b>

**CIRCUITO 68**

Capacidad de Transformador : 50b  
Tipo de Circuito : COM.-INDUST.  
# de Abonados : 24  
Factor de Potencia : 0,957  
Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0 #1/0 #2  
Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425 0,67 1,030

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA								USUARIOS		I (Amp)		TRAMO																									
	LINEA	N	Hg	175	70	100	150	250	400	PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)																		
1	2/0	4	0	0	0	0	0	0	0				0,83	19,34	17,96	5,60	1 a 2	17,96	5,60	18,82	0,04	9,32																		
2	2	4	0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,85	19,26	19,14	6,19	2 a 3	37,10	11,79	38,93	0,03	52,96																		
3	1/0	4	0	0	0	0	0	0	0				0,00	0,00	0,00	0,00	3 a T	84,11	26,67	88,24	0,05	237,76																		
4	2	4	0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,75	25,03	24,50	7,86	4 a 5	24,50	7,86	25,73	0,04	30,28																		
5	2	4	0	0	0	0	0	0	0				1,02	13,67	12,70	3,96	5 a 6	37,20	11,82	39,03	0,04	65,78																		
6	2	4	0	0	0	0	0	0	0				0,53	10,56	9,81	3,06	6 a 3	47,01	14,88	49,31	0,03	83,14																		
7	1/0	4	0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,00	0,00	1,25	0,61	7 a s	1,25	0,61	1,39	0,03	3,03																		
8	1/0	2	0	0	0	0	0	0	0				0,00	0,00	0,00	0,00	8 a 9	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00																		
9	1/0	2	0	0	0	0	0	0	0				0,00	0,00	0,00	0,00	9 a s	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00																		
10	1/0	2	0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,00	0,00	1,25	0,61	10 a 11	1,25	0,61	1,39	0,02	3,03																		
11	1/0	2	0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,00	0,00	1,25	0,61	11 a s	2,50	1,21	2,78	0,02	3,11																		
	1/0	4	0	0	0	0	0	0	0				0,00	0,00	0,00	0,00	s a T	3,75	1,82	4,17	0,02	3,20																		
																			<b>TOTAL</b>																					<b>491,61</b>

**CIRCUITO 69**

Capacidad de Transformador : 50c  
Tipo de Circuito : COM.-INDUST.  
# de Abonados : 29  
Voltaje del Circuito : 120/240  
Factor de Potencia : 0,957  
Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0 #1/0  
Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425 0,67

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA								USUARIOS		I (Amp)		TRAMO																									
	LINEA	N	Hg	175	70	100	150	250	400	PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)																		
1	1/0	2	0	0	0	0	0	0	0				1,99	26,37	24,50	7,64	1 a 2	24,50	7,64	25,66	0,04	20,88																		
2	1/0	2	0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	1,43	36,06	34,75	11,06	2 a 3	59,25	18,70	62,13	0,03	82,58																		
3	1/0	2	0	0	0	0	0	0	0				1,58	28,15	26,15	8,16	3 a 4	85,40	26,85	89,52	0,04	192,92																		
4	1/0	2	0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,55	3,66	4,65	1,67	4 a T	4,65	1,67	4,94	0,02	5,33																		
5	1/0	2	0	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	0,52	3,49	4,49	1,62	5 a T	4,49	1,62	4,77	0,02	5,23																		
6	2/0	1/0	0	0	0	0	1	0	0	172,70	0,89	0,81	0,00	0,00	0,72	0,37	6 a T	0,72	0,37	0,81	0,03	5,01																		
																			<b>TOTAL</b>																					<b>311,95</b>

**CIRCUITO 70**

Capacidad de Transformador : 50c  
Tipo de Circuito : COM  
# de Abonados : COM.-INDUST.  
Voltaje del Circuito : 120/240  
Factor de Potencia : 0,957  
Calibre Conductor de Línea (ACSR) : # 2/0  
Resistencia Conductor (ohm/Km) : 0,425

POSTE	CONDUC AWG		LUMINARIA								USUARIOS		I (Amp)		TRAMO						
	LINEA	N	Hg	175	70	100	150	250	400	PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	Σ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)

POST	LINEA	N	175	70	100	150	250	400	PREAL (W)	FPL	I LUM (Amp)	POT. PROM. (KW)	$\Sigma$ I M (Amp)	I LUM+M X (Amp)	I LUM+M Y (Amp)	#	I TRAMO X (Amp)	I TRAMO Y (Amp)	I TRAMO TOTAL (Amp)	L (Km)	PERD. (W)
1	2/0	2	1	0	0	0	0	0	234,20	0,54	1,81	1,29	25,86	25,00	9,01	1 a 2	25,00	9,01	26,57	0,04	14,25
2	2/0	2	1	0	0	0	0	0	234,20	0,54	1,81	1,08	26,07	25,20	9,08	2 a 3	50,19	18,09	53,35	0,04	46,09
3	2/0	2	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	1,70	18,29	18,24	5,91	3 a s	68,43	24,00	72,52	0,02	43,98
4	2/0	2	1	0	0	0	0	0	234,20	0,54	1,81	0,92	12,28	12,38	5,08	4 a 5	12,38	5,08	13,39	0,03	6,34
5	2/0	2	0	0	0	0	1	0	299,92	0,90	1,39	1,05	19,24	19,12	6,18	5 a s	31,50	11,26	33,45	0,02	14,21
6	2/0	2	0	0	0	0	0	0				0,84	9,69	9,00	2,81	6 a 7	9,00	2,81	9,43	0,02	4,35
7	2/0	2	0	0	0	0	0	0				0,00	0,00	0,00	0,00	7 a s	9,00	2,81	9,43	0,02	4,51
	2/0	2	0	0	0	0	0	0				0,00	0,00	0,00	0,00	s a T	108,94	38,06	115,39	0,02	128,25
<b>TOTAL</b>																				<b>261,99</b>	

TABLA 2.1 (2/2)

CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE PODER DE EMELORO.

