



**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y COMPUTACIÓN**

**“Análisis Técnico y Económico para la Reducción de Pérdidas en la  
Empresa de Distribución de Energía Eléctrica de Guayaquil”**

**TESIS DE GRADO**

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

**Especialización: POTENCIA**

Presentada por:

David Abdón Ormaza Bustamante

Marlon Casilla Hernández

Ruby Quishpe Buñay

Guayaquil – Ecuador

2006

## **AGRADECIMIENTO**

Agradecemos primeramente a Dios por habernos dado fuerza, confianza y sabiduría para la realización de este tópico de graduación que a la vez nos permite obtener un título profesional.

Además queremos agradecer a nuestros padres y familiares que siempre estuvieron aconsejándonos, también un especial agradecimiento a los Ingenieros Adolfo Salcedo y Albero Tama quienes contribuyeron con sus experiencias para la realización de este tópico de graduación.

## **DEDICATORIA**

Dedicamos este trabajo y todo nuestro esfuerzo a nuestros padres, quienes nos han dado el respaldo incondicional, teniendo siempre presente los valores que son de suma importancia para las aspiraciones que nosotros tengamos.

Para ellos va dedicada esta obra.

# TRIBUNAL DE GRADO

---

Ing. Armando Altamirano  
**Vice-rector General de la ESPOL  
PRINCIPAL**

---

Ing. Adolfo Salcedo  
**DIRECTOR DEL TOPICO**

---

Ing. Leo Salomón  
**MIEMBRO DEL JURADO**

---

Ing. Jorge Chiriboga  
**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).

.....  
**David Ormaza Bustamante**

.....  
**Marlon Casilla Hernández**

.....  
**Ruby Quishpe Buñay**

## RESUMEN

El t3pico consiste en dar alternativas para la reducci3n de p3rdidas, estas alternativas deben ser justificadas desde el punto de vista t3cnico como econ3mico para que en el momento de la toma de decisi3n del proyecto este contribuya positivamente.

Primeramente se dar3n a conocer los aspectos generales tales como cual es su estatuto, como esta manejado administrativamente la empresa, infraestructura, caracter3sticas de la carga, etc. Tener conocimiento de estos puntos es de mucha importancia para el entendimiento del proyecto.

Se realizaran metodolog3a de c3lculo para la determinaci3n de cada una de las p3rdidas en estudio (t3cnicas y no t3cnicas), para posteriormente determinar las p3rdidas de potencia y energ3a. Una vez conocidas las p3rdidas se plantearan alternativas para la reducci3n de las mismas.

Luego, cada una de las alternativas ser3n analizadas desde el punto de vista econ3mico para ver si el proyecto es rentable o no. Las alternativas ser3n ordenadas por prioridad y se justificar3 cada una de ellas.

## INDICE GENERAL

	Pág.
<b>RESUMEN .....</b>	<b>VI</b>
<b>INDICE GENERAL .....</b>	<b>VII</b>
<b>INDICE DE TABLAS .....</b>	<b>XIV</b>
<b>INDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>VIII</b>
<b>INTRODUCCION .....</b>	<b>XIX</b>

### CAPITULO 1

<b>1. ASPECTOS GENERALES DE LA EMPRESA. ....</b>	<b>1</b>
1.1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.2. ESTATUTO DE LA EMPRESA .....	2
1.3. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DE LA EMPRESA .....	4
1.3.1. ORGANIGRAMA ADMINISTRATIVO .....	4
1.3.2. AREA DE CONCESIÓN Y COBERTURA DE SERVICIO .....	5
1.3.3. SERVICIOS QUE OFRECE. ....	7
1.4. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DEL SISTEMA GUAYAQUIL ...	8
1.4.1. CONFIGURACIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES. ....	9

1.4.2. PUNTOS DE ENTREGA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA. ....	10
1.4.3. SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN. ....	10
1.4.4. SUBESTACIONES DE REDUCCIÓN. ....	11
1.4.5. ALIMENTADORES PRIMARIO. ....	12
1.4.6. CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA. ....	13
<b>1.5. SITUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE LA EMPRESA. ....</b>	<b>14</b>
1.5.1. DIAGNOSTICO TÉCNICO – ECONÓMICO. ....	14
1.5.2. BALANCE DE ENERGÍA. ....	17

## **CAPITULO 2**

<b>2. PÉRDIDAS TÉCNICAS .....</b>	<b>18</b>
2.1. INTRODUCCIÓN .....	18
2.2. DEFINICIÓN. ....	19
2.3. CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS. ....	21
2.3.1. PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN. ....	23
2.3.2. PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIO. .....	27
2.3.3. PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIO. .....	30



2.4. CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS DEL SISTEMA GUAYAQUIL. ....	31
2.4.1. CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN. ....	34
2.4.1.1. DATOS NECESARIOS Y DISPONIBLES PARA EL CÁLCULO. ....	35
2.4.1.2. METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN SUBTRANSMISIÓN. ....	36
2.4.1.3. PÉRDIDAS DE POTENCIA. ....	37
2.4.1.4. PÉRDIDAS DE ENERGÍA. ....	39
2.4.2. CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN. ....	41
2.4.2.1. DATOS NECESARIOS Y DISPONIBLES PARA EL CÁLCULO. ....	42
2.4.2.2. METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN EL SISTEMA PRIMARIO. ....	43
2.4.2.3. PÉRDIDAS DE POTENCIA. ....	50
2.4.2.4. PÉRDIDAS DE ENERGÍA. ....	55

2.4.3. CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SISTEMA SECUNDARIO DE DISTRIBUCIÓN. ....	56
2.4.3.1. DATOS NECESARIOS Y DISPONIBLES PARA EL CÁLCULO. ....	56
2.4.3.2. METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN EL SISTEMA SECUNDARIO. ....	57
2.4.3.3. PÉRDIDAS DE POTENCIA. ....	62
2.4.3.4. PÉRDIDAS DE ENERGÍA. ....	67
2.5. ANÁLISIS DE RESULTADOS. ....	69

### **CAPITULO 3**

<b>3. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS. ....</b>	<b>70</b>
3.1. INTRODUCCIÓN. ....	70
3.2. CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS. ....	71
3.2.1. PÉRDIDAS SOCIALES. ....	71
3.2.2. PÉRDIDAS COMERCIALES. ....	72
3.3. CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS. ....	72
3.3.1. INFORMACIÓN NECESARIA Y DISPONIBLE. ....	73

3.3.2. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS. ....	74
3.3.3. PÉRDIDA NO TÉCNICAS DE ENERGÍA. ....	76
3.4. ANÁLISIS DE RESULTADOS. ....	79

## **CAPITULO 4**

<b>4. REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL. ....</b>	<b>80</b>
4.1. INTRODUCCIÓN. ....	80
<b>4.2. REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS. ....</b>	<b>80</b>
4.2.1. ALTERNATIVAS PROPUESTAS PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS. ....	81
4.2.1.1. CAMBIO DE CONDUCTORES. ....	82
4.2.1.2. INSTALACIÓN DE CAPACITORES. ....	83
4.3. REDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS SOCIALES. ....	85
4.3.1. ALTERNATIVAS PROPUESTAS PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS SOCIALES. ....	87

4.3.1.1. INSTALACIÓN DE CABLES ANTIHURTO Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PARA EQUIPOS DE MEDICIÓN EN LAS REDES DEL SISTEMA. ....	88
--	----

4.4. REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS COMERCIALES. ....	90
--	----

4.4.1. ALTERNATIVA PROPUESTA PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS COMERCIALES. ....	95
--	----

4.4.1.1. MEJORAMIENTO DEL PROCESO ADMINISTRATIVO DE CONTRATACIÓN E INSTALACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO. ....	96
---	----

## **CAPITULO 5**

### **5. PRIORIZACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA Y DE FACTIBILIDAD DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS.**

5.1. INTRODUCCIÓN. ....	101
-------------------------	-----

5.2. EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS <b>TÉCNICAS</b> . ....	101
---	-----

5.2.1. ANÁLISIS COSTO BENEFICIO POR CAMBIO DE CONDUCTOR. ....	102
---	-----

5.3. EVALUACIÓN DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS <b>SOCIALES</b> . ....	105
--	-----

5.3.1. ANÁLISIS COSTO BENEFICIO POR INSTALACIÓN DE CABLES ANTIURTO. ....	105
5.4. EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS <b>COMERCIALES</b> . ....	114
5.4.1. ANÁLISIS COSTO BENEFICIO DEL MEJORAMIENTO DEL PROCESO ADMINISTRATIVO DE CONTRATACIÓN E INSTALACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO. ....	114
5.4.1.1. COSTO DEL PROYECTO. ....	115
5.4.1.2. RENTABILIDAD DEL PROYECTO. ....	116
5.5. PRIORIZACIÓN Y FACTIBILIDAD DE LAS ALTERNATIVAS. ....	119
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. ....	121

## **ANEXOS.**

**ANEXO 1:** Gráficos y Subestaciones.

**ANEXO 2:** Tablas.

## **BIBLIOGRAFIA.**

## INDICE DE TABLAS

**Pág.**

### **CAPITULO 1:**

<b>TABLA 1A:</b> # de abonados según el tipo de consumidor .....	5
<b>TABLA 1B:</b> consumo de energía por consumidor .....	6
<b>TABLA 1C:</b> Servicio que presta la CATEG .....	7
<b>TABLA 1D:</b> Datos de carga de subestaciones .....	11
<b>TABLA 1E:</b> Demanda máxima y factor de carga .....	16
<b>TABLA 1G:</b> Balance de Energía .....	17

### **CAPITULO 2:**

<b>TABLA 2A:</b> Pérdidas de potencia a demanda máxima en los transformadores de poder. ....	38
<b>TABLA 2A.1:</b> Pérdidas en las líneas de subtransmisión a demanda máxima .....	39

<b>TABLA 2B:</b> Pérdidas de energía mensual en líneas de subtransmisión y subestaciones .....	41
<b>TABLA 2C:</b> Potencia y corriente en alimentadores. ....	50
<b>TABLAS 2C.1:</b> Potencia y corriente en alimentadoras de las subestaciones. ....	52
<b>TABLA 2D.1:</b> Datos y resultados para el análisis de corriente. ....	53
<b>TABLA 2D.1:</b> factor de potencia, longitud y tipo de conductor en alimentadoras. ....	53
<b>TABLA 2E.1:</b> Características de trafos de distribución monofasicos. ....	63
<b>TABLA 2E.2:</b> Características de trafos de distribución trifásicos. ....	63
<b>TABLA 2F:</b> Redes secundarias .....	65
<b>TABLA 2G:</b> Alumbrado publico. ....	66

### **CAPITULO 3:**

<b>TABLA 3A.1:</b> Energía disponible y entregada a terceros. ....	76
<b>TABLA 3A.2:</b> Energía por peaje y facturada. ....	77
<b>TABLA 3B.1:</b> Pérdidas globales mensual .....	77
<b>TABLA 3B.2:</b> Pérdidas globales total .....	78

**CAPITULO 4:**

<b>TABLA 4A.1:</b> Longitud y datos técnicos del conductor actual. ....	82
<b>TABLA 4A.2:</b> Longitud y datos técnicos del conductor nuevo .....	83
<b>TABLA 4B:</b> Pérdidas con el actual y el nuevo conductor .....	83
<b>TABLA 4C:</b> Actividades y pasos del proceso actual. ....	93
<b>TABLA 4D:</b> Sumatoria de los pasos del proceso actual .....	94
<b>TABLA 4E:</b> Actividades y pasos del proceso mejorado. ....	99
<b>TABLA 4F:</b> Sumatoria de los pasos del proceso mejorado. ....	99

**CAPITULO 5**

<b>TABLA 5A:</b> Ahorro de energía en KWh y dólares por cambio de conductor. ....	102
<b>TABLA 5B:</b> Costo por cambio de conductor. ....	103
<b>TABLA 5C:</b> Cargos tarifarios. ....	106
<b>TABLA 5D:</b> Beneficios en clientes residenciales de bajo consumo. ....	107
<b>TABLA 5D:</b> Beneficios en clientes residenciales de alto consumo. ....	108
<b>TABLA 5F:</b> Precios unitarios de materiales. ....	109
<b>TABLA 5G:</b> Costo para clientes residenciales de alto consumo .....	110



<b>TABLA 5H:</b> Costo para clientes residenciales de bajo consumo. ....	112
<b>TABLA 5I:</b> Relación beneficio costo en clientes residenciales de alto consumo. .....	113
<b>TABLA 5J:</b> Relación beneficio costo en clientes residenciales de bajo consumo. .....	113
<b>TABLA 5K:</b> Reporte mensual del proceso de contratación. ....	117
<b>TABLA 5L:</b> Beneficios del proceso de contratación. ....	118

## INDICE DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>CAPITULO 1</b>	
<b>FIGURA 1a:</b> Organigrama Administrativo. ....	4
<b>FIGURA 1b:</b> Áreas de concesión de las empresa distribuidoras. ....	6
<b>CAPITULO 2</b>	
<b>Figura 2a:</b> Estructura típica del sistema de distribución. ....	20

<b>Figura 2b:</b> Circuito equivalente de una línea. ....	24
<b>Figura 2c:</b> Circuito equivalente de un transformador. ....	25
<b>Figura 2d:</b> Circuito equivalente simplificado de un transformador. ....	27
<b>Figura 2e:</b> Circuito equivalente simplificado de una línea. ....	29
<b>Figura 2f:</b> Alimentador representativo. ....	44
<b>Figura 2f.1:</b> Curva de carga. ....	48
<b>Figura 2g:</b> Corriente por ramales. ....	54
<b>Figura 2h:</b> Red secundaria representativa. ....	60

## **CAPITULO 4**

<b>FIGUERA 4a:</b> Proceso de contratación actual. ....	92
<b>FIGURA 4b:</b> Proceso de contratación mejorado. ....	98

## INTRODUCCION

El proyecto consiste en analizar las pérdidas de energía que están presente en la empresa y dar posibles soluciones para la reducción de ellas. Teniendo siempre en cuenta la parte económica y elegir las mejores opciones desde este punto de vista.

Se detallarán tanto las perdidas técnicas como no técnicas para facilidad de los análisis económicos. También detallará cada una de las actividades que se encuentran presente en el proceso administrativo para luego hallar la eficiencia. La alternativa que se analizara para el mejoramiento de proceso incrementará la eficiencia del proceso indiscutiblemente.

Además se analizaran las causas técnicas y administrativas del alto porcentaje de fraude y hurto de energía en el sistema eléctrico de Guayaquil.

# **CAPITULO 1**

## **1. ASPECTOS GENERALES DE LA EMPRESA.**

### **1.1 INTRODUCCIÓN.**

Este capítulo expone datos generales de la principal entidad de este estudio, la CATEG antes EMELEC Inc. Generalidades que abarcan: Estructura organizacional, área de servicio, infraestructura eléctrica del Sistema Guayaquil Etc.

Según la Constitución de la República del Ecuador:

La energía eléctrica es un bien y/o servicio que como derecho todo ecuatoriano puede disponer y demandar.

Desde 1925 hasta el 2000, la concesión fue de EMELEC Inc., (constituida en Maine, Estados Unidos).

El 23 de marzo de 2000, el Estado Ecuatoriano, por medio del CONELEC, declaró definitivamente terminada la operación de distribución y comercialización de energía de EMELEC Inc. el área de concesión Guayaquil.

La CATEG, quien se constituye el 8 de Agosto de 2003, se compromete para con su área de concesión brindar un servicio eléctrico normal, continuo y con el mínimo de interrupciones en el sistema.

## **1.2 ESTATUTO DE LA EMPRESA.**

Art. 1.- Se crea de acuerdo a normas del Código Civil, es una persona jurídica de derecho privado, con finalidad pública, sin fines de lucro, con patrimonio y fondos propios, con domicilio en la ciudad de Guayaquil, con capacidad para ejercer derechos y contraer obligaciones.

Art. 2.- Previa resolución del CONELEC, la CATEG, se encargará de administrar el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica para el área de concesión Guayaquil y la actividad de generación y llevará a cabo todas las acciones necesarias a fin de prestar el servicio público indicado, para lo cual, utilizará los bienes, instalaciones y demás recursos afectados al servicio público y que sean necesarios para cumplir su objetivo, sin perjuicio de la obligación de reconocer a favor de los propietarios, los pagos a que tuviere derecho por el uso que se haga de sus propiedades.

Art. 3.- Le corresponde a la CATEG, llevar a cabo todas las acciones necesarias a fin de que el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en el área de concesión Guayaquil y la actividad de generación, responda a principios de alta calidad y confiabilidad, que garantice el desarrollo

económico y social de Guayaquil y cumpla sus obligaciones con el MEM.

Art. 4.- La representación legal, judicial y extrajudicial de la CATEG, será ejercida por el administrador temporal, designado por el CONELEC. El administrador temporal deberá cumplir entre otras, con las disposiciones de la L.R.S.E., sus reglamentos y regulaciones, y resoluciones del Directorio del CONELEC.

Art. 5.- La CATEG, se disolverá una vez que el CONELEC, otorgue las concesiones respectivas a los nuevos concesionarios y éstos inicien su operación.

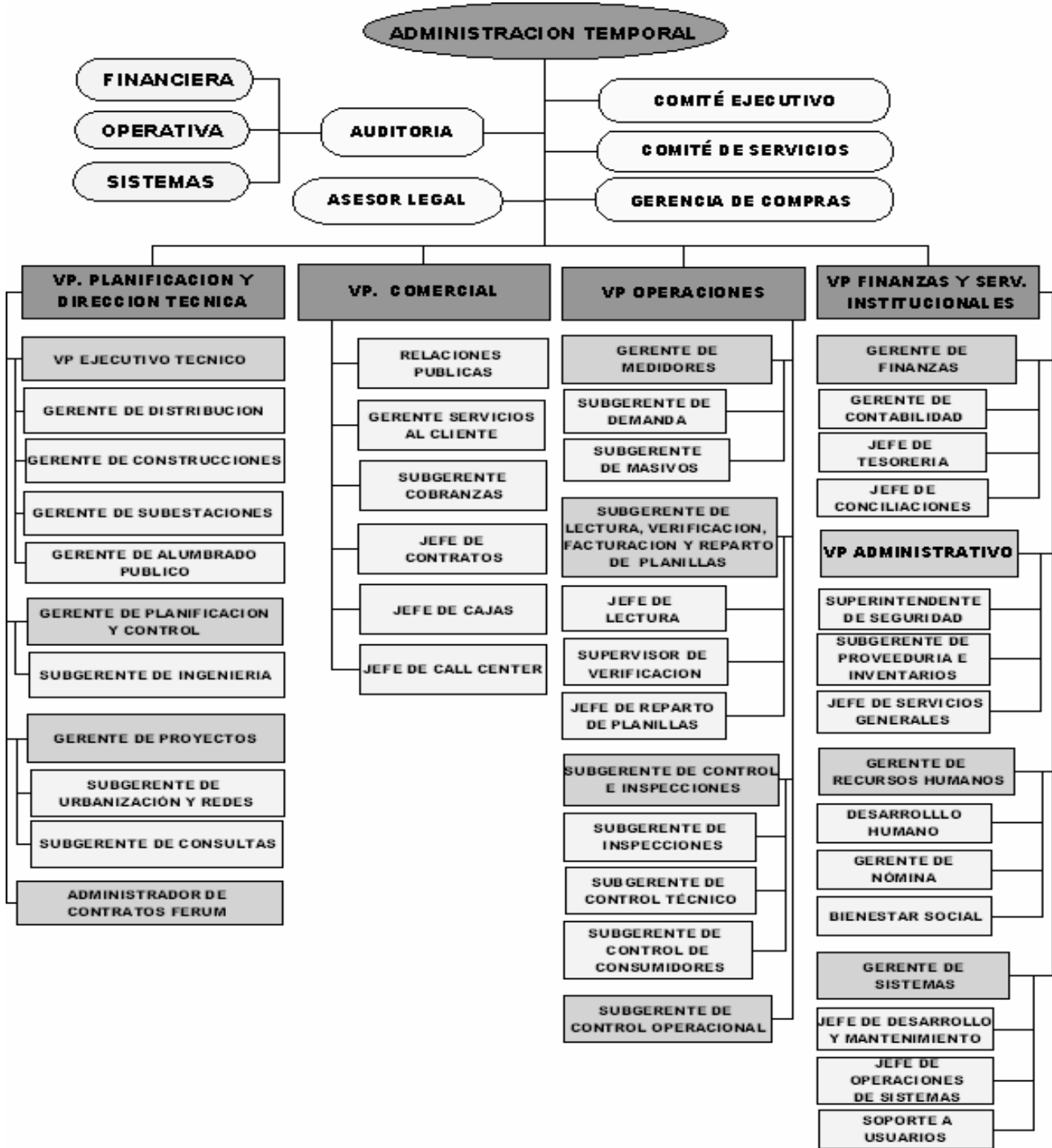
Art. 6.- Con autorización del CONELEC y previa a su disolución, la CATEG, transferirá a los nuevos concesionarios todos sus activos, pasivos y resultados de su gestión.