Descripción Subestación	Nombre Transf. o Autotransf.	Tipo T=Transf. A=Autotransf.	Marca	Devanados (#)	POTENCIA (MVA)			POTENCIA TERCIARIO (MVA)			VOLTAJE (kV)			TIPO DE CONEXIÓN			PÉRDIDAS (kW)		Fecha de Inicio de Operación
					OA	FA	FOA	OA	FA	FOA	(P)	(S)	(T)	(P)	(S)	(T)	Vacio	Plena Carga	
PEANA	T1	T	Mitsubishi	2	10	12,5					69	13,8		D	Y		13,91	45,83	1987
BARBONES	T1	T	Brush	2	2,5						67	13,2					5,54	19,45	1978
BARBONES	T2	T	Yorkshire	2	2,5						67	13,2					5,54	19,45	1981
CAMBIO	T1	T	Brush	2	10	12,5					67	13,8		Y	D		13,91	45,83	1983
CAMBIO	T2	T	Brush	2	10	12,5					67	13,8		Y	D		13,91	45,83	1983
CAMBIO	T3	T	Brush	2	10	12,5					13,8	13,8		D	Y		13,91	45,83	1983
MACHALA	T1	T	Yorkshire	3	10			3,5			67	13,2	4,67	Y	Y	D	13,91	45,83	1984
MACHALA	T2	T	Yorkshire	3	10			3,5			67	13,2	4,67	Y	Y	D	13,91	45,83	1984
PINOS	T1	T	Siemens	2	16	20					69	13,8		D	Y		18,92	49,62	1998
STA. ROSA	T1	T	Pauwels	2	5	6,25					69	13,8		D	Y		7,06	29,89	1984
STA. ROSA	T2	T	Pauwels	2	5	6,25					69	13,8		D	Y		7,06	29,89	1984
CENTRO	T1	T	Mitsubishi	2	10	12,5					69	13,8		D	Y		13,91	45,83	2001
ARENILLAS	T1	T	Sindelen Chile	2	3,75						67	13,2		D	Y		7,45	29,00	1984
ARENILLAS	T2	T	Brush	2	3,75						67	13,2		D	Y		7,45	29,00	1984
PACHE	T1	T	Mitsubishi	2	10	12,5					69	13,8		D	Y		13,91	45,83	2002
HUAQUILLAS	T1	T	Mitsubishi	2	5						69	13,8		D	Y		7,06	25,98	1987
HUAQUILLAS	T2	T	Brush	2	2,5						69	13,8		D	Y		5,54	19,45	2004
PAGUA	T1	T	Mitsubishi	2	5	6,25					69	13,8		D	Y		7,06	29,89	1970
BALAO	T1	T	Brush	2	5						69	13,8		D	Y		7,06	29,89	No Disponible
SARACAY	T1	T	Mitsubishi	2	5	6,25					69	13,8		D	Y		7,06	29,89	2002
LA IBERIA	T1	T	Mitsubishi	2	10	12,5					69	13,8		D	Y		13,91	45,83	2004
Costa Rica (Islas)	T1	T	Ecuatran	3	0,045						0,22	13,2		D	Y		0,13	1,14	1986
Jambely (Islas)	T1	T	Westinghouse	3	0,15						0,24	13,2		D	Y		0,45	2,00	1995

TABLA 2.2

DATOS EMITIDOS POR EL PROGRAMA POWER WORLD

CONDICIÓN DE CARGA	GENERACIÓN (MW)	DEMANDA (MW)	PÉRDIDAS (MW)
1	48,40	47,44	0,96
2	46,50	45,62	0,88
3	44,90	44,10	0,80
4	41,60	40,88	0,72
5	41,10	40,46	0,64
6	41,00	40,36	0,64
7	35,60	35,04	0,56
8	36,80	36,24	0,56
9	43,80	43,00	0,80
10	41,80	41,08	0,72
11	47,80	46,84	0,96
12	48,40	47,36	1,04
13	47,20	46,24	0,96
14	46,60	45,64	0,96
15	46,60	45,64	0,96
16	47,40	46,36	1,04
17	48,30	47,26	1,04
18	50,90	49,86	1,04
19	68,70	66,86	1,84
20	69,80	67,88	1,92
21	67,30	65,54	1,76
22	60,20	58,76	1,44
23	52,00	50,88	1,12
24	47,10	46,22	0,88
25	49,70	48,66	1,04
26	47,30	46,34	0,96
27	46,00	45,12	0,88
28	44,90	44,02	0,88
29	45,50	44,54	0,96
30	47,30	46,26	1,04
31	43,50	42,62	0,88
32	43,60	42,80	0,80
33	45,40	44,52	0,88
34	45,90	45,02	0,88
35	48,00	47,04	0,96
36	47,50	46,54	0,96
37	47,60	46,64	0,96
38	47,60	46,64	0,96
39	47,80	46,84	0,96
40	49,50	48,46	1,04
41	51,30	50,18	1,12
42	54,00	52,72	1,28
43	77,00	74,28	2,72
44	79,80	77,00	2,80
45	75,90	73,34	2,56
46	66,90	64,90	2,00
47	58,60	57,08	1,52
48	54,50	53,22	1,28
49	53,90	52,78	1,12
50	52,20	51,16	1,04
51	50,90	49,94	0,96
52	50,90	49,94	0,96
53	53,00	51,88	1,12
54	53,00	51,88	1,12
55	51,90	50,86	1,04
56	54,50	53,38	1,12
57	56,50	55,22	1,28
58	58,30	56,86	1,44
59	59,90	58,38	1,52
60	60,90	59,30	1,60
61	60,60	59,08	1,52
62	61,00	59,40	1,60
63	56,60	55,32	1,28
64	56,60	55,32	1,28
65	56,10	54,82	1,28
66	57,80	56,52	1,28
67	73,50	71,50	2,00
68	75,10	72,94	2,16
69	81,50	78,70	2,80
70	73,00	70,84	2,16
71	66,80	64,96	1,84
72	59,90	58,46	1,44

CONDICIÓN DE CARGA	GENERACIÓN (MW)	DEMANDA (MW)	PÉRDIDAS (MW)
73	57,70	56,34	1,36
74	55,40	54,12	1,28
75	53,50	52,30	1,20
76	52,00	50,88	1,12
77	51,10	50,06	1,04
78	48,20	47,24	0,96
79	45,20	44,32	0,88
80	41,20	40,48	0,72
81	52,10	50,90	1,20
82	56,20	54,76	1,44
83	58,50	56,90	1,60
84	59,70	58,02	1,68
85	59,50	57,90	1,60
86	58,60	57,00	1,60
87	58,60	57,00	1,60
88	59,10	57,42	1,68
89	58,30	56,70	1,60
90	58,50	56,90	1,60
91	81,20	78,40	2,80
92	68,70	66,94	1,76
93	66,80	64,72	2,08
94	69,20	67,36	1,84
95	53,90	52,54	1,36
96	56,90	55,70	1,20
97	50,20	49,32	0,88
98	48,30	47,42	0,88
99	46,70	45,90	0,80
100	46,10	45,30	0,80
101	46,60	45,80	0,80
102	46,30	45,50	0,80
103	43,20	42,48	0,72
104	44,80	44,08	0,72
105	47,90	47,02	0,88
106	49,30	48,42	0,88
107	50,10	49,14	0,96
108	50,80	49,84	0,96
109	50,00	49,04	0,96
110	50,10	49,14	0,96
111	48,20	47,32	0,88
112	50,70	49,74	0,96
113	52,40	51,36	1,04
114	57,30	56,02	1,28
115	75,40	73,24	2,16
116	78,30	75,90	2,40
117	75,00	72,84	2,16
118	67,50	65,74	1,76
119	62,10	60,66	1,44
120	56,70	55,50	1,20
121	49,40	48,52	0,88
122	48,30	47,50	0,80
123	46,80	46,00	0,80
124	46,30	45,58	0,72
125	46,70	45,98	0,72
126	49,40	48,52	0,88
127	38,80	38,24	0,56
128	48,60	47,72	0,88
129	50,50	49,62	0,88
130	51,70	50,74	0,96
131	54,10	53,06	1,04
132	54,70	53,58	1,12
133	53,00	51,96	1,04
134	52,90	51,86	1,04
135	53,10	52,06	1,04
136	52,30	51,26	1,04
137	54,10	52,98	1,12
138	54,60	53,48	1,12
139	68,20	66,44	1,76
140	74,10	72,10	2,00
141	73,10	71,18	1,92
142	66,70	65,10	1,60
143	60,70	59,34	1,36
144	56,60	55,40	1,20

**TABLA 2.3 (1/12)**

Pérdidas en el Mes de Enero																															
Hora \ Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1:00	1,46	0,72	0,69	0,75	0,56	0,72	0,77	0,65	0,73	0,77	0,75	0,70	0,77	0,83	0,85	0,85	0,91	0,98	0,78	0,83	0,78	0,80	0,79	0,80	0,86	0,70	0,81	0,78	0,84	0,82	0,84
2:00	1,31	0,56	0,61	0,66	0,53	0,67	0,65	0,61	0,63	0,67	0,64	0,64	0,71	0,76	0,77	0,76	0,78	0,87	0,70	0,76	0,72	0,73	0,74	0,73	0,75	0,64	0,73	0,72	0,76	0,75	0,72
3:00	1,12	0,51	0,56	0,62	0,52	0,65	0,63	0,56	0,60	0,64	0,61	0,59	0,68	0,73	0,73	0,72	0,71	0,80	0,67	0,71	0,69	0,70	0,70	0,68	0,69	0,61	0,69	0,68	0,72	0,72	0,69
4:00	1,00	0,50	0,54	0,59	0,52	0,63	0,61	0,55	0,60	0,61	0,58	0,59	0,67	0,71	0,69	0,69	0,67	0,75	0,65	0,71	0,68	0,69	0,69	0,65	0,66	0,61	0,67	0,66	0,71	0,69	0,68
5:00	0,90	0,52	0,55	0,58	0,55	0,67	0,66	0,60	0,63	0,61	0,58	0,62	0,71	0,73	0,72	0,72	0,68	0,72	0,68	0,74	0,71	0,73	0,72	0,67	0,64	0,65	0,71	0,71	0,75	0,72	0,70
6:00	0,81	0,59	0,60	0,61	0,71	0,81	0,79	0,73	0,74	0,67	0,61	0,78	0,85	0,86	0,87	0,85	0,75	0,73	0,82	0,86	0,84	0,87	0,84	0,72	0,66	0,79	0,85	0,83	0,88	0,85	0,76
7:00	0,50	0,45	0,39	0,29	0,60	0,73	0,67	0,60	0,70	0,48	0,41	0,64	0,68	0,64	0,67	0,64	0,55	0,55	0,61	0,70	0,68	0,67	0,64	0,51	0,46	0,65	0,75	0,65	0,73	0,63	0,62
8:00	0,43	0,48	0,43	0,41	0,60	0,71	0,66	0,62	0,64	0,53	0,46	0,65	0,72	0,71	0,73	0,71	0,61	0,56	0,69	0,75	0,69	0,70	0,70	0,58	0,51	0,70	0,75	0,70	0,74	0,70	0,66
9:00	0,44	0,56	0,55	0,48	0,75	0,77	0,79	0,78	0,76	0,62	0,53	0,86	0,92	0,96	1,01	0,95	0,77	0,61	0,93	0,94	0,91	0,90	0,92	0,70	0,59	0,92	0,93	0,96	0,90	0,94	0,76
10:00	0,47	0,62	0,66	0,54	0,85	0,83	0,83	0,87	0,80	0,76	0,53	0,94	0,96	1,06	1,14	1,10	0,93	0,68	1,01	1,05	1,02	0,96	1,01	0,83	0,65	1,06	1,03	1,08	0,94	1,08	0,83
11:00	0,50	0,39	0,74	0,58	0,97	0,92	0,86	0,97	0,84	0,85	0,64	1,01	1,02	1,18	1,23	1,18	1,02	0,75	1,15	1,18	1,09	1,08	1,12	0,94	0,70	1,14	1,08	1,18	1,16	1,15	0,92
12:00	0,56	0,62	0,79	0,59	1,00	0,94	0,88	1,01	0,87	0,89	0,72	1,06	1,05	1,22	0,50	1,25	1,05	0,83	1,21	1,20	1,14	1,12	1,18	0,95	0,76	1,18	1,08	1,20	1,15	1,20	0,96
13:00	0,56	0,64	0,79	0,63	0,96	0,90	0,81	0,96	0,85	0,88	0,68	1,01	1,02	1,16	1,12	1,20	1,02	0,78	1,17	1,11	1,05	1,06	1,12	0,93	0,75	1,12	1,03	1,15	1,09	1,12	0,91
14:00	0,54	0,64	0,77	0,62	1,02	0,95	0,83	1,00	0,91	0,82	0,67	0,98	1,13	1,22	1,12	1,25	1,01	0,80	1,24	1,21	1,14	1,13	1,23	0,95	0,74	1,18	1,14	1,21	1,19	1,15	0,90
15:00	0,50	0,64	0,75	0,61	1,11	1,02	0,88	1,10	0,98	0,83	0,67	1,12	1,20	1,28	1,23	1,30	0,97	0,80	1,31	1,25	1,20	1,20	1,29	0,95	0,73	1,22	1,22	1,30	1,24	1,15	0,88
16:00	0,48	0,64	0,70	0,61	1,10	1,04	0,93	1,14	1,05	0,81	0,66	1,14	1,24	1,24	1,27	1,31	0,96	0,77	1,33	1,26	1,26	1,20	1,28	0,90	0,70	1,22	1,13	1,29	1,15	1,09	0,84
17:00	0,51	0,68	0,73	0,69	1,07	1,00	0,94	1,09	1,06	0,86	0,67	1,13	1,21	1,22	1,19	1,21	0,92	0,74	1,25	1,18	1,20	1,15	1,20	0,86	0,70	1,17	1,14	1,23	1,11	1,04	0,79
18:00	0,63	0,81	0,92	0,89	1,14	1,05	1,02	1,15	1,01	1,08	0,78	1,16	1,17	1,15	1,13	1,14	0,89	0,74	1,12	1,10	1,11	0,99	1,07	0,88	0,80	1,14	1,14	1,17	1,16	1,05	0,79
19:00	1,44	1,67	1,78	1,51	2,00	1,98	1,83	1,98	1,81	1,79	1,64	1,99	1,99	2,05	1,89	1,83	1,68	1,46	1,79	1,74	1,83	1,75	1,65	1,74	1,55	2,00	1,93	1,99	1,92	1,75	1,42
20:00	1,64	1,78	1,93	1,74	2,17	2,16	2,08	2,18	2,12	1,92	1,83	2,22	2,26	2,32	2,31	2,26	2,10	1,94	2,23	2,19	2,21	2,24	2,16	2,01	1,83	2,03	2,13	2,25	2,18	2,04	1,85
21:00	1,49	1,67	1,76	1,52	2,06	2,03	1,82	1,97	1,99	1,80	1,76	2,11	2,19	2,20	2,19	2,13	2,01	1,84	2,15	2,07	2,08	2,10	1,99	1,92	1,70	1,98	1,99	2,13	2,03	1,91	1,74
22:00	1,22	1,43	1,52	1,17	1,73	1,73	1,52	1,77	1,98	1,54	1,51	1,82	1,88	1,87	1,82	1,85	1,81	1,57	1,80	1,71	1,72	1,72	1,70	1,67	1,45	1,73	1,70	1,85	1,74	1,65	1,66
23:00	0,98	1,08	1,18	0,85	1,22	1,26	1,11	1,26	1,32	1,21	1,14	1,32	1,38	1,40	1,39	1,44	1,43	1,14	1,36	1,28	1,28	1,28	1,30	1,35	1,10	1,29	1,70	1,75	1,55	1,52	1,25
0:00	0,81	0,83	0,91	0,64	0,87	0,92	0,75	0,87	0,97	0,94	0,84	0,94	1,00	1,05	1,04	1,10	1,21	0,91	0,99	0,93	0,98	0,99	0,99	1,04	0,85	0,97	0,92	1,00	0,99	1,01	1,00
<b>Total MWh/DIA</b>	<b>20,27</b>	<b>19,01</b>	<b>20,87</b>	<b>18,16</b>	<b>24,62</b>	<b>25,11</b>	<b>23,36</b>	<b>25,01</b>	<b>24,58</b>	<b>22,57</b>	<b>19,91</b>	<b>26,01</b>	<b>27,40</b>	<b>28,53</b>	<b>27,61</b>	<b>28,44</b>	<b>25,42</b>	<b>22,31</b>	<b>27,63</b>	<b>27,45</b>	<b>26,98</b>	<b>26,73</b>	<b>27,01</b>	<b>23,96</b>	<b>20,82</b>	<b>26,71</b>	<b>27,27</b>	<b>28,46</b>	<b>27,64</b>	<b>26,72</b>	<b>23,16</b>