Art. 7.- Este decreto ejecutivo regirá a partir de la presente fecha, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial. Dado en el Palacio Nacional, en Quito, a los 8 días del mes de agosto de 2003.

1.3 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DE LA EMPRESA.

1.3.1 ORGANIGRAMA ADMINISTRATIVO.

Figura 1a



### 1.3.2 AREA DE CONCESIÓN Y COVERTURA DE SERVICIO.

El área total de concesión de la CATEG es de 1.400 Km<sup>2</sup> y cubre el área urbana y suburbana.

Se extiende hasta el 33 vía a la Costa, hasta el Km. 26 vía a Daule por el Norte y hasta el Estero Cobina por el Sur.

Guayaquil es el área más concentrada del país con una población es de 2'233.395 habitantes.

El porcentaje de cobertura de suministro eléctrico de 96,98% en la Provincia del Guayas.

La CATEG en el área urbana tiene concentrado el 99% del total de sus 400.105 abonados.

**Tabla 1A**

<b>Residencial</b>	340.722	85,16%
<b>Comercial</b>	54.709	13,67%
<b>Industrial</b>	3.019	0,75%
<b>Otros</b>	1573	0,39%
<b>Alumbrado</b>	82	0,02%
<b>TOTAL</b>	<b>400.105</b>	<b>100%</b>



Tabla 1B

ENERGIA	
kWh	%
59.748.646	30,59%
54.065.886	27,68%
52.217.323	26,73%
22.394.981	11,46%
6.912.207	3,54%
<b>195.339.043</b>	<b>100%</b>

Figura 1b



## 1.3.3 SERVICIOS QUE OFRECE.

Tabla 1C

SERVICIOS QUE PRESTA LA CORPORACIÓN ADMINISTRACION TEMPORAL ELECTRICA DE GUAYAQUIL								
DESCRIPCION DEL SERVICIO	DEPARTAMENTO Y/O AREA PROVEEDORA DEL SERVICIO							
	AP	COB	CON	DIST	FACT	INSP	MED	SC
1	Contratación							
2	Cambio de luminarias							
3	Cambio de medidores							
4	Cambio de nombre de propietario de medidor							
5	Cambio de postes							
6	Contribución por servicios varios							
7	Convenios de pagos							
8	Devolución de depósitos							
9	Ejecución de cuentas							
10	Ejecución de proyectos a través de convenios							
11	Extensiones de redes (Transmisión/Distribución)							
12	Inspección							
13	Instalación de nuevas luminarias							
14	Instalación de nuevos medidores							
15	Instalación de nuevos postes							
16	Instalación de transformadores							
17	Mantenimiento de transformadores							
18	Pago a través de agencias y/o bancos.							
19	Reclamos por facturación							
20	Reclamos por fallas en el servicio							
21	Reconocimiento de indemnizaciones							
22	Reubicación de luminarias							
23	Reubicación de medidores							
24	Reubicación de postes							
25	Servicios eventuales directos							
26	Suspensiones del servicio							

**Nomenclatura:** Alumbrado Público : **AP**      Facturación : **FACT**  
 Cobranzas : **COB**      Inspecciones : **INSP**  
 Construcciones : **CON**      Medidores : **MED**  
 Distribución : **DIST**      Servicio al cliente : **SC**

## 1.4 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DEL SISTEMA GUAYAQUIL.

El sistema Guayaquil cuenta con:

29 subestaciones de reducción 69 / 13.8 KV – 856 MVA

39 transformadores de poder, repartidos así:

- ✓ 10 S/E con 2 transformadores
- ✓ 19 S/E con 1 transformador

Nuevas S/E:

ORQUIDEAS y FLOR DE BASTION cuya operación alivia carga de alimentadoras (incremento de carga industrial) en sectores aledaños al Km. 8.5 Vía Daule.

ASTILLERO situada a lado de la S/E Planta Guayaquil a la que se transfirió su carga.

Alimentadoras con salidas de las barras de generación de las plantas:

Aníbal Santos, Planta Vapor Guayaquil a 13.8 KV.

Instalado en varios puntos el sistema de subtransmisión interruptores en aire, para puntos de seccionamiento e interconexión.

Interruptores en aire para la línea y conexión a tierra de la línea ( Todas las S/E y salida de subtransmisiones).

Capacidad:

Instalada de 856 MVA. (Tabla 1.8.)

Transformadores de potencia a 55 °C (devanados), para las condiciones de enfriamiento OA, FA FOA.

#### **1.4.1 CONFIGURACION Y CARACTERISTICAS.**

Actualmente tiene:

Configuración radial, (excepto la Cdla. Santa Cecilia).

Está constituido por 7 puntos de recepción de energía a 69 KV.

Una red de Subtransmisión (69 KV) que da servicio a las subestaciones de transformación reductoras.

Alimentadoras trifásicas (13.8 KV) que transportan la energía a varios puntos de carga.

Troncales de las que parten derivaciones o ramales: trifásicos, bifásicos o monofásicos.

Ramales trifásicos o bifásicos de los que pueden partir subramales: bifásicos o monofásicos.

Ramales o subramales que energizan Trafos reductores 13800/120-240 V,

Trafos que alimentan los circuitos secundarios.

Acometidas que entregan la energía hasta los puntos de recepción del usuario final.

A lo largo de la alimentadora, ramal o subramal, existen dispositivos de protección como:

Reconectadores automáticos de circuito - S/E

Seccionadores e interruptores - Ptos. Interconexión

Fusibles - Trafos y/o arranques

Operan para aislar fallas de cualquier sobrecorriente o sobrevoltaje.

#### **1.4.2 PUNTOS DE ENTREGA DE ENERGIA ELECTRICA PARA EL SISTEMA GUAYAQUIL.**

Electroecuador.

1.-Central Termoeléctrica Álvaro Tinajero - 2 unid / 78 Mw.

2.-Central Termoeléctrica Aníbal Santos - 5 unid / 106.5 Mw.

3.- Central a vapor Guayaquil (sin generar – 4unid / 43.5 Mw.

Transelectric.

4.-S/E Gonzalo Cevallos.

5.-S/E Pascuales.

6.- S/E Policentro.

7.-S/E Trinitaria.

#### **1.4.3 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN.**

Es necesario conocer la capacidad de la línea de Subtransmisión así como la carga que tiene en condiciones normales y sobre todo en las horas de máxima demanda, por cuanto se torna más complicado realizar transferencias en caso de contingencias.

#### 1.4.4 SUBESTACIONES DE REDUCCIÓN.

Es necesario conocer la capacidad de c/u de los transformadores de las S/E, por cuanto se ejecutan transferencias de carga entre alimentadoras que tienen su origen en diferentes S/E.

**Tabla 1D**

Tiempo		Alborada		Ceibos1		Ceibos2		Garzota	
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
DIA									
1	HORA 1	10,86121	1,667395	4,9686	-1,2726	7,0854025	1,3272	9,2945925	2,0286
	HORA 2	9,99599	1,9823975	4,6032	-1,2852	6,589805	1,2978025	8,4881875	1,974005
	HORA 3	9,62219	1,999205	4,4309975	-1,2558	6,34621	1,3062025	8,022	1,9446025
	HORA 4	9,340805	2,0118	4,3428025	-1,2348	6,17401	1,2768	7,786785	1,9068025
	HORA 5	9,1770025	1,9866	4,258795	-1,2432	6,07321	1,239	7,6566025	1,894205
	HORA 6	9,4038	1,923605	4,3511875	-1,2474	6,279	1,2222	8,0052	1,9488
	HORA 7	10,1724025	1,6674	4,5695925	-1,6002	6,9593975	1,1004	8,6015875	1,7261975
	HORA 8	9,9036075	1,7556	4,8804025	-1,8816	7,413005	1,2642	9,009015	1,9781975
	HORA 9	11,2770075	2,3561975	6,18659	-1,4406	8,1017975	1,1508	10,315205	1,70939
	HORA 10	13,187995	3,1794025	7,501195	-0,966	10,9788	1,449	11,7683925	2,184
	HORA 11	14,4815825	3,1962	8,589	-0,6888	12,86459	1,5498	12,60419	2,1042025
	HORA 12	15,4181875	3,3767975	9,5466025	-0,3066	12,1379975	1,9446	13,48201	3,0701925
	HORA 13	15,4307925	3,2424025	10,0211925	-0,0378	10,025405	1,9152	13,717195	3,192
	HORA 14	15,4055975	3,1164	9,8448	-0,1428	9,70198	1,8144	13,63739	3,0113975
	HORA 15	15,5357825	3,0702	9,46679	-0,4284	9,895195	1,9866	13,985985	3,074395
	HORA 16	15,9054225	3,1541975	9,878395	-0,2562	10,289995	2,0328	14,53619	3,1289975
	HORA 17	15,926385	3,3348025	9,6810075	-0,2226	10,1892025	2,0244	14,3262175	3,1751975
	HORA 18	15,46859	3,2844025	9,07619	-0,3654	9,7859975	1,8774	13,742405	3,0701975
	HORA 19	16,76218	3,1164	9,13921	-0,7014	11,0333875	1,7472	14,8007875	2,9526075
	HORA 20	18,1104025	2,977805	8,584795	-1,1802	12,112815	1,659	15,351005	2,7006
	HORA 21	16,5018125	2,381395	7,4507975	-1,2642	11,8482	1,575	14,4564	2,3268
	HORA 22	15,2628125	2,1167975	6,7494175	-1,0416	10,9074025	1,3104025	13,456795	1,4364025
	HORA 23	13,906195	2,5452	6,1740175	-1,0836	9,6012125	1,7178	12,2262025	2,0454025
	HORA 24	12,23459	2,4402	5,5229925	-1,1466	8,169005	1,5666	10,6049925	2,654405

**Datos de carga de subestaciones del 1 de Julio de 2004.**

#### 1.4.5 ALIMENTADORES PRIMARIO.

136 alimentadoras en configuración radial a un nivel de tensión de 13.8 KV.

La mayor parte son aéreas en la totalidad de su recorrido, con ciertas excepciones: centro de la ciudad (regeneración urbana) y a la Cdla Sta. Cecilia.

Los calibres de conductor normalizados para la parte aérea son:

- ~ 336.4 MCM – ACSR (troncales).
- ~ 3/0 AWG-Al (ramales principales).
- ~ 2 AWG-Al (ramales secundarios).

Para alimentadoras subterráneas desde S/E hasta puntos donde se hacen aéreas el conductor normalizado es:

500 MCM Cu.

350 MCM Cu.

750 MCM Al con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) para 15.000 voltios y con neutro concéntrico exterior.

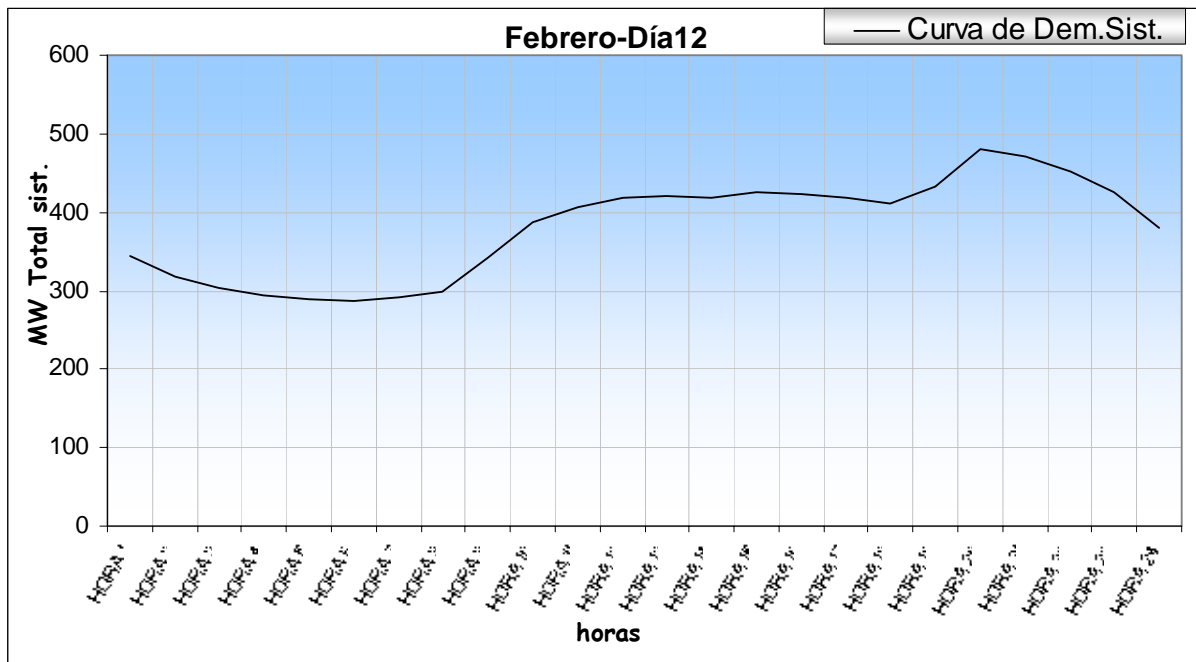
En troncales, hay instalado en los centros de distribución principales, interruptores en aceite y en algunas en SF6 para interconexión con otras alimentadoras.

Un adecuado sistema de seccionamiento e interconexión es necesario para aumentar la confiabilidad del Sistema.

### CURVA DE CARGA DIARIA DEL SISTEMA - DIA NORMAL.

La curva de carga muestra el pico de carga a las 20:00 con un valor de 479.80 MW y un mínimo a las 06:00 con un valor 286.304 MW, el promedio fue 383.05 MW. El factor de carga diario que es la razón de la carga promedio y la máxima fue 79%.

**Grafico 1a**



#### 1.4.6 CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA.

##### Las alimentadoras a 13.8 kv:

Salida aérea y conductor 336.4 MCM ACSR, tienen capacidad de 11.8 MVA.

Salida subterránea y conductor 500 MCM Cu, tienen capacidad de 9 MVA.



El operador de la S/E debe informar cuando una alimentadora tiene un amperaje cercano a los 400 A en alguna fase, para que el ingeniero de distribución realice alguna transferencia de carga.

La curva de carga de alimentadoras se obtiene con los datos registrados en las S/E.

Las alimentadoras tienen carga tipo: residencial, comercial o industrial.

Las alimentadoras de las S/E: **ALBORADA, GUAYACANES, VERGELES**, tienen carga predominantemente residencial, en las cuales se registra el pico alrededor de las 19h00.

Las alimentadoras de la S/E: **BOYACA** tienen carga predominantemente comercial, su pico se registra entre las 11 a 12 horas.

Las alimentadoras de las S/E: **MAPASINGUE, GERMANIA, EL SAUCE** tienen carga de tipo industrial.

## **1.5 SITUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE LA EMPRESA.**

### **1.5.1 DIAGNOSTICO TÉCNICO – ECONÓMICO.**

La CATEG se encuentra financieramente en crisis, la causa por la cual ocurre esto es porque hay un considerable nivel

de pérdidas. Y en nuestro país este problema se da en la grandes empresas distribuidoras.

La falta de inversión en la infraestructura técnica del Sistema de Distribución, Medición, Comercialización, etc. como también la falta de visión de algunos administradores temporales, indudablemente ha sido un factor contribuidor al quebranto en la calidad del servicio prestado así como al incremento de pérdidas.

En vista de ello la necesidad de tomar acciones que inciten eficiencia y optimización de recursos es evidente.

Explorando las causas que provocan el crítico estado financiero, se determina que las pérdidas de energía no son el único problema. Sino que también se reflejan otros problemas que guardan relación profunda y difíciles de ser solucionados con tratamientos puntuales pero que debidamente analizados conducirían a encontrar verdaderas soluciones de fondo que aborden todas las causas en sí.

En el 2004 se cumplieron proyecciones esperadas:

Para el análisis de crecimiento de energía mediante el método econométrico se había determinado un porcentaje de crecimiento del 4.60% respecto al año 2003.

Para el análisis del sistema relacionado con el comportamiento sectorial:

El crecimiento residencial del 2003 respecto del 2004 se ubicó en 6,5% (gran parte debido al ingreso de clientes por el programa FERUM).

El crecimiento del consumo comercial se ubicó en 3.48% y el industrial considerando los grandes Consumidores Agentes de mercado, en 5.60%; (valores dentro de parámetros estadísticos Prom. normales).

Se espera un crecimiento para el año 2005 del 4.77% (3,754 GWH) en energía y del 4.30 % ( 683.12 MW ) en potencia.

**Tabla 1E**

<b>BALANCE "Demanda Máxima"</b>			
<b>Empresa</b>	<b>Mes</b>	<b>Demanda Máxima (MW)</b>	<b>Factor de Carga (%)</b>
CATEG-D	Ene	563,33	68,80
	Feb	551,71	71,68
	Mar	567,85	71,73
	Abr	565,22	69,89
	May	584,89	65,29
	Jun	536,39	67,32
	Jul	516,62	67,69
	Ago	523,26	66,51
	Sep	536,34	67,28
	Oct	558,73	65,63
	Nov	552,01	66,19
	Dic	606,16	66,73
<b>Total CATEG-D</b>		<b>606,16</b>	<b>62,18</b>

### 1.5.2 BALANCE DE ENERGÍA.

En diciembre de 2004 la demanda máx. del sistema alcanzó los 606.16 MW de potencia y su ocurrencia se dio en horario pico - 19:30.

<b>BALANCE MENSUAL Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE GUAYAQUIL AÑO 2004</b>										
<b>Empresa</b>	<b>Mes</b>	<b>Energía Recibida del MEM para Distribuidor (MWh)</b>	<b>Energía Entregada a Terceros (MWh)</b>	<b>Energía Disponible en el Sistema (MWh)</b>	<b>Energía Disponible para el Distribuidor (MWh)</b>	<b>Energía Facturada a Clientes No Regulados (MWh)</b>	<b>Energía Facturada a Clientes Regulados (MWh)</b>	<b>Energía reconocida por peaje (MWh)</b>	<b>Pérdidas de Energía del Distribuidor (MWh)</b>	<b>Pérdidas de Energía de Energía (%)</b>
CATEG-D	Ene	288 351,39	15 214,17	303 565,56	288 351,39	-	207 235,17	216,71	80 899,51	28,06
	Feb	265 765,07	14 606,67	280 371,74	265 765,07	-	208 268,20	210,93	57 285,94	21,56
	Mar	303 064,50	16 191,28	319 255,78	303 064,50	-	207 656,01	231,69	95 176,80	31,40
	Abr	284 434,82	15 427,29	299 862,11	284 434,82	-	222 470,37	213,34	61 751,11	21,71
	May	284 123,10	18 549,96	302 673,06	284 123,10	-	224 273,58	271,53	59 577,99	20,97
	Jun	260 006,10	19 647,00	279 653,10	260 006,10	-	205 147,92	293,90	54 564,28	20,99
	Jul	260 183,67	20 766,64	280 950,31	260 183,67	-	192 818,07	289,63	67 075,97	25,78
	Ago	258 912,68	23 700,72	282 613,39	258 912,68	-	191 733,74	355,94	66 823,00	25,81
	Sep	259 817,04	23 791,50	283 608,54	259 817,04	-	187 483,62	350,02	71 983,40	27,71
	Oct	272 825,69	25 343,09	298 168,78	272 825,69	-	197 312,91	390,51	75 122,26	27,53
	Nov	263 079,05	24 205,79	287 284,83	263 079,05	-	191 083,81	373,97	71 621,26	27,22
	Dic	300 942,22	25 071,74	326 013,96	300 942,22	-	200 962,43	389,24	99 590,55	33,09
<b>Total CATEG-D</b>		<b>3 301 505,32</b>	<b>242 515,85</b>	<b>3 544 021,17</b>	<b>3 301 505,32</b>	<b>-</b>	<b>2 436 445,83</b>	<b>3 587,41</b>	<b>861 472,07</b>	<b>26,09</b>

## **CAPITULO 2**

### **2. PÉRDIDAS TÉCNICAS.**

#### **2.1 INTRODUCCIÓN.**

El conjunto de las pérdidas eléctricas de un sistema debidas a fenómenos físicos se denomina pérdidas técnicas. Estas pérdidas representan energía no aprovechable ya que esta se disipa o pierde durante la transmisión y la distribución dentro de la red como consecuencia de; un recalentamiento natural de los conductores que transportan la electricidad, desde las plantas generadoras a los consumidores, y de otros factores que se explicaran en mayor detalle en este capítulo. Así las pérdidas técnicas de potencia y energía eléctrica son inherentes a la eficiencia del sistema para transportar esa energía hasta el consumidor final.

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

En este capítulo se tratará acerca de las pérdidas técnicas dándose primeramente una clasificación de estas según la naturaleza de las mismas, explicando además que tipo de

perdidas técnicas se dan en cada uno de los subsistemas o etapas funcionales de una empresa de distribución de energía eléctrica. Así también se expondrá la metodología de cálculo que se usará para la estimación de las pérdidas técnicas por subsistema de la empresa eléctrica de la ciudad de Guayaquil tomándose en cuenta; que la estimación de las pérdidas de energía no es sencilla ya que requiere de un importante volumen de información sobre descripción de las redes y características de las cargas que no siempre está disponible en las propias empresas distribuidoras.

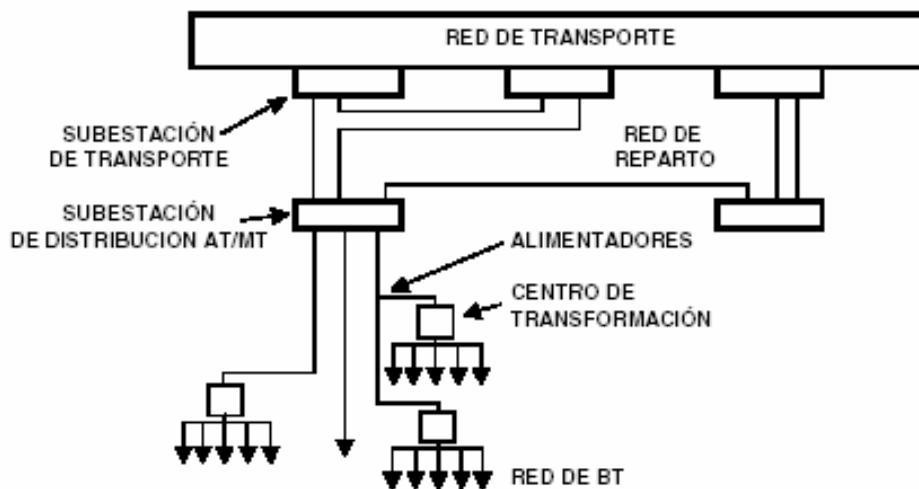
## **2.2 DEFINICIONES**

Las redes se pueden caracterizar según su nivel de tensión en redes de alta, media y baja tensión. Se definen las siguientes zonas funcionales:

- Red de reparto en alta tensión (69KV).
- Subestaciones de distribución alta tensión / media tensión (AT/MT).
- Alimentadores principales y derivaciones en media tensión (13,8KV).
- Centros de transformación (CT's).
- Redes de baja tensión (BT).

La estructura típica de un sistema de distribución es la siguiente:

Figura 2a



La mayoría de los sistemas eléctricos del sistema de distribución eléctrica de guayaquil funcionan con corriente alterna trifásica tanto en AT como en MT. Pero no es infrecuente encontrar redes de distribución en MT monofásicas.

Sabemos también que un sistema eléctrico está integrado por una serie de elementos encargados de la generación, transformación, transporte y conversión de energía eléctrica. En cada elemento, y debido a diferentes causas, se producen pérdidas eléctricas que son consecuencia de la eficiencia limitada en la función que realiza.

Las pérdidas se manifiestan en diferentes formas, principalmente como calor disipado, y aunque la energía

eléctrica que se deriva por ellas no se aprovecha sí forma parte de la energía generada en el sistema.

### **2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS.**

Las pérdidas en un sistema eléctrico se producen en todo instante de tiempo, y su total resulta de la suma de las pérdidas en todos los elementos en operación. Se pueden establecer distintas clasificaciones de las pérdidas, a saber:

1) Según la función del elemento que las causa:

a) Pérdidas por transporte:

- En líneas de reparto.
- En alimentadores primarios y secundarios.

b) Pérdidas por transformación:

- En transformadores AT/MT.
- En centros de transformación MT/BT.

2) Según la causa que las origina:

a) Pérdidas por efecto corona.

b) Pérdidas por efecto Joule.

c) Pérdidas por corrientes parásitas e histéresis.

3) Según su relación con la demanda:

a) Pérdidas asociadas a la variación de la demanda o pérdidas en carga.



También se denominan pérdidas variables. La magnitud de este tipo de pérdidas, que se debe principalmente al efecto Joule, es proporcional al cuadrado de la corriente:

$$P_L = I^2 \cdot R$$

donde,

$P_L$  = pérdidas en el elemento del sistema (W)

$I$  = corriente que circula por el elemento (A)

$R$  = resistencia del elemento ( $\Omega$ )

b) Pérdidas cuyo valor es aproximadamente independiente con la carga del sistema o pérdidas en vacío. También se denominan pérdidas fijas (efecto corona, corrientes parásitas e histéresis). Estas pérdidas dependen principalmente de la variación de la tensión y se presentan en los transformadores y máquinas eléctricas debido a las corrientes parásitas de Foucault y a los ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación. Adicionalmente se incluyen en esta clase de pérdidas las debidas al efecto corona.

Seguidamente se analizarán las pérdidas imputables a cada uno de los subsistemas del sistema eléctrico de distribución de la ciudad de Guayaquil, principal objeto de este estudio, analizando los dos elementos más comunes que componen las redes: líneas y transformadores.

### 2.3.1 PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN.

Se considera como sistema de subtransmisión al grupo de redes de reparto en alta tensión (69KV) y subestaciones de transformación AT/MT, todas las cuales son el medio a través del cual se transmite energía y potencia al sistema de distribución primario y/o a los considerados grandes consumidores.

La red de reparto en AT (69KV) se compone de líneas de subtransmisión principalmente aéreas, transformadores, interruptores, seccionadores, bancos de condensadores, elementos de protección y equipos de medición y control, cuyas dimensiones y estructuras están determinadas por las magnitudes de los voltajes y potencias a transportar, y regidas por criterios de normalización y coordinación.

Por todos estos elementos circulan las corrientes necesarias para realizar el suministro de potencia, e inherentes a este proceso aparecen unas pérdidas asociadas con la resistencia de los conductores y las corrientes que circulan:

$$P_L = I^2 \cdot R$$

donde,

$P_L$  = pérdidas en cada conductor (W)

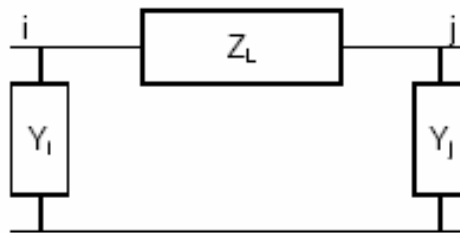
$I$  = corriente que circula por el conductor (A)

$R$  = resistencia del conductor ( $\Omega$ )

Las pérdidas de potencia y energía en los dispositivos de seccionamiento, protección, medición y control se considerarán despreciables.

En efecto, el circuito equivalente completo de una línea es el siguiente:

**Figura 2b**



donde,

$V_i$  = tensión en el punto  $i$  (V)

$V_j$  = tensión en el punto  $j$  (V)

$R$  = resistencia de la línea ( $\Omega$ )

$X$  = reactancia de la línea ( $\Omega$ )

$Z_L = R + j \cdot X$  = impedancia serie de la línea ( $\Omega$ )

$G_i, G_j$  = conductancia de la línea (S)

$B_i, B_j$  = susceptancia de la línea (S)

$Y_i = G_i + j \cdot B_i$  = admitancia derivación de la línea en el nudo  $i$  (S)

$Y_j = G_j + j \cdot B_j$  = admitancia derivación de la línea en el nudo  $j$  (S)

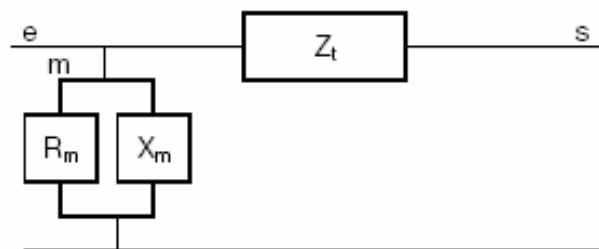
Por otra parte, dado que en las líneas de subtransmisión (69KV) las tensiones se consideran relativamente bajas, las pérdidas de potencia por efecto corona son prácticamente despreciables con lo que no se consideran. Se concluye por tanto que en líneas de subtransmisión las pérdidas óhmicas debidas a la resistencia de los conductores son las que determinan fundamentalmente el valor de pérdidas en la línea.

Adicional a estas pérdidas se deben considerar las perdidas asociadas a los transformadores de las subestaciones de distribución AT/MT. Así tenemos que las pérdidas de potencia en un transformador están asociadas principalmente con:

- Pérdidas que varían con la demanda y están relacionadas con la resistencia de los arrollamientos del transformador, también conocidas como pérdidas en el cobre o pérdidas en carga.
- Pérdidas asociadas al valor de la tensión aplicada y relacionadas con las corrientes de excitación del transformador, también conocidas como pérdidas en el hierro o pérdidas en vacío.

Un circuito equivalente de un transformador es el siguiente:

**Figura 2c**



donde,

$V_e$  = tensión de entrada (V)

$V_s$  = tensión de salida (V)

$I_e$  = corriente de entrada (A)

$I_s$  = corriente de salida (A)

$I_m$  = corriente de magnetización (A)

$R$  = resistencia serie (pérdidas en el cobre) ( $\Omega$ )

$X$  = reactancia serie ( $\Omega$ )

$Z_t = R + j \cdot X$  = impedancia serie del transformador ( $\Omega$ )

$R_m$  = resistencia derivación (pérdidas en el hierro) ( $\bullet$ )

$X_m$  = reactancia derivación ( $\bullet$ )

Las pérdidas en el cobre o dependientes de la carga vienen dadas por:

$$P_L = I^2 \cdot R$$

donde,

$P_L$  = pérdidas de potencia en el cobre o pérdidas en carga (W)

$I$  = corriente de carga (A)

$R$  = resistencia eléctrica de los arrollamientos del transformador ( $\Omega$ ).

Las pérdidas asociadas con el hierro o pérdidas en vacío están dadas por:

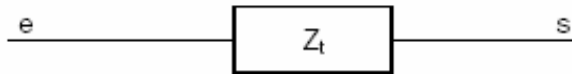
$$P_{L_v} = V_e^2 / R_m$$

donde,

$P_{LV}$  = pérdidas en vacío (W)

Pérdidas que por ser la tensión cercana al valor nominal se consideran constantes y, si la carga del transformador es elevada, serán menores que las pérdidas óhmicas. Por tanto el circuito equivalente simplificado de un transformador en carga es el siguiente:

**Figura 2d**




---

En definitiva se observa que en transformadores con un grado de carga elevado, son las pérdidas óhmicas las que son más significativas, del mismo modo que ocurre en las líneas.

### **2.3.2 PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIO.**

Se considera como sistema de distribución primario al grupo de redes de reparto en media tensión (13,8KV), desde las barras de salida de las subestaciones de transporte hasta la conexión con el sistema de distribución secundario en BT por medio de los centros de transformación CT's MT/BT, todas las cuales son el medio a través del cual se transmite energía y potencia desde el

sistema de subtransmisión al sistema secundario de distribución y/o consumidores con servicio eléctrico a 13,8KV.

La red de distribución primaria se compone de líneas de distribución primaria aéreas o subterráneas, transformadores de distribución, switches, seccionadores, bancos de condensadores, elementos de protección y equipos de medición y control, cuyas dimensiones y estructuras están determinadas por las magnitudes de los voltajes y potencias a transportar, y regidas por criterios de normalización y coordinación.

Por todos estos elementos circulan las corrientes necesarias para realizar el suministro de potencia, e inherentes a este proceso, tal como se mencionó en el apartado anterior, aparecen unas pérdidas asociadas con la resistencia de los conductores y las corrientes que circulan:

$$P_L = I^2 \cdot R$$

donde,

$P_L$  = pérdidas en cada conductor (W)

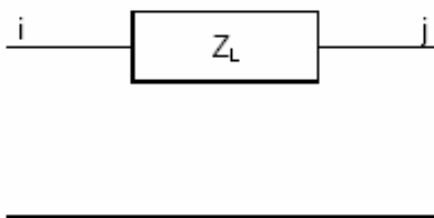
$I$  = corriente que circula por el conductor (A)

$R$  = resistencia del conductor ( $\Omega$ )

Las pérdidas de potencia y energía en los dispositivos de seccionamiento, protección, medición y control se considerarán despreciables.

Además en los sistemas de distribución en media tensión los valores de conductancia y susceptancia, asociados estos con la disposición de los conductores y los diferentes tipos de estructuras de soporte de línea utilizadas y con la longitud de las líneas, son muy pequeños y se suelen despreciar, por lo que el circuito equivalente de la línea queda:

**Figura 2e**



donde,

$V_i$  = tensión en el punto i (V)

$V_j$  = tensión en el punto j (V)

$R$  = resistencia de la línea ( $\Omega$ )

$X$  = reactancia de la línea ( $\Omega$ )

$Z_L = R + j \cdot X$  = impedancia serie de la línea ( $\Omega$ )

Por otra parte, dado que en las líneas de distribución en media tensión las tensiones son relativamente bajas, las pérdidas de potencia por efecto corona son prácticamente despreciables con lo que no se consideran. Se concluye por tanto que en líneas aéreas o subterráneas de distribución en MT las pérdidas óhmicas debidas a la resistencia de los conductores son las que determinan fundamentalmente el valor de pérdidas en la línea.



Adicional a estas pérdidas se deben considerar, de igual forma como se lo hizo en el sistema de subtransmisión con los transformadores de poder, las pérdidas asociadas a los transformadores de distribución.

### **2.3.3 PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIO.**

Se considera como sistema de distribución secundario al grupo de redes de reparto en baja tensión (120/240V), desde los terminales de salida en baja tensión de los transformadores de distribución o centros de transformación MT/BT hasta la conexión con cada medidor asociado a cada usuario por medio de las acometidas en baja tensión, todas las cuales son el medio a través del cual se transmite energía y potencia desde el sistema de distribución primario a los consumidores con servicio eléctrico a 120/240KV.

La red de distribución secundaria se compone de líneas de distribución secundaria aéreas o subterráneas, acometidas aéreas o subterráneas y medidores de energía eléctrica, cuyas dimensiones y estructuras están determinadas por las magnitudes de los voltajes y potencias a transportar, y regidas por criterios de normalización.

Por todos estos elementos circulan las corrientes necesarias para realizar el suministro de potencia, e inherentes a este proceso, tal como se mencionó en los apartados anteriores, aparecen unas pérdidas asociadas con la resistencia de los conductores y las corrientes que circulan:

$$P_L = I^2 \cdot R$$

donde,

$P_L$  = pérdidas en cada conductor (W)

$I$  = corriente que circula por el conductor (A)

$R$  = resistencia del conductor ( $\Omega$ )

Las pérdidas de potencia y energía en los dispositivos de medición y control se considerarán despreciables.

Adicional a estas pérdidas se deben considerar las pérdidas asociadas a las lámparas para iluminación de vías y parques.

## **2.4 CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS DEL SISTEMA GUAYAQUIL.**

La metodología de cálculo para la determinación de las pérdidas técnicas del sistema Guayaquil que se presentará a continuación requiere tres componentes principales: Mediciones, análisis de la operación de los subsistemas (subtransmisión, distribución

primaria y distribución secundaria) tomados individualmente y conocimiento de la naturaleza de las pérdidas técnicas.

Como cualquier análisis de ingeniería los datos con los que se trabaje tienen que reunir algunos requisitos mínimos. Dichos requisitos solo podrán ser cumplidos con un sistema de mediciones adecuado que garantice simultaneidad y consistencia en el intervalo de demanda.

El análisis de la operación de los subsistemas deberá realizarse empleando las mejores herramientas computacionales que están disponibles para dicho propósito a fin de darles múltiples usos más allá de solo las pérdidas.

Es necesario tomar conciencia que el sustento de un trabajo de ingeniería para que logre ser satisfactorio es la información, en calidad y en cantidad. Solamente la precisión de la información y su debida actualización permitirán obtener resultados correctos. Por otro lado, la información debe ser suficiente para cada uno de los subsistemas a fin de sustentar los cálculos en cada uno de ellos.

A continuación se lista un resumen de la información indispensable para poder realizar el cálculo de las pérdidas:

- Se deberá contar con las características de todos los componentes del sistema eléctrico en los diferentes subsistemas:
  - Planos al día de la topología de cada subsistema.
  - Diagramas unifilares completos de cada subsistema.
  - Características de la estructuras.
  - Ubicación de subestaciones y transformadores de distribución.
  