**TABLA 3.1**

**TIEMPOS (horas) DEL PROCESO DE CONTRATACION DETALLADO**

**PASO A PASO PARA UN MEJOR ANALISIS**

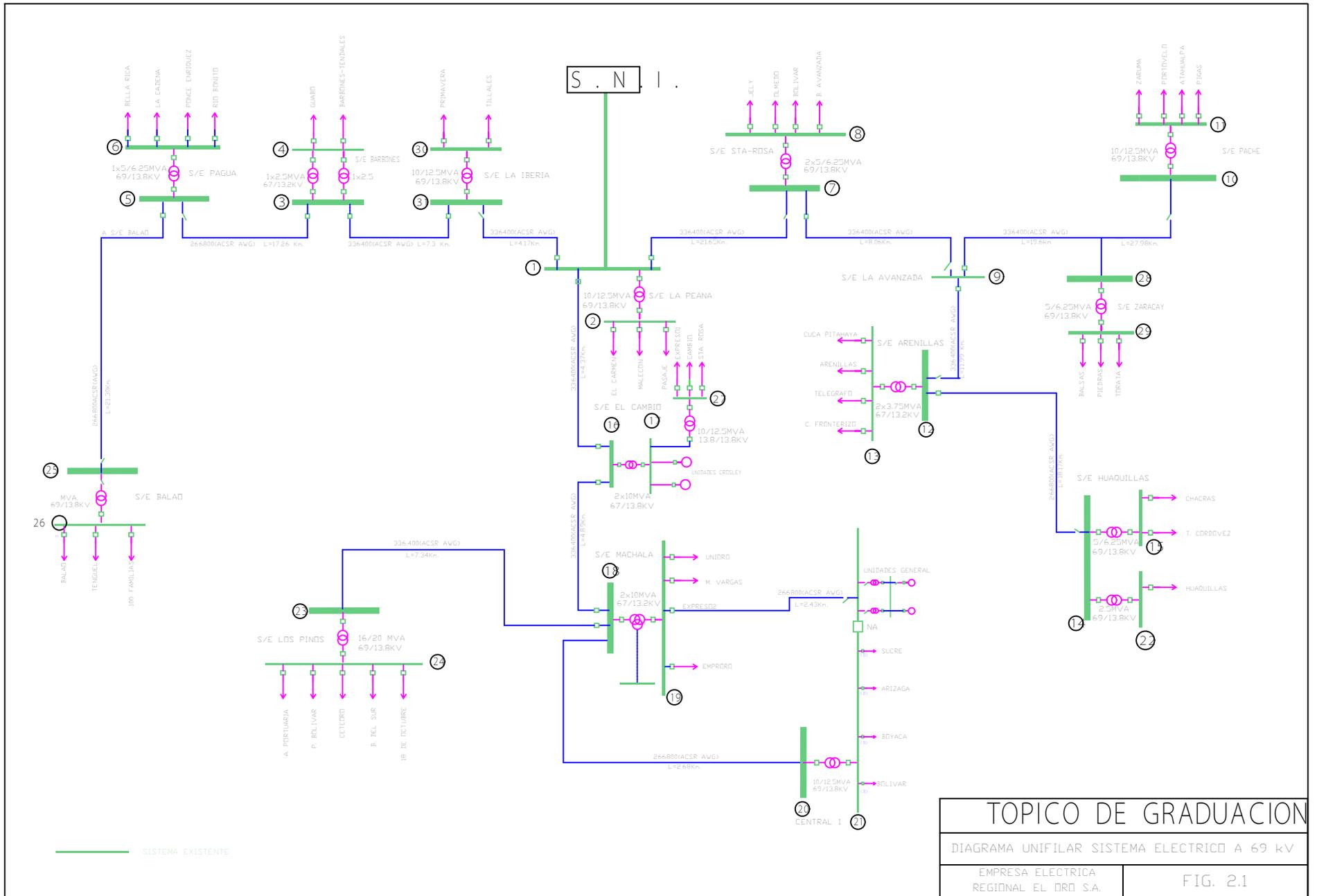
<b>PASOS</b>	<b>SEMANA 1</b>	<b>SEMANA 2</b>	<b>SEMANA 3</b>	<b>SEMANA 4</b>	<b>TIEMPO TOTAL EN EL MES</b>
Recibir Requisitos del clientes pedidos por la Empresa	0,667	0,367	0,333	0,400	<b>1,77</b>
Llenar solicitud con datos del cliente	1,000	0,550	0,500	0,600	<b>2,65</b>
Validar deudas anteriores	0,333	0,183	0,167	0,200	<b>0,88</b>
Solicitud espera en base de datos	2,333	1,283	1,167	1,400	<b>6,18</b>
Imprimir orden de inspección	0,067	0,037	0,033	0,040	<b>0,18</b>
Entregar solicitud del cliente al inspector	2,333	0,917	2,000	1,800	<b>7,05</b>
Realizar la inspección	13,917	11,167	10,183	2,167	<b>37,43</b>
Entrega de datos de la inspección	1,667	0,917	0,833	1,000	<b>4,42</b>
Ingreso de datos de la inspección	1,833	1,100	1,183	1,067	<b>5,18</b>
Revisión de solicitud en base de datos	1,896	1,245	1,654	1,024	<b>5,82</b>
Verificar si existen materiales en bodega	6,158	9,154	8,243	7,264	<b>30,82</b>
Imprimir autorización para retirar materiales	0,864	1,203	1,245	0,984	<b>4,30</b>
Aprobar orden de instalación	6,152	4,326	8,154	5,637	<b>24,27</b>
Realizar instalación	16,647	13,258	17,246	11,247	<b>58,40</b>
Entrega de datos de la instalación	1,423	0,846	0,948	1,241	<b>4,46</b>
Ingreso de datos de la instalación	1,587	1,467	1,068	1,251	<b>5,37</b>