- Procedimientos de actualización de planos y diagramas unifilares.
  
- Herramientas computacionales para análisis del sistema de subtransmisión.
  
- Herramientas computacionales para análisis del sistema de distribución.
  
- Sistema de medición que permita dar un seguimiento de la operación de los subsistemas de la empresa eléctrica.
  
- Base de datos de luminarias y semáforos con su respectiva actualización.

Para el cumplimiento de lo mencionado anteriormente es indispensable que el esfuerzo se realice a nivel de empresa y que todas las unidades contribuyan con la información que está a su cargo.

Por otro lado, se deberá tener presente, como se ha mencionado en los apartados anteriores, que las pérdidas técnicas tienen las siguientes componentes:

Resistivas: Que son proporcionales al cuadrado de la carga, éstas se van a presentar, en las líneas, devanados de los transformadores, acometidas.

Núcleo de los transformadores: Que no son función de la carga, éstas se presentan en los transformadores, tanto a nivel de las subestaciones, como a nivel de distribución.

#### **2.4.1 CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN.**

El objetivo es obtener la cuantificación de las pérdidas técnicas de potencia y energía a nivel del sistema de subtransmisión. En general el suministro de energía eléctrica en la ciudad de Guayaquil se realiza a través de generación local y a través

subestaciones de entrega en bloque al sistema de subtransmisión.

La metodología de cálculo, herramientas y los datos necesarios y disponibles para aplicar dicha metodología se darán a continuación.

#### **2.4.1.1 DATOS NECESARIOS Y DISPONIBLES Y LAS HERRAMIENTAS INDISPENSABLES.**

Los datos necesarios y disponibles y las herramientas indispensables para la estimación de las pérdidas técnicas en el sistema de subtransmisión se detalla a continuación:

##### *Datos necesarios y disponibles.*

Características topológicas y eléctricas del sistema de subtransmisión.

Diagrama unifilar del sistema de subtransmisión.

Características de operación del sistema de subtransmisión:  
voltajes, capacidades, taps y conexión de transformadores, impedancias de las líneas y transformadores, tipo de conductor, longitud, etc.

##### *Herramientas indispensables*

Un computador, para modelación del sistema de subtransmisión.

Un programa computacional de flujos de potencia.

Registradores y mediciones.

A partir de los registros de demanda es posible obtener las siguientes curvas de carga:

- Generación local.
- Suministro en las subestaciones de entrega en bloque.
- Suministro total, a partir de la suma de la generación local y del suministro en bloque.
- Curva total de las subestaciones a nivel de barras del sistema primario de distribución.

#### **2.4.1.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN SUBTRANSMISIÓN.**

##### **Perdidas de potencia**

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión se obtendrán mediante una corrida de flujos del sistema de subtransmisión en el día de demanda máxima del año, incluyendo los transformadores de las subestaciones. A las que se agregarán las pérdidas de potencia ocasionadas por los núcleos de los transformadores de las subestaciones, obtenidas de los protocolos de pruebas de dichos transformadores y que no son función de las variaciones de la carga como ya se ha mencionado anteriormente.

### **Pérdidas de energía**

A partir de las pérdidas de potencia en la demanda máxima del año, calculada por la corrida de flujos de potencia y con la curva de carga de la energía total entregada, se calcula la energía de pérdidas empleando las curvas de carga registradas para todo el año. Las pérdidas resistivas en las líneas de subtransmisión y en los devanados de los transformadores de subestaciones, a una hora cualquiera, se obtienen de la relación cuadrática de la demanda a dicha hora con respecto a la demanda máxima. Se suman las pérdidas a cada intervalo de demanda y se multiplica por el tiempo de dicho intervalo. A las pérdidas resistivas se deberá agregar la energía de pérdidas en los núcleos, obtenida multiplicando las pérdidas totales en los núcleos por las horas del año.

#### **2.4.1.3 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISION DE GUAYAQUIL.**

Previo a la determinación de las perdidas totales en el sistema de subtransmisión se procedió a tomar valores de perdidas de potencia en los transformadores, los cuales son constante cuando están en operación en el siguiente tabla se muestra dichas perdidas por subestación.



Tabla 2A

**Transformadores Poder (S/E's)**

<b>Subestación</b>	<b>Perdidas en MW del Transformador</b>
Alborada	0,07
América	0,07
Atarazana	0,05
Ayacucho	0,05
Boyacá 1 y 2	0,06
*B. Público	0,00
Ceibos 1 y 2	0,07
C. Blanco	0,03
Cumbres	0,04
Esmeraldas 1 y 2	0,11
Garay 1 y 2	0,09
Garzota	0,07
Germania	0,05
Guasmo 1 y 2	0,08
Guayacanes	0,10
Mapasingue 1 y 2	0,15
Padre Canals	0,07
Portuaria	0,04
Pradera	0,09
Sauce	0,04
Torre 1 y 2	0,12
Universo	0,07
Vergeles	0,05
<b>Sub-Total (MW)</b>	<b>1,57</b>

\* No se encontraba operando (fuera de servicio).

La tabla muestra los valores de pérdidas de las líneas en condiciones de demanda máxima de la corrida de flujo del simulador Power World.

Tabla 2A.1

**Líneas de Subtransmisión**

<b>Subtransmisión</b>	<b>Perdidas en MW de la Línea</b>
Pradera	0,24
Guasmo	0,48
Chambers	0,27
Molinera	0,1
Portete	0,07
Garay	0,67
Sur	0,49
Norte	0,6
Cemento	0,29
Ceibos	0,69
Orellana	0,66
Vergeles-AS	0,95
Vergeles-PAS	0,24
<b>Sub-Total (MW)</b>	<b>5,75</b>

Las pérdidas de potencia para condiciones de demanda máxima es le de **7.32 MW** obtenida de los subtotales de pérdidas de líneas y trafos de poder.

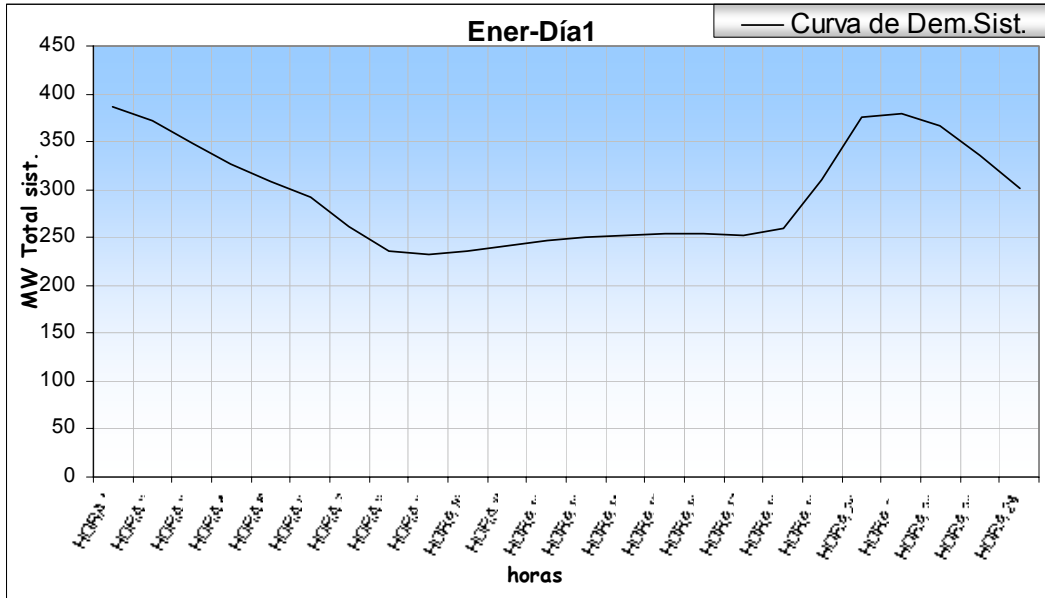
Los valores de demanda diaria se encuentran tabulados en anexo 2A y sus respectivos valores de pérdidas de potencia están anexados también 2B

#### **2.4.1.4 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISION DE GUAYAQUIL.**

A continuación se va ha mostrar una de las curvas diaria de carga se utilizaron para la determinación de las pérdidas de energía. Las

demás curvas de los 365 días del año están registradas en anexo Gráficos 2A.

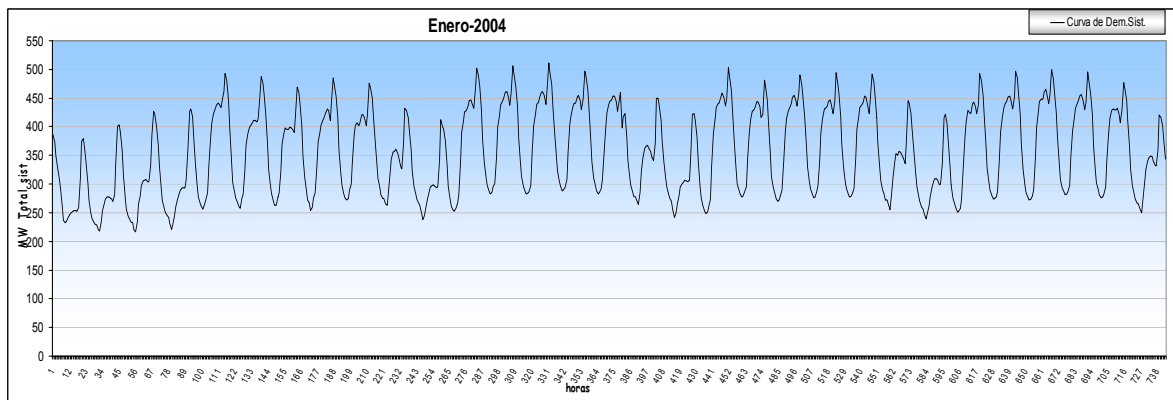
**Gráfico 2A.1**



La demanda (área bajo la curva) que se registro ese día fue de **7075.4453 MW** y la pérdida de energía que fue calculada por medio de la relación explicada en la metodología es de **49.3838 MWh**.

Los valores de pérdidas de energía por cada hora de los 8760 horas del año están anexados en Gráficos.

**Gráfico 2M.1**



Este grafico muestra la demanda por hora del mes de enero, en este mes se registro 2267.43 MWh de pérdidas en líneas de subtransmisión. Ver curvas en anexo 1B.

Las tablas adjuntas que se muestran son un resumen de las pérdidas de energía. Los valores de pérdida están por mes y divididas por líneas y subestaciones.

**Tabla 2B**

		<b>Líneas S/T (MWh)</b>	<b>Subestaciones (MWh)</b>	<b>Tota Subtransmisión (MWh)</b>
<b>CATEG-D</b>	Ene	2267,43	989,38	3.256,81
	Feb	2045,40	632,55	2.677,95
	Mar	2445,74	867,89	3.313,63
	Abr	2191,25	1.063,04	3.254,28
	May	2251,40	893,97	3.145,37
	Jun	2040,83	751,60	2.792,43
	Jul	1980,39	630,92	2.611,32
	Ago	2544,82	901,52	3.446,34
	Sep	2120,71	1.153,08	3.273,80
	Oct	2223,08	962,16	3.185,24
	Nov	2142,47	654,61	2.797,08
	Dic	2680,48	832,64	3.513,12
<b>Total CATEG-D</b>		<b>26933,99</b>	<b>10333,37</b>	<b>37.267,36</b>

#### **2.4.2 CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN.**

El objetivo es cuantificar las pérdidas técnicas de potencia y energía a nivel de los alimentadores primarios del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica de Guayaquil. Debido a las dificultades que conlleva realizar una evaluación detallada de

las pérdidas en esta parte del sistema por la voluminosa información de partida que sería necesaria, la diversidad de las instalaciones, longitudes y secciones de las redes, factores de carga, tiempos de utilización, etc., se aplicará diversas simplificaciones para el objeto, obteniendo así solo resultados cualitativos.

La metodología de cálculo, herramientas y los datos necesarios y disponibles para aplicar dicha metodología se darán a continuación.

#### **2.4.2.1 DATOS NECESARIOS Y DISPONIBLES PARA EL CÁLCULO Y HERRAMIENTAS INDISPENSABLES.**

Los datos necesarios y disponibles y las herramientas indispensables para la estimación de las pérdidas técnicas en el sistema de distribución primaria se detallan a continuación:

##### *Datos necesarios y disponibles.*

Topología de todos los primarios del sistema de distribución.

Características de todos los primarios del sistema de distribución.

Características de operación a nivel de alimentadores primarios de distribución: voltajes, capacidad, taps y conexión de transformadores, tipo y calibre de conductor, longitudes, etc.

### Herramientas indispensables

Un computador, para modelación del sistema de distribución.

Un software para modelación y análisis del sistema de distribución.

Registradores y mediciones.

A partir de los registros de demanda es posible obtener las curvas de carga de cada subestación de la empresa eléctrica a nivel de barra de alimentadores primarios.

#### **2.4.2.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN EL SISTEMA PRIMARIO.**

La metodología que se seguirá para encontrar las pérdidas técnicas a nivel de cada alimentador primario del sistema de distribución es la siguiente:

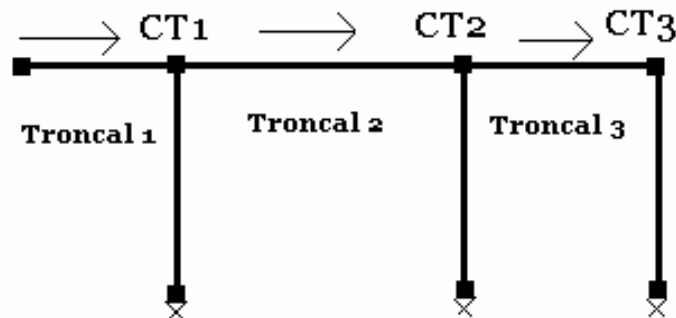
### Perdidas de potencia

Se planteará en este caso el análisis de un alimentador de media tensión (13.8KV) de distribución, que será una especie de sistema eléctrico representativo de la red de distribución primaria del sistema Guayaquil. El alimentador de distribución que se va a utilizar responde a una configuración de red radial, que es la más habitual, parte de un transformador AT/MT en

subestación y dispone de los tramos de longitud  $L_1$ ,  $L_2$  y  $L_3$ . En el final de cada tramo se tiene un centro de transformación que se supone suministra energía a diversos consumos en baja tensión (120/240V) que se agrupan en cada centro de transformación como demandas  $D_1(t)$ ,  $D_2(t)$  y  $D_3(t)$ . Cada centro de transformación intenta representar una agrupación de los consumos de diversos centros de transformación.

El alimentador propuesto que va a representar la red de distribución en cuestión es el siguiente:

**Figura 2f**



Nuestro alimentador de distribución representativo que parte de la subestación con transformación AT/MT y llega a los centros de transformación MT/BT CT1, CT2 y CT3 va a estar formado por tres tramos de línea aérea, para lo que se cuenta con el siguiente conductor normalizado, correspondiente a la sección mayoritariamente empleada obtenida de planos, #336,4MCM ACSR con una resistencia eléctrica de 0,306[ohm/milla]. La

longitud total de la troncal de nuestro alimentador representativo estará dado por la longitud promedio del grupo de alimentadores de la Empresa y se considerará para este efecto la existencia de 616,82 Km de cable de media tensión, y un total de 119 alimentadoras. Se asumirá así también que la primera derivación de carga esta a una distancia de 0.25 la distancia total de la troncal, medidos desde subestación, y la segunda derivación de carga esta a una distancia de 0,75 la distancia total de la troncal, medidos desde subestación.

Ahora la corriente que alimenta a nuestro alimentador representativo estará dada por una corriente promedio por alimentador, la cual se calculará a partir de la sumatoria de las cargas máximas medidas en subestaciones, el número de alimentadores del sistema y el factor de simultaneidad. Este factor de simultaneidad es el promedio del calculado a partir de mediciones para una muestra de 4 subestaciones mediante la siguiente expresión:

$$F_S = \frac{S_{\max .SE}}{\sqrt{3} * V * \sum I_{\max .SAL}}$$

donde;

$S_{\max .SE}$  = Potencia máxima de la subestación

$V$  = Voltaje de operación de la subestación [Volts]

$\sum I_{\max .SAL}$  = Sumatoria de la demanda máxima de cada alimentador de la subestación [Amperes]



Para tener en cuenta que por todos los alimentadores no circula la corriente promedio y siendo la pérdida total función lineal del promedio cuadrático de las mismas, se afectará el valor promedio de corriente por un coeficiente  $K$  mayor que la unidad para obtener la corriente promedio cuadrática efectiva. Dicho coeficiente se obtendrá procesando los alimentadores de 31 subestaciones, con la siguiente expresión:

$$K = \frac{I_{\text{promedio\_Cuadratica}}}{I_{\text{promedio}}^2}$$

Donde;

$I_{\text{promedio}}$  = es la corriente promedio a máxima demanda de una muestra de 73 alimentadoras.

$I_{\text{promedio cuadrática}}$  = es la corriente cuadrática promedio a demanda máxima de una muestra de 73 alimentadoras.

Así, la corriente promedio efectiva esta dada por:

$$I_{\text{promrdioefectiva}} = \frac{K * I_{\text{promrdio}}}{F_s}$$

Las pérdidas de potencia en cada tramo del alimentador representativo serán calculadas por medio de la siguiente expresión:

$$Perdidasdepotencia = \sqrt{3} * I^2 * R * \cos(\theta)$$

Donde;

I = es la corriente promedio efectiva que circula en cada tramo.

R=resistencia eléctrica del tramo en cuestión

Cos(0)=factor de potencia promedio por alimentadora.

Así la suma de las pérdidas en cada tramo dará el valor total de pérdidas del alimentador representativo. Ahora para obtener el valor total de las pérdidas de potencia en el sistema primario de distribución del sistema Guayaquil se multiplicará el valor de pérdidas antes obtenido por un numero total de 119 alimentadoras las cuales se consideraron en todos los cálculos anteriores.

A estas pérdidas se agregarán las pérdidas de potencia ocasionadas por los núcleos de los transformadores de distribución, obtenidas de los protocolos de pruebas de dichos transformadores y que no son función de las variaciones de la carga.

### *Pérdidas de energía*

La formula general que relaciona la energía y potencia de pérdidas es la siguiente:

ENERGIA DE PÉRDIDAS = POTENCIA DE PÉRDIDAS X  
FACTOR DE PÉRDIDAS

Para la determinación del factor de pérdidas se utilizará la siguiente expresión de origen estadístico la cual se adapta aceptablemente al sistema Guayaquil:

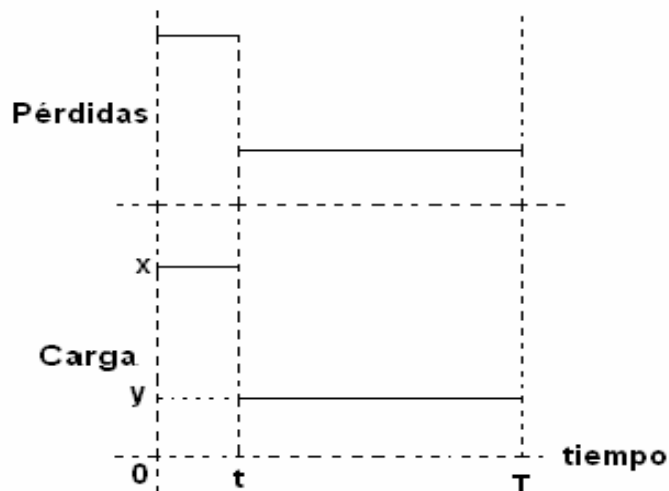
FACTOR DE PERDIDAS =  $A \times \text{FACTOR DE CARGA} + (1-A) \times \text{FACTOR DE CARGA}^2$ .