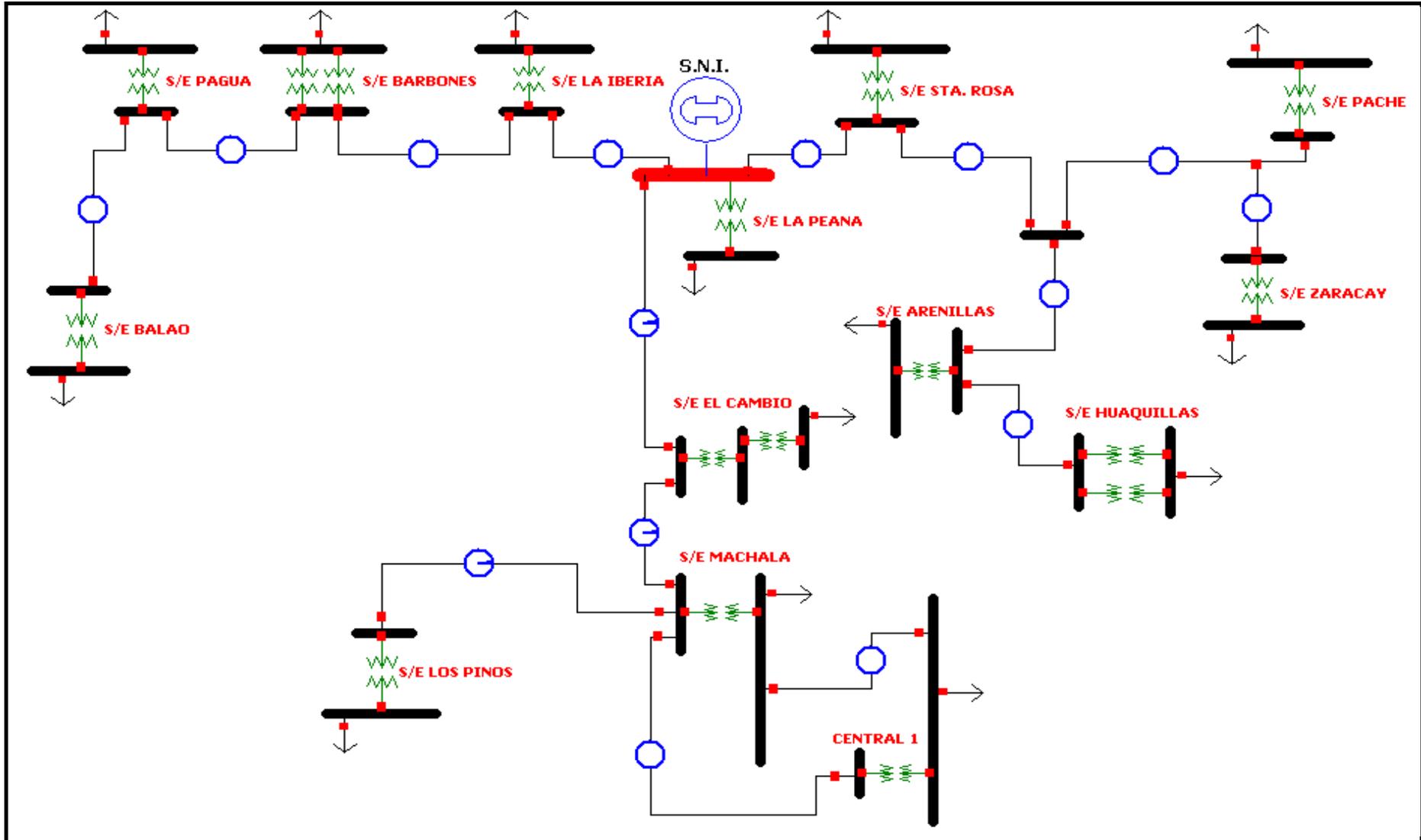
TABLA 3.2

HOJA DE TRABAJO DEL PROCESO DE CONTRATACION

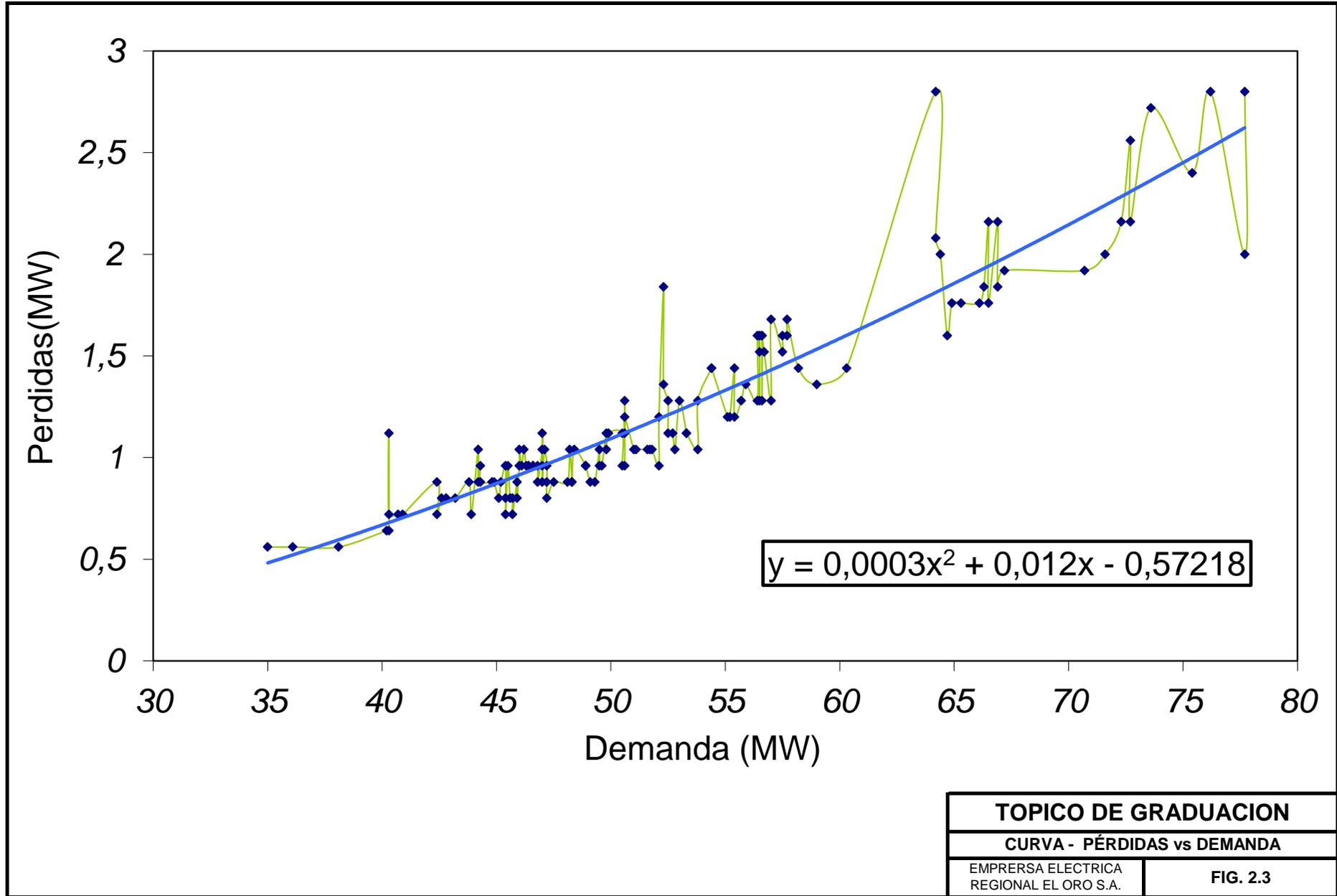
Nº	PASOS	TIEMPO	○	⇒	⊕	□	▽	®
1	Recibir Requisitos del clientes pedidos por la Empresa	1,77	X					
2	Llenar solicitud con datos del cliente	2,65	X					
3	Validar deudas anteriores	0,88			X			
4	Solicitud espera en base de datos	6,18			X			
5	Imprimir orden de inspección	0,18	X					
6	Entregar solicitud del cliente al inspector	7,05	X					
7	Realizar la inspección	37,43	X					
8	Entrega de datos de la inspección	4,42		X				
9	Ingreso de datos de la inspección	5,18	X					
10	Revisión de solicitud en base de datos	5,82			X			
11	Verificar si existen materiales en bodega	30,82			X			
12	Imprimir autorización para retirar materiales	4,30	X					
13	Aprobar orden de instalación	24,27			X			
14	Realizar instalación	58,40	X					
15	Entrega de datos de la instalación	4,46		X				
16	Ingreso de datos de la instalación	5,37	X					