Donde A es igual a 0.3

**Demostración:**

Partiremos de la definición del factor de carga, que es la razón de la carga promedio y la máxima tomada en un mismo periodo de tiempo.

**Figura 2f.1**



A continuación definiremos los valores de  $x$  ,  $y$  de la figura y determinaremos el factor de carga y pérdida de la curva.

Factor de Carga.

$D_{max} = x$  (periodo de 0 a t)

$D_{min} = y$  (periodo T-t)

$$D_{promedio} = \frac{xt + y(T-t)}{T} \Rightarrow F_c = \frac{xt + y(T-t)}{xT}$$

$$F_c = \frac{t}{T} + \frac{y}{x} \left( \frac{T-t}{T} \right)$$

Factor de Pérdida.

Perd max =  $x^2 \cdot R$  (periodo de 0 a t)

Perd min =  $y^2 \cdot R$  (periodo T-t)

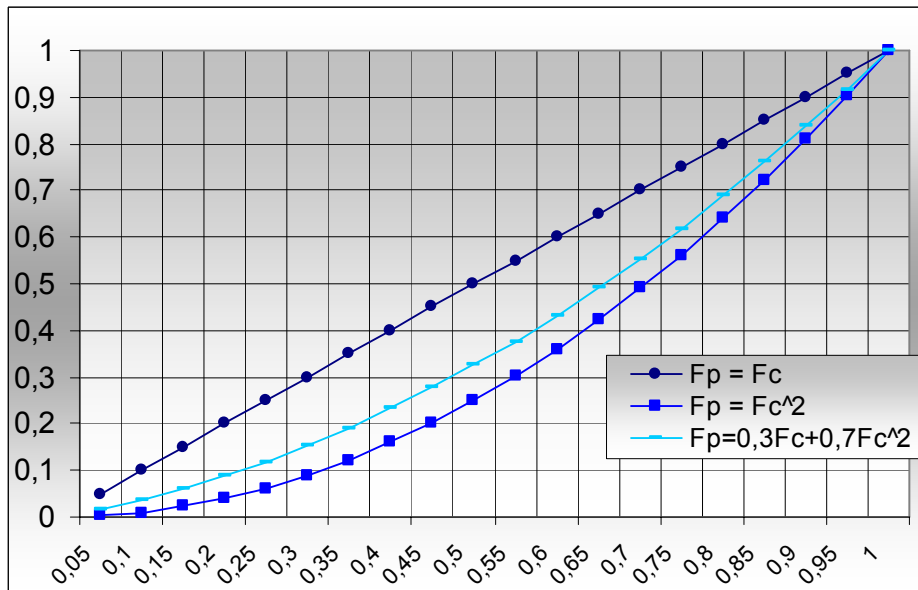
$$Perd_{promedio} = \frac{x^2 R t + y^2 R (T-t)}{T} \Rightarrow F_p = \frac{x^2 R t + y^2 R (T-t)}{x^2 R T}$$

$$F_p = \frac{t}{T} + \frac{y^2}{x^2} \left( \frac{T-t}{T} \right)$$

Cuando t tiende a T el  $F_p = F_c$

Cuando t tiende a 0 el  $F_p = F_c^2$

**Grafico 2A.2**



En la ecuación de el factor de perdidas que utilizaremos para la determinación de las pérdidas de energía demostraremos que el valor de A es igual a 0.3. Esto lo haremos a partir de curva de carga del 12 de febrero que se presento en la **grafica 1a** del capitulo 1, el factor de carga y de pérdida para la curva son 0.790 y 0.675 respectivamente.

$$Fp = AFc + (1 - A)Fc^2$$

$$\Rightarrow A = \frac{Fp - Fc^2}{Fc - Fc^2} = \frac{0.675 - 0.79^2}{0.79 - 0.79^2} = 0.307$$

#### 2.4.2.3 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DE GUAYAQUIL

Para la determinación de valores de simultaneidad y del factor K se requirió de valores de corriente a las salidas de las alimentadoras calculadas a partir de la potencia y del nivel de tensión (**13.8KV**) de la misma, a continuación se muestra una tabla con valores de corriente máxima en cada una de las alimentadoras:

Factor de Potencia promedio = 0.9631

**Tabla 2C**

ALIMENTADORA	POTENCIA (KW)	Corriente (Amp)	I <sup>2</sup>
SAMANES	7.210	313,20	98095,33
SATIRION	6.170	268,02	71836,99
OLIMPO	5.860	254,56	64799,71
PLAZA DAÑIN	7.870	341,87	116876,52
ATARAZANA 2	6.960	302,34	91410,54
ATARAZANA 3	5.300	230,23	53006,55
CALIXTO ROMERO	5.880	255,43	65242,78
LUQUE	5.240	227,63	51813,19
PICHINCHA	6.870	298,43	89061,76
JOSE MASCOTE	7.280	316,24	100009,34

CORDOVA	4.560	198,08	39238,05
MALECON	5.940	258,03	66581,05
MENDIBURO	5.350	232,40	54011,39
PADRE SOLANO	6.250	271,49	73711,94
PANAMA	6.310	274,10	75134,00
CARLOS JULIO	9.480	411,81	169587,75
CEIBOS	5.590	242,82	58965,96
NORTE	8.390	364,46	132831,69
CHONGON	6.680	290,17	84203,61
PUERTO AZUL	6.410	278,44	77534,29
4 DE NOVIEMBRE	6.940	301,47	90885,94
ACACIAS	6.530	283,66	80464,47
AV. DEL EJERCITO	6.370	276,71	76569,65
VENEZUELA	6.010	261,07	68159,55
10 DE AGOSTO	7.580	329,27	108421,70
AGUIRRE	5.280	229,36	52607,25
COLON	5.440	236,31	55843,88

ALIMENTADORA	POTENCIA (KW)	Corriente (Amp)	I <sup>2</sup>
EL SALADO	5.420	235,44	55434,02
HUANCAVILCA	7.020	304,94	92993,37
HURTADO	3.360	145,95	21303,76
VELEZ	5.130	222,84	49660,66
A. FREIRE	3.610	156,81	24591,90
AEROPUERTO	7.440	323,19	104453,66
COMEGUA	7.460	324,06	105015,99
COBRE	4.490	195,04	38042,62
PASCUALES	9.690	420,93	177184,35
ROSAVIN	5.590	242,82	58965,96
ACERIAS	6.420	278,88	77776,40
CUBA	7.200	312,76	97823,41
FERTISA	7.920	344,04	118366,32
FLORESTA	6.910	300,16	90101,89
GUASMO CENTRO	7.760	337,09	113632,15
UNION DE BANANEROS	7.440	323,19	104453,66
GUAYACANES 1	8.720	378,79	143486,41
GUAYACANES 2	5.540	240,65	57915,83
GUAYACANES 3	8.470	367,93	135376,91
PLAZA DEL SOL	6.857	297,86	88722,43
URDENOR	8.336	362,10	131118,20
CELOPLAST	6.406	278,28	77440,22
STA. CECILIA	8.330	361,86	130948,69
MAPASINGUE 1	8.750	380,09	144475,40
MAPASINGUE 2	6.780	294,52	86743,55
MAPASINGUE 3	7.340	318,84	101664,63
MAPASINGUE 4	8.690	377,49	142500,81

ALIMENTADORA	POTENCIA (KW)	Corriente (Amp)	I <sup>2</sup>
MAPASINGUE 5	5.870	254,99	65021,05
MAPASINGUE 6	5.960	258,90	67030,17
SUBURBIO 2	7.290	316,67	100284,28
SUBURBIO 3	7.270	315,80	99734,77
SUBURBIO 4	6.010	261,07	68159,55
DEL MAESTRO	7.930	344,47	118665,42
LOS ESTEROS	6.070	263,68	69527,27
VALDIVIA	5.300	230,23	53006,55
CORONEL	7.469	324,43	105259,67
E. ALFARO	6.651	288,90	83465,30
ESMERALDAS	5.362	232,94	54262,255
BARRIO LINDO	7.280	316,24	100009,34
LA CHALA	5.490	238,48	56875,14
SAUCES 1	8.940	388,35	150817,88
SAUCES 2	7.450	323,62	104734,64
SAUCES 3	7.460	324,06	105015,99
SAUCES 5	5.620	244,13	59600,57
TORRE 3	7.710	334,92	112172,54
DOMINGO COMIN	5.530	240,22	57706,94

Los valores de Fs's de las 4 subestaciones, tomadas de una muestra típica son las siguientes: **Tablas 2C.1**

Garay1	AGUIRRE	5.280	229,36	52607,25	Smax	FS1 0,78782568
	COLON	5.440	236,31	55843,88	15,9512	
	EL SALADO	5.420	235,44	55434,02		
	HURTADO	3.360	145,95	21303,76		

Guasmo 1	ACERIAS	6.420	278,88	77776,40	Smax	FS2 0,92742506
	CUBA	7.200	312,767	97823,41	20,2799	
	UNION DE BANANEROS	7.440	323,19	104453,66		

Mapasingue2	MAPASINGUE 1	8.750	380,09	144475,40	Smax	FS3 0,81114258
	MAPASINGUE 2	6.780	294,52	86743,55	16,4233	
	MAPASINGUE 5	5.870	254,99	65021,05		
	MAPASINGUE 6	5.960	258,90	67030,17		

Pradera	DEL MAESTRO	7.930	344,47	118665,42	Smax	FS4 1,01952369
	LOS ESTEROS	6.070	263,68	69527,27	20,4307	
	VALDIVIA	5.300	230,23	53006,55		

Dando un factor de simultaneidad promedio  $F_s = 0.8865$

La corriente de demanda máxima promedio y el cuadrado de las mismas son:

	I	I Cuadrática
<b>Promedio</b>	290,09	87239,0094

Que da un factor K de:

<b>K</b>	1,03668277
----------	------------

Quedándonos un valor de corriente promedio efectiva de:

<b>I promedio efectiva</b>	339,24
----------------------------	--------

A continuación mostramos el cálculo de pérdidas de potencia en alimentadoras de 13800 Voltios:

**Tabla 2D.1**

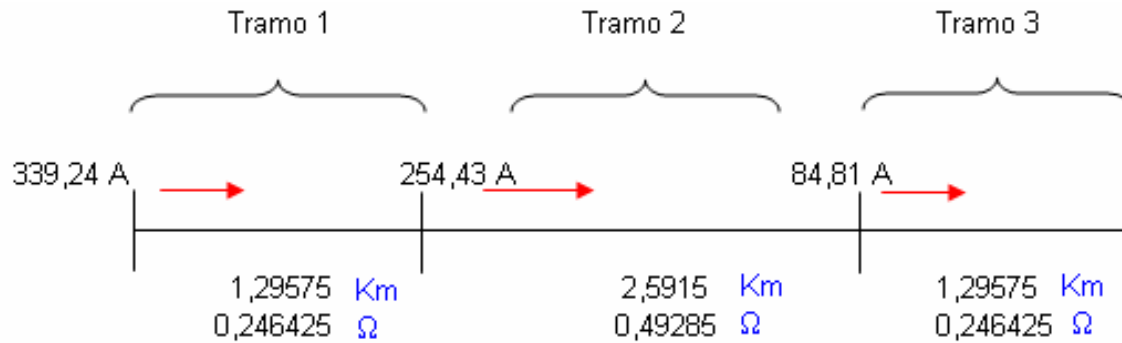
Número de Alimentadoras a 13.8 KV	Distancia Promedio (Km)	R ( $\Omega$ /Mi)	R ( $\Omega$ )	Corriente promedio por alimentadora (Amp.)
119	5,183	0,306	0,9857	339,24

**Tabla 2D.2**

<b>Factor de Potencia Promedio</b>	0,9631
<b>Longitud Promedio de Troncal (Km)</b>	5,1830
<b>Tipo de Conductor</b>	Al ACSR 336 MCM



Figura 2g



$$\text{Pérdidas} = \text{Raiz}(3) \times I^2 \times R \times \text{COS } \Phi$$

Pérdidas Tramo 1	47.308 w
Pérdidas Tramo 2	53.222 w
Pérdidas Tramo 3	2.957 w
<b>Total</b>	<u>103.487 w</u>

**En 119 Alimentadoras                      12.315 Kw**

Demanda Máxima                      537.460 Kw

<b>% Pérdidas de Potencia en Alimentadoras</b>	<b>2,29%</b>
--	--------------

#### 2.4.2.4 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DE GUAYAQUIL.

Primeramente mostraremos el factor de carga que fue calculada a partir de un modelo estadístico explicado en la metodología, para luego calcular la energía pérdida a partir del factor de pérdida.

$$\text{Factor de Pérdidas} = 0.3 \times \text{Factor de Carga} + 0.7 \times \text{Factor de Carga}^2$$

$$\text{Energía de pérdidas} = \text{Potencia de Pérdidas} \times \text{Factor de Pérdidas}$$

El Factor de Carga del sistema

Consumo total de energía	3.026.628.595 Kwh
Demanda Máxima del sistema	537.460 Kw

F.C = Dem. Prom. / Dem. Max =	0,64
-------------------------------	------

Entonces:

<b>Factor de Pérdidas =</b>	<b>0,48</b>
-----------------------------	-------------

#### Pérdidas Técnicas

Dato calculado para pérdidas de Potencia	2,2900%
Demanda de Potencia	537.460 Kw
Pérdidas	12.315 Kw
Pérdidas de Energía = Pp x 365 * 0.48*24 =	51.782.112 Kwh
Energía Total	3.026.628.595 Kwh

<b>% Pérdidas Técnicas de Energía</b>	<b>1,71%</b>
---------------------------------------	--------------

### **2.4.3 CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SISTEMA SECUNDARIO DE DISTRIBUCIÓN.**

El objetivo es cuantificar las pérdidas técnicas de potencia y energía a nivel del sistema secundario de distribución del sistema Guayaquil. Debido a las dificultades que conlleva realizar una evaluación detallada de las pérdidas en esta parte del sistema por la voluminosa información de partida que sería necesaria, la diversidad de las instalaciones, longitudes y secciones de las redes, factores de carga, tiempos de utilización, etc., se aplicará diversas simplificaciones para el objeto, de la misma forma como se lo hizo para el sistema primario de distribución, obteniendo así solo resultados cualitativos.

La metodología de cálculo, herramientas y los datos necesarios y disponibles para aplicar dicha metodología se darán a continuación.

#### **2.4.3.1 DATOS NECESARIOS Y DISPONIBLES PARA EL CÁLCULO Y HERRAMIENTAS INDISPENSABLES.**

Los datos necesarios y disponibles, y las herramientas indispensables para la estimación de las pérdidas técnicas en el sistema de distribución secundaria se detallan a continuación:

##### *Datos necesarios y disponibles.*

Para la determinación de las pérdidas en el sistema secundario de distribución se va a requerir de valores de pérdidas de

potencia en los transformadores de distribución, tanto monofásicos como trifásicos ya sean estos de propiedad de la empresa de distribución eléctrica de Guayaquil como de particulares.

Se requiere conocer las características de del conductor y las distancias de las redes secundarias, y finalmente necesitaremos datos de potencia y pérdidas de las mismas de los diferentes tipos de lámparas del sistema de alumbrado de Guayaquil.

#### Herramientas indispensables

Un computador, para modelación del sistema secundario de distribución, utilizando hojas de cálculo.

#### **2.4.3.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN EL SISTEMA SECUNDARIO DE DISTRIBUCIÓN.**

La metodología que se seguirá para encontrar las pérdidas técnicas en el sistema secundario de distribución abarca pérdidas en los transformadores de distribución, en líneas de redes secundarias y alumbrado público. a continuación se explicará la metodología:

### Perdidas de potencia

Primeramente se calculara las pérdidas de potencia en los transformadores de distribución tanto monofasicos como trifásicos que sean de la empresa y de particulares, para los transformadores de la EEE será a partir de una cuantificación para las diferentes capacidades nominales de los transformadores. Una vez desglosada por capacidad y tipo de transformador, se procederá a tabular los valores de pérdidas de potencia estandarizados, que fueron suministrados a la empresa eléctrica por el fabricante, luego multiplico el número de transformadores por las pérdidas estandarizadas y la divido para 1000 para obtener los KW perdidos por grupo de transformadores y finalmente sumarlos para obtener el total.

$$Pérd._de_Potencia_de_transfos = \frac{N * Pér._Potencia\_por\_trafo}{1000} [KW]$$

Donde N, es el número de transformadores de determinada capacidad (KVA).

Las pérdidas de potencia en los transformadores esta en vatios (W).

Para la determinación de perdidas de potencia en transformadores a particulares sin medición a 13.8KV, tenemos que calcular el porcentaje de pérdidas con respecto a lo instalado que esta dada por la siguiente relación:

$$\%P\acute{e}rdida\_Potencia\_Respecto\_a\_lo\_Instalado = \frac{Total\_P\acute{e}rdidas\_Tranfos}{Total\_KW\_Instalados}$$

El total de KW instalados por EEE a un factor de potencia dado por la empresa es la siguiente:

$$Partimos\ de\ S = |S| * \cos\phi + |S| * \sin\phi$$

Entonces tenemos que:

$$Total\_KW\_Instalado\ EEE = |S| * Fp$$

Donde S son los KVA instalados por EEE y Fp es el factor de potencia (Fp=cosφ).

Una vez obtenido el porcentaje de pérdida respecto a lo instalado, y sabiendo el total de KVA instalados a particulares (dato suministrado por EEE), podemos hallar las pérdidas en KW a trafos de particulares, de la siguiente forma:

$$TotalKW\_Particulares\_sin\ Medici\acute{o}n\_13.8KV = TotalKVA\_Inst.\_Partic * Fp * C$$

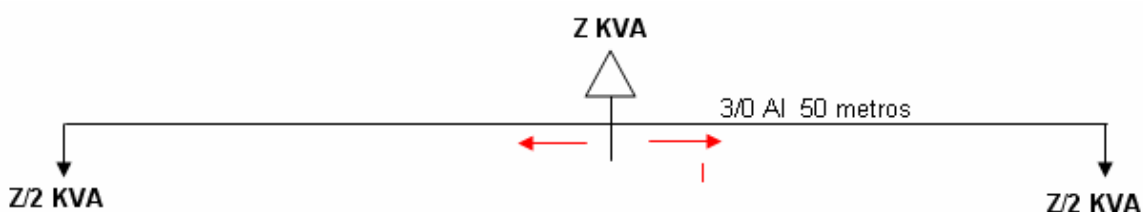
Donde C, es el porcentaje de transformadores conectados a particulares sin medici3n a 13.8KV.

Entonces:

$$Perd.KW\_Partic. = \%Perd.\_respecto\_Inst.*TotalKW\_Partc\_sin\_Medici\acute{o}n\_13.8KV$$

Para el cálculo de las pérdidas de potencia en las **redes secundarias**, partiremos de una red secundaria representativa (**120/240 Voltios**) para todo el sistema como se muestra en el siguiente grafico.