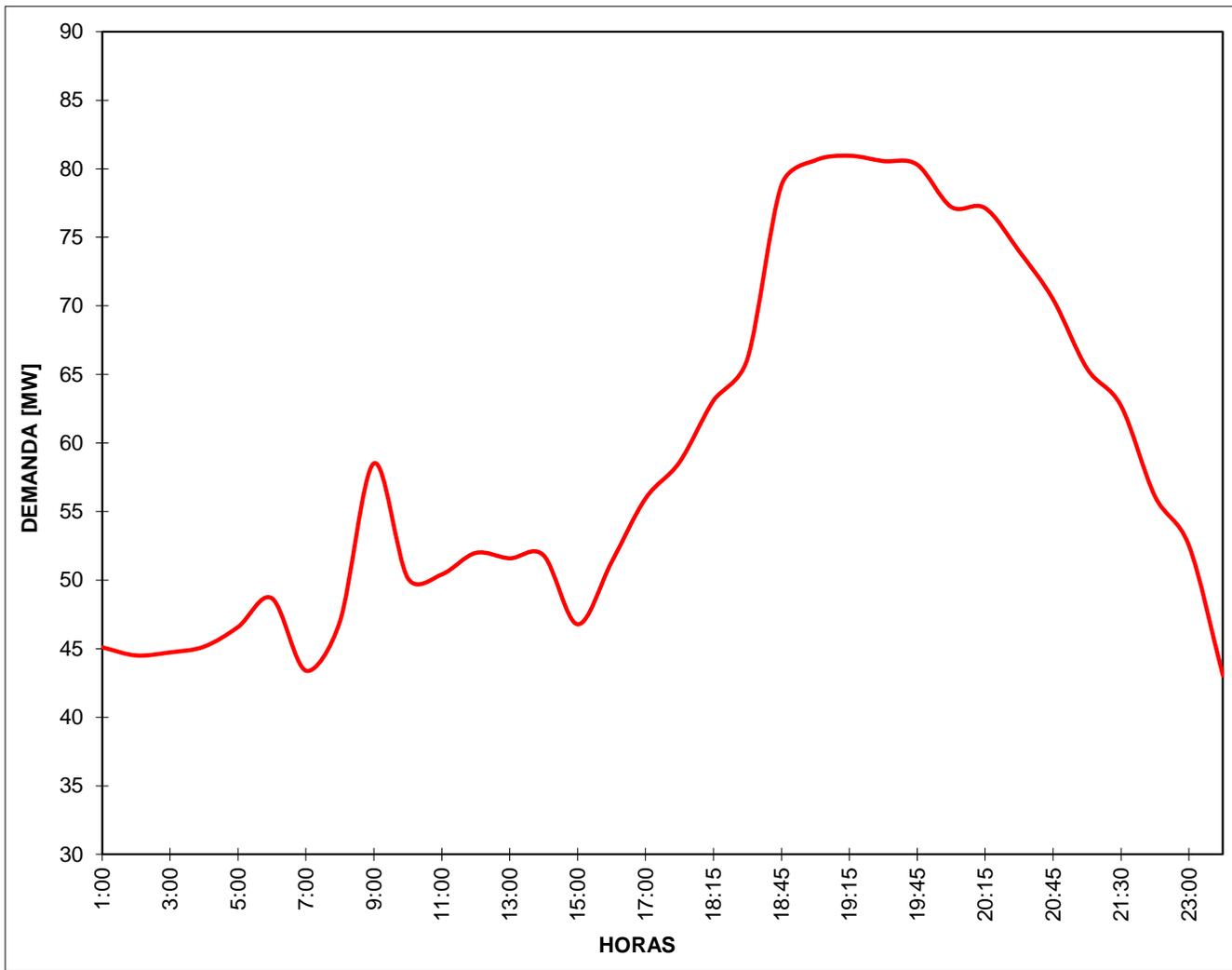






<b>TOPICO DE GRADUACION</b>	
<b>SISTEMA 69kV - POWER WORLD</b>	
EMPRERSA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.	<b>FIG. 2.2</b>





HORA	DEMANDA [MW]
1:00:00	45,103
2:00:00	44,507
3:00:00	44,729
4:00:00	45,147
5:00:00	46,578
6:00:00	48,671
7:00:00	43,396
8:00:00	46,976
9:00:00	58,512
10:00:00	50,149
11:00:00	50,414
12:00:00	51,984
13:00:00	51,592
14:00:00	51,803
15:00:00	46,779
16:00:00	51,309
17:00:00	55,956
18:00:00	58,601
18:15:00	63,093
18:30:00	66,133
18:45:00	78,790
19:00:00	80,616
19:15:00	80,950
19:30:00	80,560
19:45:00	80,299
20:00:00	77,220
20:15:00	77,128
20:30:00	73,990
20:45:00	70,478
21:00:00	65,431
21:30:00	62,710
22:00:00	56,109
23:00:00	52,521
24:00:00	43,054

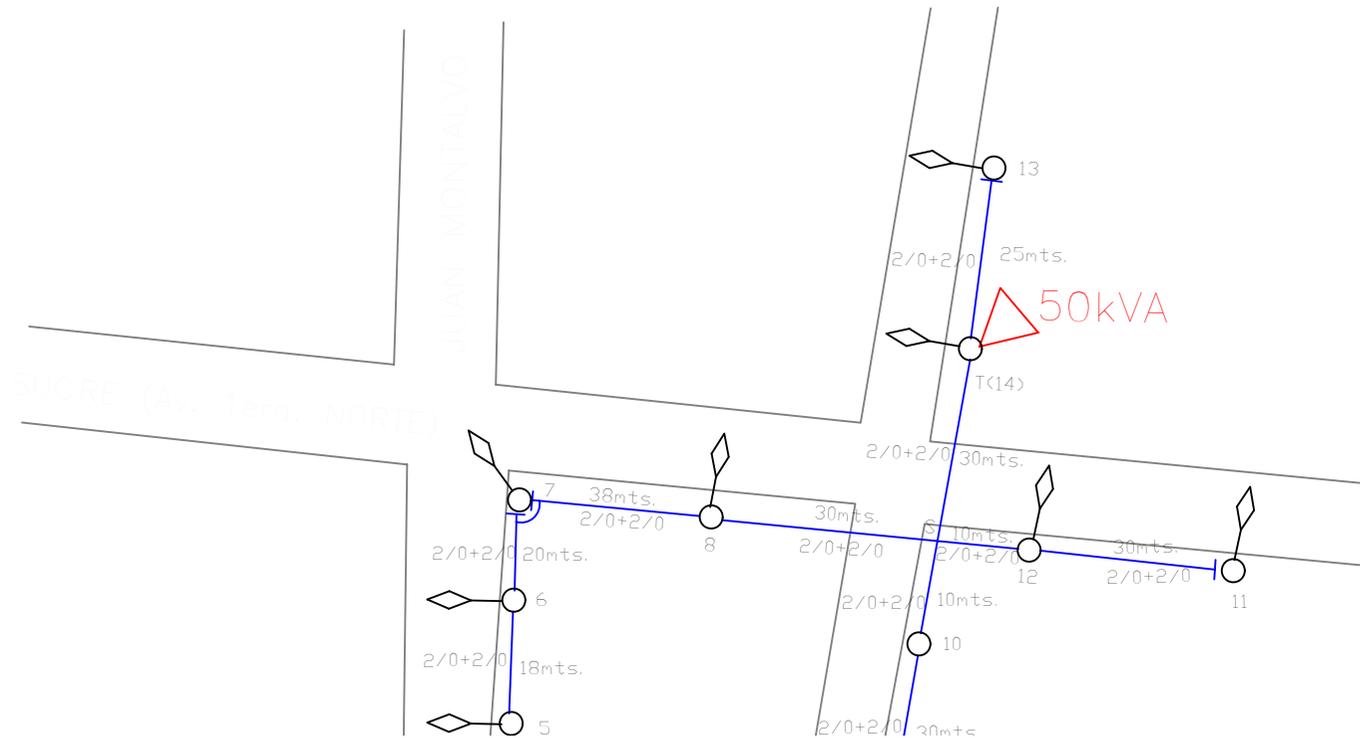
DIA : DEMANDA MAXIMA  
 FECHA : SEPTIEMBRE - 2005  
 Fp : 0,493

<b>TOPICO DE GRADUACION</b>	
<b>CURVA DE CARGA - SEPTIEMBRE 2005</b>	
EMPRERSA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.	<b>FIG. 2.4</b>

**SIMBOLOGIA**

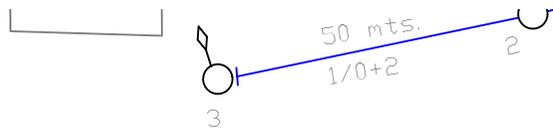
	POSTE DE 11mts.		LAMPARA DE MERCURIO DE 175 (w)
	POSTE DE 9mts.		LAMPARA DE SODIO DE 250 (w)
	CIRCUITO SECUNDARIO		TRANSF. MONOFASICO

TOPICO DE GRADUACION	
DIAGRAMA UNIFILAR - RESID. MEDIO (CIRCUITO 50)	
EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.	FIG. 2.5 (2/4)



UBICACION DEL TRANSFORMADOR DE 50 kVA

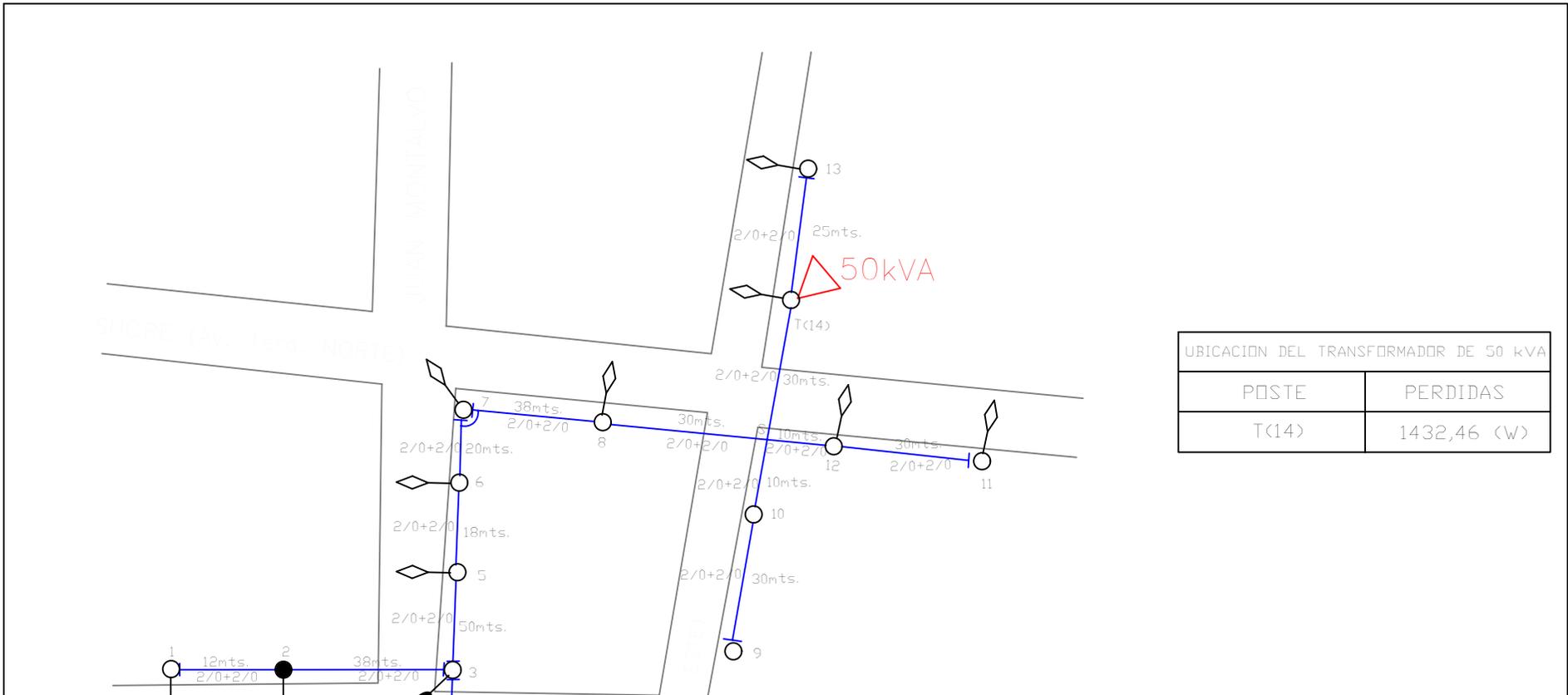
POSTE	PERDIDAS
T(14)	1432,46 (w)



SIMBOLOGIA

○	POSTE DE 11mts.	⌋	LAMPARA DE MERCURIO DE 175 (w)
●	POSTE DE 9mts.	◇	LAMPARA DE SODIO DE 250 (w)
—	CIRCUITO SECUNDARIO	△	TRANSF. MONOFASICO

TOPICO DE GRADUACION	
DIAGRAMA UNIFILAR - RESID. MEDIO (CIRCUITO 50)	
EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.	FIG. 2.5 (2/4)



UBICACION DEL TRANSFORMADOR DE 50 kVA	
POSTE	PERDIDAS
T(14)	1432,46 (w)

1167,14 (kWh)

606,29 (kWh)