**Figura 2h**



Esta red indica que un transformador de distribución monofasico alimenta a varias cargas, cuya suma debe ser menor a la capacidad nominal del trafo. Cada trafo suplirá la carga por medio de ramales, para nuestro estudio asumiremos un secundario 3/0 Aluminio ASC y una carga conectada a 50 metros del trafo, donde la potencia consumida es un valor estimado en base a la experiencia adquirida por los ingenieros de distribución y que fue facilitada para este análisis.

Conociendo la potencia consumida, determinaremos el valor de la corriente que circula en cada ramal por medio de la siguiente expresión:

$$I = \frac{\text{Potencia\_Consumida\_Estimada}}{\text{Voltaje}} [\text{Amp}]$$

Una vez obtenido el valor de la corriente por ramal podemos calcular las pérdidas Joule en el conductor.

$$P\acute{e}rdidas = I^2 * R$$

Donde R, es la resistencia del conductor dada en [Ohm/Km].

Para determinar las pérdidas totales de potencia estimada en la red secundaria requeriremos de las longitudes totales en trayectos aéreos y subterráneos.

Por ultimo, para hallar las pérdidas de potencia en el sistema de **alumbrado** de Guayaquil partiremos de datos de potencia y perdidas de potencia para los diferentes tipos de luminarias que están en servicio. Hay que tener en consideración que existen luminarias que tienen pérdidas de potencia despreciables por lo cual no se las va ha tomar en cuenta. Conocido esto procedemos a clasificar por tipo de lámpara, una vez ordenados estos valores multiplicamos el número de lámparas por las pérdidas de potencia en los diferentes tipos para luego sumarlas y obtener el total.

Una vez hallados las pérdidas de potencia en transformadores, redes secundarias y alumbrado público tendremos el total de las perdidas en el secundario como se explico en la metodología.



*Pérdidas de energía*

Para determinar las pérdidas de energía en los transformadores de distribución y en las redes secundarias, la fórmula general que relaciona la energía y potencia de pérdidas es la siguiente:

$$\text{ENERGIA DE PÉRDIDAS} = \text{POTENCIA DE PÉRDIDAS} \times \text{FACTOR DE PÉRDIDAS}$$

Para la determinación del factor de pérdidas se utilizará la siguiente expresión de origen estadístico la cual se adapta aceptablemente al sistema Guayaquil:

$$\text{FACTOR DE PERDIDAS} = 0,3 \times \text{FACTOR DE CARGA} + 0,7 \times \text{FACTOR DE CARGA}^2.$$

Para el sistema de alumbrado las pérdidas de energía se la determinaran por medio de las horas de uso anual de las luminarias, esto es:

$$\text{Pérd.}_\text{de}_\text{Energía} = \text{Pérd.}_\text{de}_\text{Potencia} * \text{Horas}_\text{de}_\text{uso}_\text{Anual}$$

Donde;

$$\text{Horas}_\text{de}_\text{Uso}_\text{Anual} = \text{Horas}_\text{uso}_\text{Diario} * \text{Días}_\text{del}_\text{Año}$$

#### **2.4.3.3 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA DE GUAYAQUIL.**

Como se explico en la metodología las pérdidas de potencia en el sistema secundario de distribución abarcaba pérdidas en

trafos, redes secundarias y alumbrado lo cual se van a mostrar datos y resultados en el orden en que se menciona.

A continuación se muestra datos de transformadores monofasicos y trifásicos y los valores de pérdidas de potencia totales.

**Monofásicos**

**Tabla 2E.1**

<b>KVA</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Pérdidas (w) *</b>	<b>Total (Kw)</b>	<b>TOTAL KVA</b>
5	22	195	4,29	110
10	1184	242	286,53	11.840
15	241	324	78,08	3.615
25	2820	445	1.254,90	70.500
37,5	879	592	520,37	32.963
50	8521	768	6.544,13	426.050
75	575	994	571,55	43.125
100	129	1250	161,25	12.900
167	49	2290	112,21	8.183
250	26	3261	84,79	6.500
<b>SUBTOTAL</b>			9.618,10	615.786

**Trifásicos**

**Tabla 2E.2**

<b>KVA</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Pérdidas (w) *</b>	<b>Total (Kw)</b>	<b>TOTAL KVA</b>
50	21	845	17,75	1.050
75	16	1093	17,49	1.200
100	11	1375	15,13	1.100
150	1	2267	2,27	150
167	8	2519	20,15	1.336
250	6	3587	21,52	1.500
300	1	3960	3,96	300
333	3	4511	13,53	999
<b>SUBTOTAL</b>			111,80	7.635

<b>TOTAL Pérdidas transformadores CATEG</b>	<b>9.730,00</b>	<b>Kw</b>	<b>(1)</b>
---	-----------------	-----------	------------

TOTAL KVA INSTALADOS CATEG	→	623.420,5
TOTAL KW INSTALADOS CATEG A F.P <b>0,90</b>	→	561.078,5
% PERDIDAS RESPECTO A LO INSTALADO	→	1,73%

TOTAL KVA INSTALADOS PARTICULARES	→	717.031,50
TRANSFORMADORES PARTICULARES SIN MEDICION A 13.8 KV	→	90%
TOTAL KW INSTALADOS PARTICULARES A F.P. 0.90 SIN MEDICION A 13.8 KV	→	580.795,515

PERDIDAS EN PARTICULARES USANDO % PERDIDA (KW)	10.048,00	<b>(2)</b>
--	-----------	------------

<b>TOTAL PERDIDAS CATEG+PARTICULARES (Kw)</b>	<b>19.778,00</b>	<b>Kw</b>	<b>(1)+(2)</b>
---	------------------	-----------	----------------

Demanda Máxima	537.460,00 Kw
Pérdida en Transformadores de distribución	19.778,00 Kw
% Pérdida en Transformadores de Distribución	3,68%

De la misma forma se presentaran datos y resultados para la determinación de pérdidas de potencia en la red secundaria 120-240 Voltios.

Como se detallo anteriormente, asumimos secundarios 3/0 Aluminio ASC.

Voltaje (v)	Resistencia (Ω/Km)
240	0,339

Potencia consumida estimada (KV 22.800

$I = \text{Potencia consumida} / \text{Voltaje}$

$$I = 22,800 / 240 = 95,00 \text{ Amperios POR RAMAL}$$

$P = I^2 \times R$

$$P = (95,00)^2 \times (50 \times 0,339 / 1000) = 152,97 \text{ w} \longrightarrow \text{POR RAMAL}$$

$$\text{PERDIDAS (w/metros)} \quad 3,06 \text{ w/m}$$

**Tabla 2F**

<b>REDES SECUNDARIAS</b>				
<b>TIPO</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>LONGITUD DE SECUNDARIOS (km)</b>		
		<b>1F</b>	<b>2F</b>	<b>3F</b>
<b>Aéreos</b>		4.586,94	0,00	1.058,26
<b>Subterráneos</b>		531,20	0,00	2,59

TOTAL LONGITUD LINEAL → 8.300,69 km  
 PERDIDAS TOTALES → 25.395 Kw  
 DEMANDA MAXIMA → 537.460 Kw

**% Perdidas de Potencia 4,73%**

La siguiente tabla detalla los valores de potencia y pérdidas para los diferentes tipos de luminaria. También se mostrara el resultado para el sistema de alumbrado público.

**Tabla 2G**

Tipo	Potencia (W)	Cantidad (#)	Potencia Total (kW)	Pérdidas en Balastos (KW)
125Hg	125	5.227	653,38	83,63
175Hg	175	19.529	3.417,58	488,23
250Hg	250	714	178,50	35,70
400Hg	400	1.515	606,00	75,75
70Na	70	11.851	829,57	177,77
100Na	100	26.406	2.640,60	448,90
150Na	150	5.540	831,00	110,80
250Na	250	11.176	2.794,00	558,80
400Na	400	7.377	2.950,80	368,85
1000Na	1000	58	58,00	5,22
150MH	150	785	117,75	15,70
250MH	250	84	21,00	4,20
1000MH	1000	17	17,00	1,53
70 RF-Na	70	58	4,06	0,87
100 RF-Na	100	50	5,00	0,85
85 RF-IN	85	15	1,28	-
150 RF-IN	150	36	5,40	-
70 RF-MH	70	41	2,87	0,62
250 RF-MH	250	20	5,00	1,00
400 RF-MH	400	513	205,20	25,65
50 RF-Y	50	12	0,60	-
300 RF-Y	300	4	1,20	-
500 RF-Y	500	227	113,50	-
1000 RF-Y	1000	11	11,00	-
1500 RF-Y	1500	210	315,00	-
100IN	100	249	24,90	-
160MIX	160	510	81,60	-
<b>Total</b>		<b>92.235</b>	<b>15.891,78</b>	<b>2.404,06</b>

$$P\acute{e}rdidas \_ de \_ Potencia(KW) = 2404.06$$

Obtenidos estos valores se mostrará a continuación las pérdidas totales en el sistema secundario de distribución.

$$P\acute{e}rd \_ Potencia \_ totales \_ Sist.secundario = 47377.06MW$$

#### **2.4.3.4 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA DE GUAYAQUIL.**

Para la determinación de pérdidas de energía en los transformadores de distribución y de la red secundaria se trabajará en base a las misma relaciones de pérdidas de energía y factor de pérdidas.

Energía de pérdidas = Potencia de Pérdidas × Factor de Pérdidas
---

Factor de Pérdidas = 0.3 × Factor de Carga + 0.7 × Factor de Carga <sup>2</sup>
---

El Factor de Carga del sistema

Consumo total de energía → 3.026.628.595 Kwh

Demanda Máxima del sistema → 537.460 Kw

F.C = Dem. Prom. / Dem. Max = → 0,64

Entonces:

**Factor de Pérdidas = → 0,48****Pérdidas en transformadores de Distribución**

Dato calculado para pérdidas de Potencia → 3,68%

Demanda Máxima → 537.460 Kw

Pérdidas de Potencia → 19.778 Kw

Pérdidas de Energía → **83.162.495 Kwh**

% Pérdidas de Energía 2,75%

**Pérdidas Técnicas en la Red**

Dato calculado para pérdidas de Potencia → 4,73%

Demanda Máxima del sistema → 537.460 Kw

Pérdidas de Potencia → 25.395 Kw

Pérdidas de Energía =  $P_p \times 365 \times 0.48 \times 24 =$  → **106.781.447 Kwh**

Consumo de Energía → 3.026.628.595 Kwh

% Pérdidas Técnicas de Energía Secundarios 3,53%

Las pérdidas de energía en el sistema de alumbrado muestra los siguientes valores:

**Pérdidas de Energía Alumbrado Público**

Horas de Uso diario	→	12
Días del Año	→	365
Horas de Uso Anual	→	4380
Pérdidas de Energía = Pérdidas Potencia x horas anuales =	→	<b>10.529.778 Kwh</b>
Consumo anual de energía del sistema	→	3.026.628.595 Kwh
% Pérdidas Técnicas de Energía en Alumbrado Público		0,35%

Las pérdidas de energía en acometidas es de **7593.47 MWh**.

Este dato fue suministrado por la CATEG-D

Con todos estos valores se tiene un total de pérdidas de energía en sistema secundario de distribución igual a:

$$Perd\_Energía - Totales\_Sist.\_Secundario = 208067.19 [MWh]$$

## 2.5 ANÁLISIS DE RESULTADO.

Se tiene como resultado que las pérdidas técnicas en el sistema (CATEG-D) es de **297116,66 MWh** que corresponden al **9.82%** con respecto al consumo anual de energía del sistema. A continuación se detalla el porcentaje de pérdidas para los diferentes niveles de tensión, transformadores de distribución, alumbrado público y acometidas.

Sist. Subtransmisión:	1,23%
Sist. Primario:	1,71%
Trafos de Distrib.:	2.75%
Red Secundaria:	3,53%
A. Público:	0.35%
Acometidas:	0,25% . <b>Que da un total de 9.82%.</b>



## **CAPITULO 3**

### **3. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.**

#### **3.1 INTRODUCCIÓN.**

Las pérdidas no técnicas se definen como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo. No constituyen una pérdida real de energía eléctrica, pero suponen que la empresa distribuidora reciba una menor retribución por la prestación del servicio.

Las pérdidas no técnicas se deben fundamentalmente a los siguientes motivos:

- Descalibración de contadores de energía por desgaste o errores de calibración.
- Descalibración intencionada de contadores efectuada por un consumidor.
- Puenteado de contadores.
- Averías en contadores.
- Errores de facturación a consumidores que no disponen de contador.
- Sustracción de energía por personas no registradas como consumidor en la compañía.

### **3.2 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.**

Las pérdidas no técnicas se clasifican en pérdidas sociales que se deben a la utilización del servicio sin autorización de la empresa y pérdidas comerciales que se debe a los procesos administrativos que existe en la empresa.

#### **3.2.1 PÉRDIDAS SOCIALES.**

Son conexiones ilegales, hurto y fraude que habitualmente se dan en los diferentes asentamientos de crecidos sectores sociales de nuestra urbe cuyos ingresos económicos son muy limitados.

En estos sectores existen muchos hogares en los que es común observar alteraciones, inexistencia de equipos de medición y modificación ilegal de las conexiones con el fin de inducir errores en los consumos registrados de los medidores de la distribuidora.

La inversión en líneas y redes de distribución para el suministro del servicio eléctrico en estas áreas marginales, resulta lenta y difícil debido a la baja recuperación de la inversión.

Recaudar la facturación en estos barrios marginales torna difícil cualquier gestión de recuperación de cartera en dichos sectores, dado el peligro que reviste a la integridad física del personal técnico de la Empresa.

### **3.2.2 PÉRDIDAS COMERCIALES.**

Se originan en varias tareas que ejecuta el personal de la empresa:

Irregularidades de los departamentos comerciales al evadir facturaciones de consumos reales.

Manipulación de equipos de medición por personal de comercializadoras o que ha laborado para la empresa.

Cualquier proceso comercial incide en el aumento o disminución de los niveles de PNT, y para demostrar aquello los capítulos posteriores estudian y analizan ampliamente procesos importantes como el:

Proceso de Contratación e Instalación del Servicio de Electricidad.

Proceso de Lectura y Facturación de Consumos de Energía.

### **3.3 CALCULO PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.**

Los cálculos para las pérdidas no técnicas requieren de la estimación previa de la energía total disponible y de las pérdidas técnicas, obteniéndose las primeras por diferencia. Además de su estimación, también se pueden desagregar las pérdidas no técnicas según su distribución geográfica con el fin de detectar las áreas en las que es necesario realizar un

proceso de control del fraude e implantar las oportunas medidas punitivas, preventivas y educativas.

Uno de los cálculos tradicionalmente empleados para estimar las pérdidas globales de un sistema de distribución (pérdidas técnicas + pérdidas no técnicas), es el de los balances de energía. En definitiva se trata de determinar las pérdidas globales a partir de un registro detallado de medidas del sistema eléctrico en un período de tiempo determinado.

### **3.3.1 DATOS NECESARIOS Y DISPONIBLES PARA EL CÁLCULO Y HERRAMIENTAS INDISPENSABLES.**

Los datos necesarios y disponibles, y las herramientas indispensables para la estimación de las pérdidas no técnicas en el sistema Eléctrico de Guayaquil se detallan a continuación:

#### *Datos necesarios y disponibles.*

Para la determinación de las Pérdidas no Técnicas se requieren de datos que involucren tanto energía disponible al sistema como las entregadas al usuario final, estas se las obtienen de los balances de energía de la empresa distribuidora que para nuestro caso es la CATEG-D, a continuación se van a mostrar los datos requeridos para este cálculo:

Energía Disponible en el Sistema, Energía entregada a Terceros, Energía disponible para el distribuidor, Energía Facturada a clientes Regulados, Energía reconocida por Peaje.

### Herramientas indispensables

Necesitaremos de un computador para facilitar los cálculos que se emplearan en la metodología.

### **3.3.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.**

La metodología de cálculo para la determinación de las pérdidas no técnicas será a partir de la energía, por lo tanto se encontrara directamente las pérdidas no técnicas de energía.

Previo a la determinación de las pérdidas no técnicas se calculara las pérdidas de energía globales del sistema, esto será a partir del criterio básico de energía que nos dice que la energía que entra a un sistema debe ser igual a la energía consumida por el usuario final.

$$Energía\_IN = Energía\_OUT$$

#### Criterio Básico

La energía IN, es la energía disponible ó que entra al sistema y la energía OUT es la energía consumida por el usuario final.

Pero sabemos que esto se cumple solo para circunstancias ideales, la realidad indica que existen pérdidas por transporte, distribución “Pérdidas Técnicas de Energía” y por irregularidades como hurto – fraude, debido tanto a la parte social como administrativa. Al total de estas pérdidas se la denominará pérdidas globales de energía.

Las pérdidas globales de energía se la calcularan a través de la ecuación que se mostrara a continuación:

$$EDS = EET + ERP + EFCR + PGE$$

Donde:

EDS, es la energía disponible en el sistema.

EET, es la energía entregada a terceros.

ERP, es la energía reconocida por peaje.

EFCR, es la energía facturada a clientes regulados.

Y PGE, son las pérdidas globales de energía.

Una vez obtenido las pérdidas globales y conociendo las pérdidas técnicas de energía se puede calcular las pérdidas no técnicas de energía mediante la siguiente relación:

$$PNTE = PGE - PTE$$

Donde, PTE son las pérdidas técnicas de energía y PNTE son las pérdidas no técnicas de energía.

Este cálculo requiere fundamentalmente de precisión en las medidas de energía y simultaneidad y periodicidad en las lecturas, factores que hacen que junto a que no permite desglosar las pérdidas globales en técnicas y no técnicas sea de poco interés para el caso que nos ocupa.

### 3.3.3 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA

Las tablas que se muestran están desglosadas por meses, por este periodo de estudio tiene como inicio el mes de enero y finaliza el mes de diciembre. Los datos presentes son los requeridos para la obtención de las pérdidas globales en el sistema.

**Tabla 3A.1**

		<b>Energía Disponible en el Sistema (MWh)</b>	<b>Energía Entregada a Terceros (MWh)</b>
<b>CATEG-D</b>	Ene	303 565,56	15 214,17
	Feb	280 371,74	14 606,67
	Mar	319 255,78	16 191,28
	Abr	299 862,11	15 427,29
	May	302 673,06	18 549,96
	Jun	279 653,10	19 647,00
	Jul	280 950,31	20 766,64
	Ago	282 613,39	23 700,72
	Sep	283 608,54	23 791,50
	Oct	298 168,78	25 343,09
	Nov	287 284,83	24 205,79
	Dic	326 013,96	25 071,74

Tabla 3A.2

		Energía reconocida por peaje (MWh)	Energía Facturada a Clientes Regulados (MWh)
<b>CATEG-D</b>	Ene	216,71	207 235,17
	Feb	210,93	208 268,20
	Mar	231,69	207 656,01
	Abr	213,34	222 470,37
	May	271,53	224 273,58
	Jun	293,90	205 147,92
	Jul	289,63	192 818,07
	Ago	355,94	191 733,74
	Sep	350,02	187 483,62
	Oct	390,51	197 312,91
	Nov	373,97	191 083,81
	Dic	389,24	200 962,43

A continuación se muestra las pérdidas globales en el sistema por mes y el total de este periodo que fueron calculadas por la relación mostrada en la metodología.

Tabla 3B.1

		Energía Disponible en el Sistema (MWh)	Energía Entregada a Terceros (MWh)	Energía reconocida por peaje (MWh)	Energía Facturada a Clientes Regulados (MWh)	Perdidas Globales (MWh)
<b>CATEG-D</b>	Ene	303 565,56	15 214,17	216,71	207 235,17	80 899,51
	Feb	280 371,74	14 606,67	210,93	208 268,20	57 285,94
	Mar	319 255,78	16 191,28	231,69	207 656,01	95 176,80
	Abr	299 862,11	15 427,29	213,34	222 470,37	61 751,11
	May	302 673,06	18 549,96	271,53	224 273,58	59 577,99
	Jun	279 653,10	19 647,00	293,90	205 147,92	54 564,28
	Jul	280 950,31	20 766,64	289,63	192 818,07	67 075,97
	Ago	282 613,39	23 700,72	355,94	191 733,74	66 823,00
	Sep	283 608,54	23 791,50	350,02	187 483,62	71 983,40
	Oct	298 168,78	25 343,09	390,51	197 312,91	75 122,26
	Nov	287 284,83	24 205,79	373,97	191 083,81	71 621,26
	Dic	326 013,96	25 071,74	389,24	200 962,43	99 590,55
<b>Total CATEG-D</b>	<b>3 544 021,17</b>	<b>242 515,85</b>	<b>3 587,41</b>	<b>2 436 445,83</b>	<b>861 472,07</b>	



Tabla 3B.2

		<b>Perdidas Globales (MWh)</b>
<b>CATEG-D</b>	Ene	80 899,51
	Feb	57 285,94
	Mar	95 176,80
	Abr	61 751,11
	May	59 577,99
	Jun	54 564,28
	Jul	67 075,97
	Ago	66 823,00
	Sep	71 983,40
	Oct	75 122,26
	Nov	71 621,26
	Dic	99 590,55
<b>Total CATEG-D</b>		<b>861 472,07</b>

Una vez obtenida el total de las pérdidas globales de energía del sistema y conociendo el total de las pérdidas técnicas de energía, podemos determinar las pérdidas no técnicas del sistema tal como se explicó en la metodología.

$$\text{Pérdidas } \_ \text{Técnicas } \_ \text{de } \_ \text{Energía} = 297116.66 \text{ MWh}$$

$$\text{Pérdidas } \_ \text{Globales } \_ \text{de } \_ \text{Energía} = 861472.07 \text{ Mwh}$$

⇒

$$\text{Péridas } \_ \text{No } \_ \text{Técnicas } \_ \text{de } \_ \text{Energía} = 564355.41 \text{ MWh}$$

### **3.4 ANÁLISIS DE RESULTADO.**

Las pérdidas no técnicas en la CATEG-D es de **564355,41 MWh**, esto corresponde al **18,65%** del consumo anual de energía del sistema. Es fácil de darse cuenta que las pérdidas no técnicas duplica aproximadamente el valor de las pérdidas técnicas, por lo que se requiere un mayor interés para la reducción de las mismas.

## **CAPITULO 4**

### **4 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL.**

#### **4.1 INTRODUCCIÓN.**

El principal objetivo de este capítulo es la realización de un plan para minimizar las pérdidas en el sistema eléctrico de Guayaquil. Se analizarán y planteará alternativas para reducir pérdidas técnicas, sociales y administrativas con el propósito de mejorar la eficiencia del sistema. También se requiere eliminar pasos que no son necesarios y reemplazarlos con pasos que sean indispensables para el proceso en estudio.

Además de mejorar la eficiencia del sistema y de procesos administrativos se pondrá énfasis para combatir los problemas que afectan de manera directa a los procesos de lectura y facturación tales como el fraude ó hurto “pérdidas sociales”.

#### **4.2 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS.**

La reducción de pérdidas técnicas sin duda origina ahorros considerables de energía en el sistema, también ayuda en parte a que los picos de demanda máxima bajen un poco y así pueda aliviar la generación de energía requerida. Pero debemos tener en cuenta que reducir este tipo de pérdidas son muy costosos porque implica hacer cambios técnicos como reemplazar un conductor por otro que me origine menos pérdidas, cambiar

transformadores de distribución (optimizar el sistema), balancear la carga que consiste en ubicar los centros de alimentación lo mas cercano posible a la carga (nuevas subestaciones y transformadores de distribución), mejorar el factor de potencia. Etc. Es por esto que se tiene prioridad en reducir las pérdidas no técnicas.

#### **4.2.1 ALTERNATIVAS PROPUESTAS PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS.**

Existen varias alternativas para reducir las pérdidas técnicas, a continuación mencionaremos algunas alternativas que provocarían que estén disminuyan.

- ❖ Reemplazo de conductor.
- ❖ Cambio de transformadores de distribución.
- ❖ Regulación de Voltaje.
- ❖ Balacear la Carga.
- ❖ Mejorar el factor de potencia.

Se ha seleccionado dos de las alternativas antes mencionadas, que a nuestro criterio serán las que aportan de manera más significativa a que las pérdidas técnicas disminuyan. Estas tienen que ver con el reemplazo de conductores y mejoramiento del factor de potencia, este análisis se lo empleará para redes de distribución.

#### 4.2.1.1 CAMBIO DE CONDUCTORES.

Al aumentar el calibre de conductor disminuye las pérdidas, este criterio parte de la relación  $P=I^2 \cdot R$ , que indica que las pérdidas son directamente proporcionales a la resistencia, entonces para disminuir las pérdidas debo disminuir la resistencia y esto se lo hace aumentando el calibre del conductor ya que la resistencia es inversamente proporcional al área del conductor.

En el capítulo 2 se explicó la metodología para calcular las pérdidas de potencia y energía en las redes primarias de distribución, para saber cuánto es el ahorro de energía entre el conductor actual y el nuevo, debo partir de algunos de los resultados obtenidos en la metodología y emplearlos para los requerimientos que se necesite en este análisis.

**Tabla 4A.1**

CATEG-D			
Numero de Alimentadoras a 13,8KV	Distancia Promedio (Km)	R (Ohm/Km)	Tipo de Conductor
119	5,183	0,1902	Al ACSR 336 MCM

Las pérdidas de potencia y de energía que se calcularon fueron para los valores de resistencia y distancia que se muestra en la tabla 4A. Estos valores son **12315 Kw** para las pérdidas de potencia y **51782112 Kwh** para las de energía.

La obtención de las pérdidas de potencia y energía con el nuevo conductor se la hará con el mismo procedimiento que se planteo

en el capítulo 2, la diferencia esta dada por el cambio de conductor (uno de mayor calibre), que implica un cambio en el valor de la resistencia. A continuación se muestra una tabla con el valor de resistencia y tipo del nuevo conductor.

**Tabla 4A.2**

CATEG-D			
Numero de Alimentadoras a 13,8KV	Distancia Promedio (Km)	R (Ohm/Km)	Tipo de Conductor
119	5,183	0,1585	Al ACSR 397 MCM

Las pérdidas de potencia y de energía con el nuevo conductor son de **10260 Kw.** y **43141555 Kwh** respectivamente, dando un ahorro de energía **anual** de 8640557 Kwh, a continuación se hace un cuadro comparativo total.

**Tabla 4B**

CATEG-D	Tipo de conductor	Resistencia ( $\Omega$ /Km)	Pérdidas de Potencia (Kw)	Pérdidas de Energía (Kwh)	Ahorro de Energía (Kwh)
Actual	AL ACSR 336MCM	0,1902	12315	51782112	8640557
Nuevo	AL ACSR 397 MCM	0,1585	10260	43141555	

#### 4.2.1.2 INSTALACIÓN DE CAPACITORES.

Al instalar bancos de capacitares en el sistema ayudamos al mejoramiento del factor de potencia, a continuación mencionaremos algunos puntos por la cual es importante tener un buen factor de potencia.

- ❖ Evitamos que las pérdidas por efecto joule incrementen, este efecto se manifiesta en calentamientos de conductores, calentamiento en bobinados de los transformadores de distribución y a veces provocan disparos aparentes en los elementos de protección que existen en el sistema.
  
- ❖ Al tener corriente en exceso generalmente es producida por un bajo factor de potencia, al evitar esto ayudamos a que los transformadores de distribución, líneas de las redes primarias y generadores trabajen con sobrecarga y disminuyan su vida útil.
  
- ❖ Evita que aumente la caída de tensión, ya que si este fuese el caso la potencia suministrada a las cargas no sería suficiente (potencia de salida baja), causando malestares en bobinados de transformadores, elementos de protección y en los conductores de las redes. Etc.

No se justifica hacer un estudio para la instalación de bancos de capacitores ya que el factor de potencia promedio del sistema está en 0.9631, este valor está en el rango establecido por el CENACE.

### **4.3 REDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS SOCIALES.**

Para la reducción de las pérdidas sociales se debe conocer cuales son las causas que la producen. Estas causas generalmente son conocidas como fraude ó hurto, esto comprende 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.

Estas causas se deben a la alteración ó manipulación externa e interna de los medidores de energía eléctrica, tales como: Conexión directa, señales de tensión desconectada en las borneras de las bobinas de voltaje, señal de corriente y voltaje invertida, sello roto, perforaciones del vidrio con el propósito de frenar el disco del medidor, ajustes movidos (interno), registrador manipulado, eje y disco torcido, etc.

Sin embargo, unos de los principales problemas que tiene CATEG-D con sus clientes es el de la toma directa de energía para evadir en parte el consumo de ellos, beneficiándose, pero perjudicando a la empresa distribuidora. Este problema existe tanto en clientes residenciales, comerciales e industriales con un porcentaje de recaudación con respecto a lo facturado de 76.49%, 82.06%, 86.72% respectivamente. Estos indicadores muestran que el menor porcentaje de recaudación se da para los clientes residenciales por lo que habrá que poner mas énfasis en este tipo de cliente pero cabe recalcar que los



clientes comerciales e industriales tienen porcentajes considerables, si estos lo traducimos en dólares.

### **Principales problemas que inciden en el sector social.**

A continuación se mencionará algunos de los problemas que se encontrarán en la empresa de distribución eléctrica de Guayaquil "CATEG-D", y que a nuestro criterio son muy significativos para la reducción de las pérdidas sociales.

Se ha encontrado poca inspección para detectar y controlar a los infractores, esto no solamente se debe al no tener una voluminosa cantidad de inspectores si no a la forma de proceder de los inspectores "Mejor formación para los trabajadores (ética y Moral)".

Otro punto se debe a la alteración ó manipulación externa e interna de los medidores tantos en clientes residenciales, comerciales e industriales. Aunque las alteraciones internas no son tan comunes en clientes residenciales que tienen un bajo consumo (no les interesa conectarse directamente de la red ó romper los sellos). Las manipulaciones internas son más comunes en clientes residenciales de alto consumo, clientes comerciales e industriales ya que ellos tienen la capacidad económica para pagar a alguien que conozca de electricidad y del funcionamiento de los medidores para despistar al

departamento de control de energía y no pagar el consumo real que tienen.

#### **4.3.1 ALTERNATIVAS PROPUESTAS PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS SOCIALES.**

Las alternativas propuestas son en base a las posibles soluciones que se darán para tener un mayor control en las redes. Sin embargo, también se deberá hacer inversiones económicas para la protección de las redes del sistema contra el fraude y hurto. A continuación se mencionará brevemente las alternativas que se deberían tener en cuenta para la reducción de las pérdidas sociales.

- ❖ Aumentar el número de inspectores en zonas donde exista mayor desvío de la energía como son los clientes residenciales de bajo consumo y una vigilancia especial para los clientes comerciales e industriales. Pero como mencionamos anteriormente este problema no solo es de volumen sino de valores y principios que tengan los trabajadores, por lo que se sugeriría adoptar procedimientos para la mejora de los empleados, tales como dar programas de capacitación en el ámbito moral y social. Estos puntos propuestos una vez que se los realice reducirían en una gran parte las pérdidas sociales no solo por cubrir el área de control sino porque el trabajador moralmente ya esta capacitado.

- ❖ La protección de los equipos de medición de energía y de las redes eléctricas es sumamente importante para nuestro estudio ya que se impediría que el usuario manipule los medidores y tome directamente la energía. Para proteger el sistema de estudio se deberá reestructurar el sistema de seguridad de los medidores y rediseñar las líneas de redes eléctricas con la finalidad de disminuir las pérdidas de energía. Esto se lo llevara a cabo mediante inversiones por el costo de los nuevos elementos para la protección de las redes y de los equipos de medición.

De las alternativas antes mencionadas se hará el estudio adecuado para la segunda opción, que trata de la protección de los equipos de medición y redes eléctricas. Ya que para tener un adecuado control de pérdidas se necesita tener inversión por parte de la empresa para que de una manera efectiva se reduzcan las pérdidas de energía.

#### **4.3.1.1 INSTALACIÓN DE CABLES ANTIHURTO Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PARA EQUIPOS DE MEDICIÓN EN LAS REDES DEL SISTEMA.**

Para este estudio se va a tener en cuenta los diferentes tipos de clientes (residenciales, comerciales e industriales) que tienen mayor protagonismo en el sistema de los cuales se le

pondrá mayor énfasis a los clientes residenciales sean estos de bajo y alto consumo.

### **Clientes Residenciales de alto consumo.**

Los clientes residenciales de alto consumo generalmente no se conectan directamente de las redes debido a su estilo de vida ya que para ellos no sería digno tener sanciones y multas por tomar la energía de forma ilegal, sin embargo esto no significa que ellos no practiquen el hurto ó fraude sino que lo hacen de una manera indirecta como rompiendo los sellos y manipulando los medidores. Para estos tipos de clientes hemos propuesto reemplazar los sellos tradicionales de los medidores por flejes de acero con su respectiva llave de seguridad y también cambiar toda la acometida sea esta duplex ó triplex por cables antihurto.

### **Clientes Residenciales de bajo consumo.**

Para los clientes residenciales de bajo consumo, la forma de robar energía es descarada porque ha ellos no les interesa si la empresa se da cuenta de que son infractores por lo que se emplearan mas elementos para la protección de los equipos y de las redes con respecto a los clientes residenciales de alto consumo. Para este tipo de clientes se implementará caja y redes antihurto, se reemplazará toda la acometida por cable antihurto y se cambiará los sellos tradicionales con flejes de acero con su respectiva llave de seguridad para clientes que hallan cometido varias veces este delito.

#### **4.4 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS COMERCIALES.**

Como se menciona al inicio del capítulo las pérdidas comerciales no son más que las pérdidas producidas por malos procesos administrativos y para reducirlas necesitamos primeramente conocer cuales son las causas que la producen.

##### **Funcionamiento actual en el área administrativa.**

En el área administrativa actual existen desordenes y deficiencias, esto se lo puede notar en los procesos de contratación e instalación del servicio eléctrico, toma de lectura y facturación de la energía. Para este estudio vamos detallar como se lleva a cabo el proceso de contratación e instalación de medidores y ver como estas pérdidas inciden negativamente en la parte financiera de la CATEG-D.

El suministro de energía eléctrica es de suma importancia para el desarrollo de personas naturales y jurídicas, por lo tanto el cliente necesita solicitar el servicio en las oficinas de atención al cliente de la CATED-D. El proceso de contratación se efectúa mediante 4 etapas que son: Inicia con el Servicio al cliente, luego a Banco, después pasa al Departamento de medidores, y termina en el Departamento de facturación. A continuación se describirá cada paso mas detalladamente.

##### **Servicio al cliente.**

- a. El cliente espera atención.
- b. Atención del modulo de contrato.

**Banco.**

- c. Espera de atención en caja.
- d. Cobro de contrato de suministro de servicio eléctrico.
- e. Datos reposan temporalmente en el sistema.

**Departamento de medidores.**

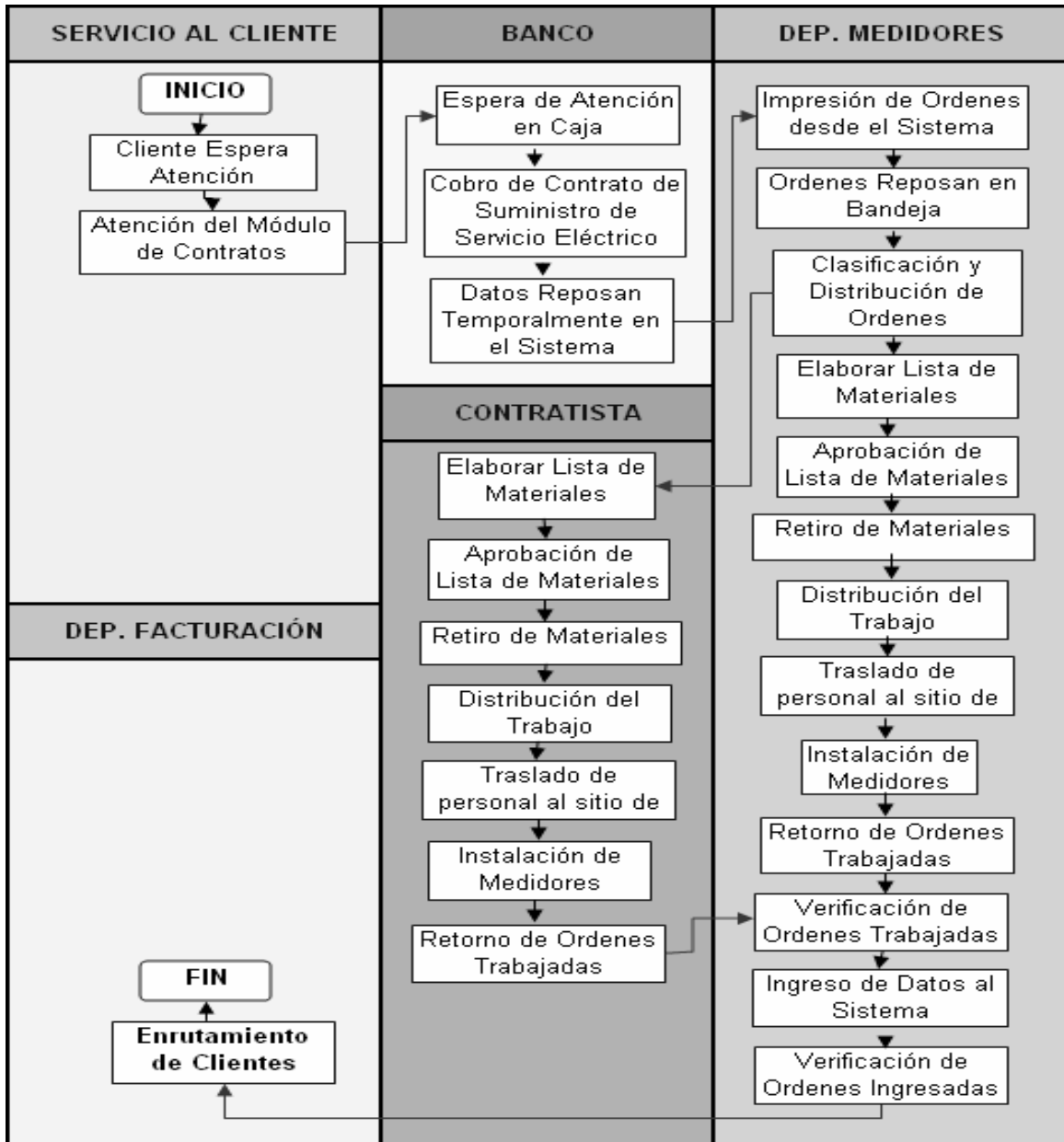
- f. Impresión de órdenes desde el sistema.
- g. Ordenes reposan en bandeja.
- h. Clasificación y distribución de órdenes.
- i. Elaboración de lista de materiales a usar.
- j. Aprobación de lista de materiales.
- k. Retiro de materiales.
- l. Distribución de los trabajos de conexiones.
- m. Traslado del personal al sitio de trabajo.
- n. Ejecución de las instalaciones de medidores.
- ñ. Retorno de órdenes de conexión trabajadas.
- o. Verificación de órdenes trabajadas.
- p. Ingreso de datos al sistema.
- q. Verificación de órdenes ingresadas.