SIMBOLOGIA

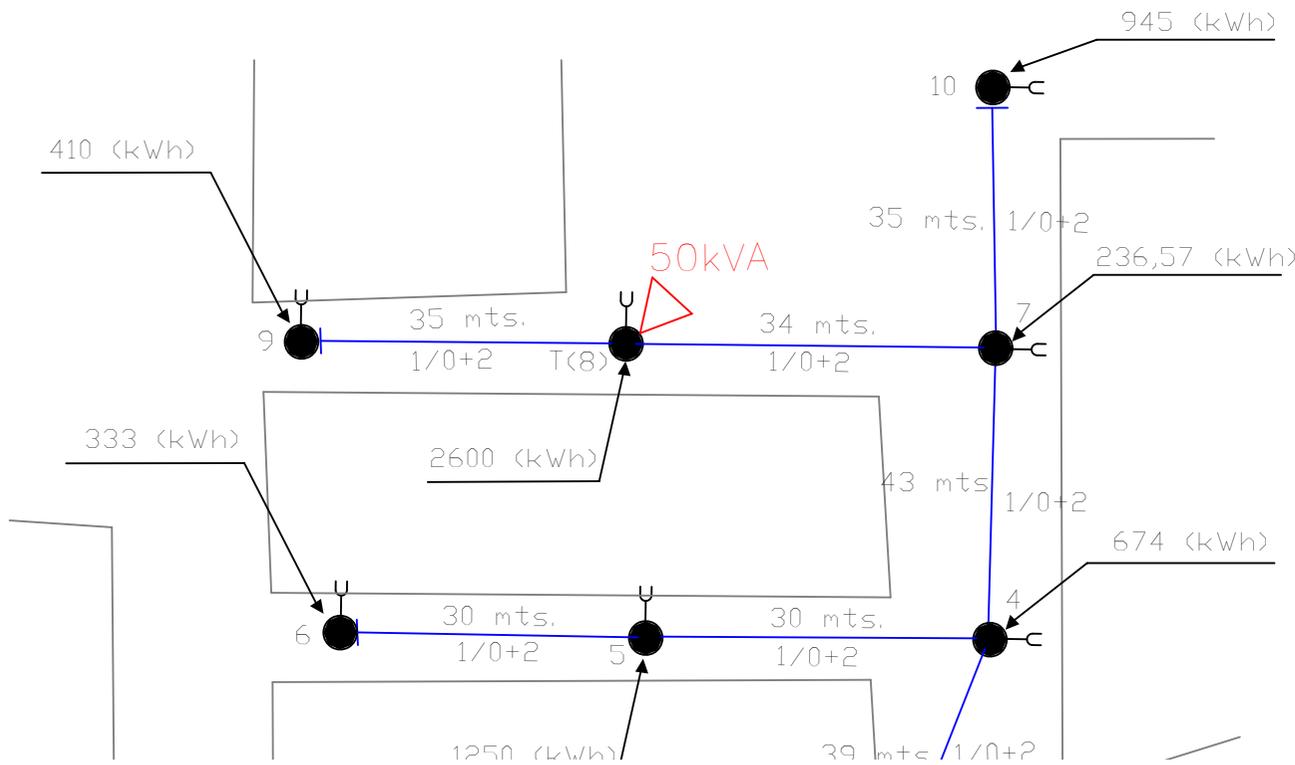
- POSTE DE 11mts.      LAMPARA DE MERCURIO DE 175 (w)
- POSTE DE 9mts.      LAMPARA DE SODIO DE 250 (w)
- CIRCUITO SECUNDARIO      TRANSF. MONOFASICO

TOPICO DE GRADUACION

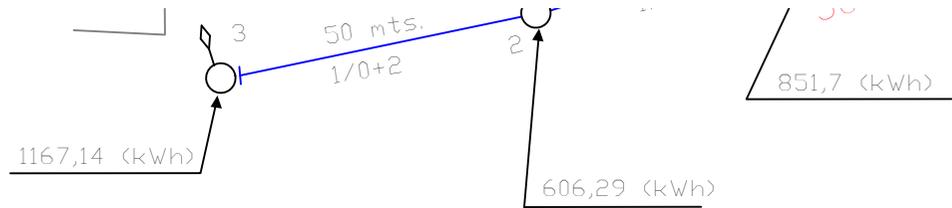
UBICACION ORIGINAL DEL TRANSF. - CIRCUITO TIPO

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.

FIG. 4.1 (1/2)



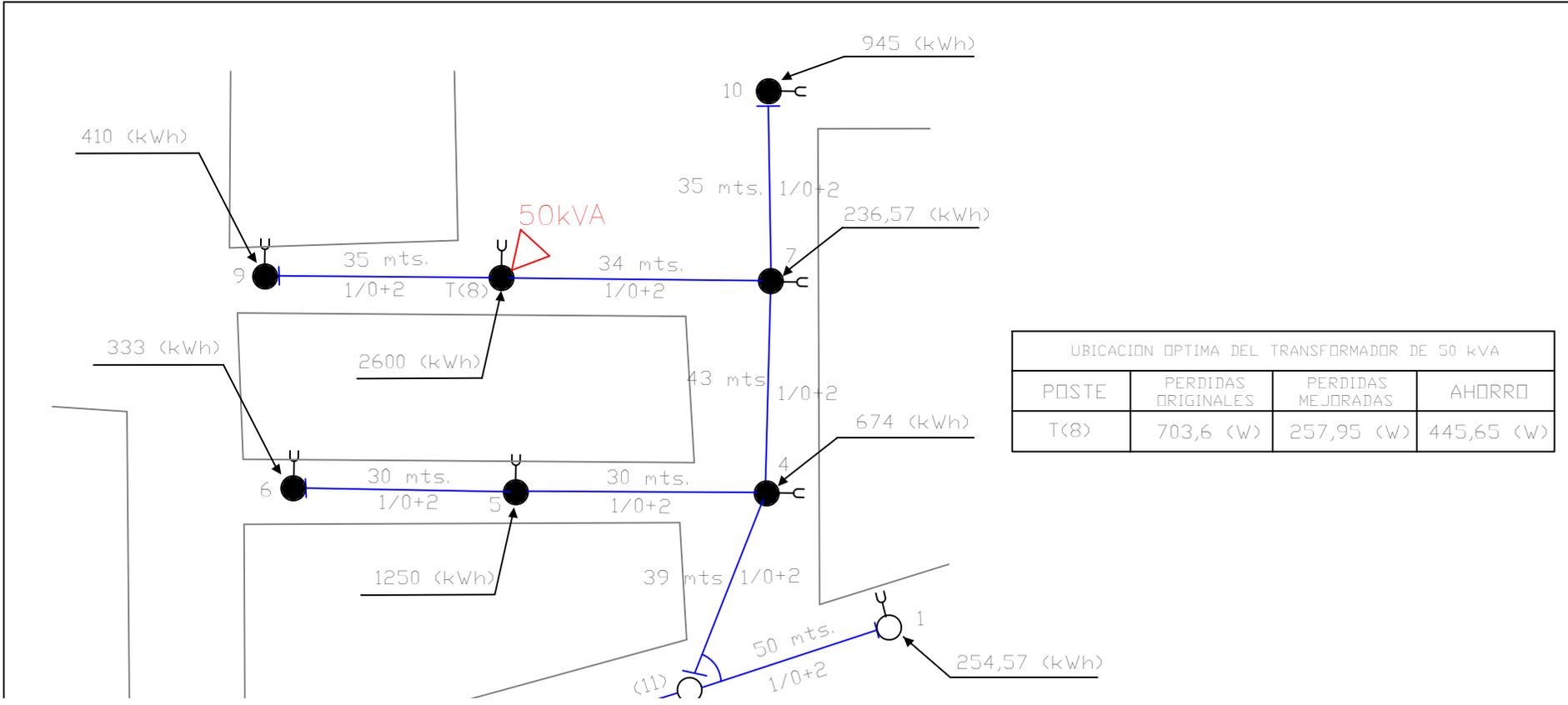
UBICACION OPTIMA DEL TRANSFORMADOR DE 50 kVA			
POSTE	PERDIDAS ORIGINALES	PERDIDAS MEJORADAS	AHORRO
T(8)	703,6 (w)	257,95 (w)	445,65 (w)



SIMBOLOGIA

○	POSTE DE 11mts.	⌋	LAMPARA DE MERCURIO DE 175 (w)
●	POSTE DE 9mts.	◇	LAMPARA DE SODIO DE 250 (w)
—	CIRCUITO SECUNDARIO	△	TRANSF. MONOFASICO

TOPICO DE GRADUACION	
UBICACION ORIGINAL DEL TRANSF. - CIRCUITO TIPO	
EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.	FIG. 4.1 (1/2)



UBICACION OPTIMA DEL TRANSFORMADOR DE 50 kVA

POSTE	PERDIDAS ORIGINALES	PERDIDAS MEJORADAS	AHORRO
T(8)	703,6 (w)	257,95 (w)	445,65 (w)