**Departamento de facturación.**

- r. Y termina en el enrutamiento del cliente.

El siguiente grafico muestra un organigrama de cómo se lleva a cabo el proceso de contratación y suministro de servicio de energía eléctrica.

**Proceso de Contratación.**



### Eficiencia del Proceso de Contratación actual.

Para hacer el análisis de la eficiencia del actual proceso de contratación debemos conocer cual es el tiempo promedio de cada uno de los pasos. La tabla que se muestra a continuación indica el tiempo promedio de cada paso en minutos y el tiempo medio de instalación en días.

**Tabla 4C**

	#	Descripción de Pasos del Proceso	Flujo	Símbolo en la gráfica						Tiempo		Proceso (%)
				○	➔	D	□	▽	®	Min	Dias	
Servicio al Cliente	1	Cliente Espera Atención	D			↗				76	1	15
	2	Atención del Módulo de Contratos	○	↗					9			
	3	Espera de Atención en Caja	D			↗			4			
	4	Cobro del Contrato de Suministro	○	↗					6			
	5	Datos reposan en el Sistema	▽					↗	1440	1		
Departamento de Medidores	6	Impresión de Ordenes desde el Sistema	○	↗					30	7	50	
	7	Ordenes reposan en bandeja	D			↗			7200			
	8	Clasificación y Distribución de Ordenes	○	↗					30			
	9	Elaboración de la Lista de Materiales a Usar	○	↗					60			
	10	Aprobación del Listado de Materiales	D			↗			60			
	11	Retiro de materiales	○	↗					15	5		35
	12	Distribución de los Trabajos de Conexiones	○	↗					20			
	13	Traslado del Personal al Sitio de Trabajo	➔			↗			30			
	14	Ejecución de las Instalaciones de Medidores	○	↗					300			
15	Retorno de Órdenes de Conexión Trabajadas	➔			↗			60				
16	Verificación de Ordenes trabajadas	○	↗					120				
17	Ingreso de Datos al Sistema	D			↗			60				
18	Verificación de Órdenes Ingresadas	○	↗					120				
19	Enrutamiento	○	↗					25				
<b>TOTAL</b>									<b>9665</b>	<b>14 días</b>	<b>100%</b>	

**Nota:** Los tiempos medios que muestra en la tabla fueron tomados desde el sitio donde se efectuaban los pasos del proceso así como de muestras aleatorias de la base de datos del Sistema Comercial.



Conocidos los tiempos promedio de cada paso se procederá a clasificar cada paso según su actividad.

- I. Operación. “○”
- II. Transporte. “→”
- III. Demora. “D”
- IV. Inspección. “□”
- V. Almacenamiento. “▽”
- VI. Retrabajo. “®”

En la siguiente tabla se puede observar los tiempos ya distribuidos por cada paso, esto es la sumatoria de de los pasos según su actividad.

#### SUMATORIA DE LOS PASOS SEGÚN SU ACTIVIDAD

Tabla 4D

PASOS	Símbolo	No.de Pasos	Tiempo Medio Minutos	Tiempo Medio Días
Operación	○	11	735	4
Transporte	→	2	90	1
Demora	D	5	7400	7
Inspección	□			
Almacenaje	▽	1	1440	2
Retrabajo	®			
TOTAL		19	9665	14

La eficiencia del proceso actual se la determinara mediante la siguiente formula:

$$Eficiencia = \frac{Tiempo\_de\_Operación}{Tiempo\_Total} * 100\%$$

Donde, el tiempo de operación es la actividad donde modifica, crea ó agrega algo y para nuestro estudio esta dada en minutos. El tiempo total es la suma de todas las actividades en la que se involucrado el proceso y esta dada en minutos.

Entonces nos queda que la eficiencia del proceso de contratación actual es:

$$Eficiencia = \frac{735 \text{ min}}{9665 \text{ min}} * 100 \% = 7.6\%$$

La eficiencia encontrada es muy baja lo cual se tendrá que buscar alternativas para el mejoramiento de este proceso.

#### **4.4.1 ALTERNATIVA PROPUESTA PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS COMERCIALES.**

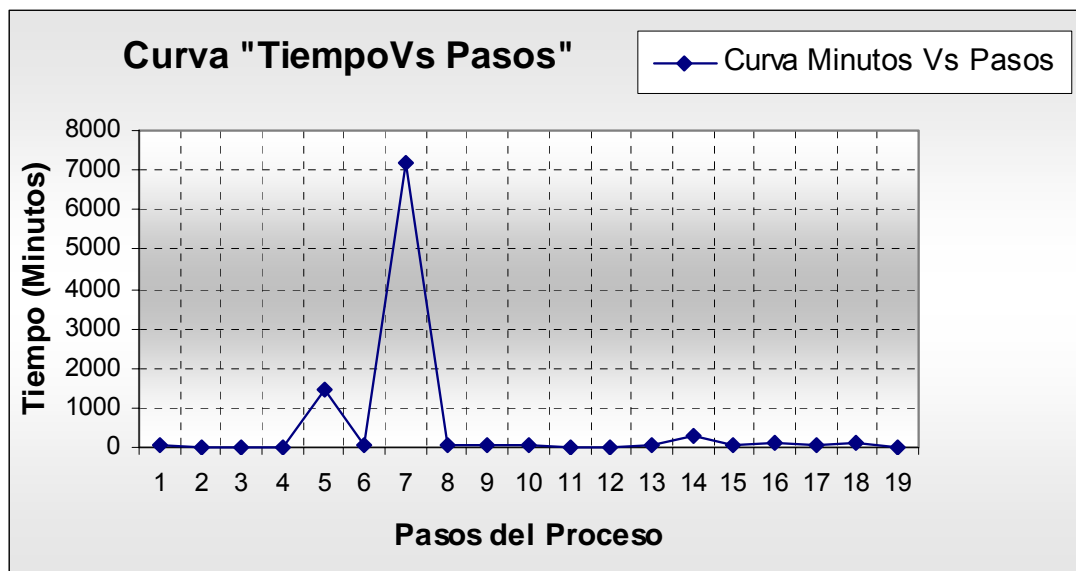
La alternativa que se ha propuesto para la reducción de pérdidas comerciales es justamente el proceso de contratación, proceso que fue analizado de acuerdo a su situación actual y a la cual se planteará mejoras para que el proceso sea más eficiente. Esta mejora se la hizo estudiando y analizando cada una de las actividades que tiene el proceso.

#### 4.4.1.1 MEJORAMIENTO DEL PROCESO ADMINISTRATIVO DE CONTRATACIÓN E INSTALACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO.

La CATEG-D pierde mucho dinero debido a un proceso defectuoso que lo que hace es atrasar el proceso y generar mas costos. Por lo tanto se aplicaran mejoras en las actividades del proceso para que la empresa tome acciones correctivas para un mejor funcionamiento y así reducir este tipo de perdidas.

Se empezará analizar detenidamente cada paso del proceso en los diferentes departamentos, pero antes de esto se mostrará una grafica que será de mucha ayuda para el análisis.

**Grafico 4a**



Si nos damos cuenta en la grafica los pasos que ocupan mayor la mayor parte del proceso son el 1 (cliente espera atención), 5

(datos reposan temporalmente en el sistema), 7 (órdenes reposan en bandeja), 14 (ejecución de las instalaciones de medidores), 16 (verificación de órdenes trabajadas) y el paso 18 (verificación de ordenes ingresadas), pero esto no significa que los pasos de mayor tiempo no sean los adecuados puede darse el caso de que sean necesarios como no.

Los pasos que a nuestro criterio no deberían ser considerados en el proceso de contratación son:

**(5)** Datos que reposan temporalmente en el sistema. Esta actividad es de almacenamiento **(innecesario)** y el tiempo que se establece es de 1440 minutos.

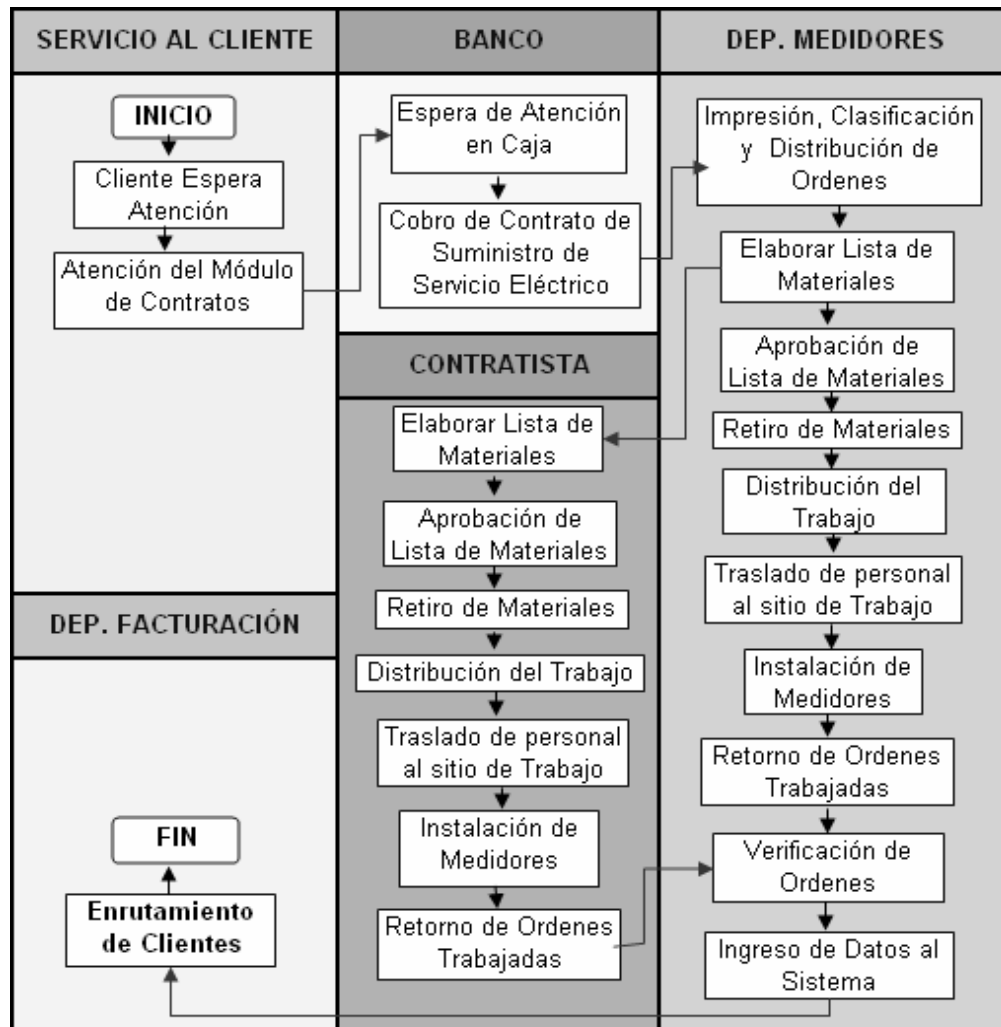
**(7)** Órdenes reposan en bandeja. Esta actividad es vinculada con la demora y el tiempo establecido es de 7200 minutos, la eliminación de este paso **evitara retardos** inútiles.

**(8)** Clasificación y distribución de órdenes y **(9)** Verificación de órdenes ingresadas. Estas dos actividades son de **operación** y establecen un tiempo de **30 y 120 minutos** respectivamente.

En lo que respecta al paso 1 (clientes esperan atención) sabemos que es una actividad de demora y que tiene que ser rectificadas porque a ninguna persona le gusta esperar demasiado tiempo por requerir un servicio por lo tanto se ha **disminuido** la atención al cliente de **76 a 30 minutos** y esto se lo hará teniendo un personal mas ágil en el departamento de servicio al cliente.

A continuación se muestra el nuevo organigrama del proceso de contratación y suministro de energía eléctrica en base al análisis efectuado.

### Nuevo Proceso de Contratación.



Como se muestra en el nuevo organigrama se han reducidos 4 pasos de los 19 que habían en la cual la eliminación de dos de ellos tienen que ver con la actividad de almacenamiento y

demora. A parte de la eliminación de estos pasos se hizo una modificación en algunos de los pasos del proceso, en la siguiente tabla se muestra con mas detalles las modificaciones.

Una vez conocidos los nuevos tiempos se procederá hacer el análisis de la eficiencia del proceso modificado.

**Tabla 4E**

	#	Descripción de Pasos del Proceso	Flujo	Símbolo en la gráfica						Tiempo		Proceso (%)
				○	➔	D	□	▽	®	Min	Días	
Serv. al Cliente	1	Cliente Espera Atención	D			✓				30	1	12,5%
	2	Atención del Módulo de Contratos	○	✓					9			
	3	Espera de Atención en Caja	D			✓			4			
	4	Cobro del Contrato de Suministro	○	✓					6			
Departamento de Medidores	5	Impresión, Clasificación y Distribución de Ordenes	○	✓					780	2	25,0%	
	6	Elaboración de la Lista de Materiales a Usar	○	✓					60	1	12,5%	
	7	Aprobación del Listado de Materiales	D			✓			30			
	8	Retiro de materiales	○	✓					15			
	9	Distribución de los Trabajos de Conexiones	○	✓					360	2	25,0%	
	10	Traslado del Personal al Sitio de Trabajo	➔		✓				30			
	11	Ejecución de las Instalaciones de Medidores	○	✓					300			
	12	Retorno de Órdenes de Conexión Trabajadas	➔		✓				60	2	25,0%	
	13	Verificación de Ordenes trabajadas	○	✓					390			
	14	Ingreso de Datos al Sistema	D	✓					390			
<b>TOTAL</b>									<b>2464</b>	<b>8</b>	<b>100%</b>	

**Tabla 4F|**

	PASOS	Símbolo	No.de Pasos	Tiempo Medio Minutos	Tiempo Medio Días
1	Operación	○	9	2310	6
2	Transporte	➔	2	90	1
3	Demora	D	3	110	1
4	Inspección	□			
5	Almacenaje	▽			
6	Retrabajo	®			
		<b>TOTAL</b>	<b>14</b>	<b>2464</b>	<b>8</b>

Entonces queda que la eficiencia del proceso mejorado es:

$$Eficiencia = \frac{2310 \text{ min}}{2510 \text{ min}} * 100 \% = 92 \%$$

Es fácil de darse cuenta que la eficiencia aumento aproximadamente el 80%, lo que indica que la CATEG-D debe hacer mejoras en este proceso, y así mejore su sistema administrativo (disminución de costos).

## **CAPITULO 5**

### **5 PRIORIZACIÓN TECNICO - ECONÓMICA Y DE FACTIBILIDAD DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS.**

#### **5.1 INTRODUCCIÓN.**

Este capítulo tiene como propósito demostrar que las alternativas propuestas para la reducción de pérdidas son justificables desde el punto de vista técnico y económico, además de los cálculos que se realicen se explicará ó justificará las acciones de las prioridades.

El análisis económico se lo hará mediante indicadores económicos para la toma de decisiones del proyecto en estudio, la aprobación de cada uno de las alternativas dependerá del valor presente neto y de la relación costo – beneficio que se los detallarán en el transcurso del capítulo.

#### **5.2 EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS PARA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS.**

En las pérdidas técnicas se detectaron algunos problemas y se dieron posibles soluciones, y se menciona que reducir este tipo de pérdidas era mucho mas costoso que reducir las pérdidas no técnicas ya que este tiene una inversión muy alta. En la



evaluación para la reducción de las pérdidas técnicas se justificara si el proyecto que se aplico tiene validez desde el punto de vista económico mas allá de cuan costoso sea el proyecto.

### 5.2.1 ANÁLISIS COSTO BENEFICIOS POR CAMBIO DE CONDUCTOR.

#### **Beneficios del Proyecto.**

Para determinar el beneficio que la empresa tiene por el cambio de conductor parte del ahorro de energía que este provoca, el tiempo que nosotros utilizamos para la determinación del ahorro de energía es de un año. A continuación se muestra una tabla que detalla las perdidas con ambos conductores y el ahorro en dólares que este cambio origina.

**Tabla 5A**

CATEG-D	Tipo de conductor	Pérdidas de Energía Anual (Kwh)	Ahorro de Energía Anual (Kwh)	Ahorro de Energía (USD)
Actual	AL ACSR 336MCM	51782112	8640557	\$ 777.650,13
Nuevo	AL ACSR 397 MCM	43141555		

El beneficio que se obtuvo por este cambio es de \$777.650,13 en un año, el ahorro de energía fue calculado a partir del costo promedio de energía dado en (\$/Kwh).

**Costo del Proyecto.**

Los conductores 336 MCM y 397 MCM tienen un valor en el mercado de 3.42 y 4.06 dólares el metro, estos valores fueron suministrados por proveedores de materiales eléctricos. Hay que considerar que para el reemplazo del conductor se necesita mano de obra la cual se la tomara como un gasto (gastos Técnicos). La siguiente tabla muestra el precio de los conductores y el costo de inversión total.

**Tabla 5B**

CATEG-D	Tipo de conductor	Precio del Conductor (USD/Km)	*Longitud total (Km)	Precio Total nuevo conductor (USD)	Gastos técnicos (USD)
Actual	AL ACSR 336MCM	3420,00	1.076,60	4.370.996,00	258.006,50
Nuevo	AL ACSR 397 MCM	4060,00			
* Dato tomado del resumen técnico del CENACE					

En el precio total del conductor ya esta incluido los accesorios que se necesita para la implementación de la obra, El costo de inversión total es de **4629002.5 dólares** (Precio total + Gastos técnicos).

**Análisis Beneficio costo del proyecto.**

El valor presente es un indicador económico que es requerido para este análisis, por medio de este indicador vamos a calcular el valor presente de los beneficios. Los beneficios que se obtuvieron en un año es de 777650.13 dólares, este valor lo

vamos a mantener constante durante el periodo de estudio esto quiere decir que vamos a suponer que la demanda se mantiene igual en ese lapso, pero en realidad se tiene un incremento de la carga desde el punto de vista real y si hay un incremento de la carga hay mayores pérdidas y a su vez con el nuevo conductor tenemos mayores ahorros “beneficios”. El valor presente de los beneficios será calculado a partir de la siguiente ecuación:

$$VP(B) = \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^n}$$

Donde; VP(B) es el valor presente de los beneficios.

Bt es el beneficio en año t.

r es la tasa de descuento (12%) y n tiempo de recuperación de capital (12 años)

**Nota:** El valor de n es considerado sólo para la recuperación de capital ya que la vida útil del proyecto es de 16 años.

El valor presente de los beneficios calculado por la ecuación es de **4812055.92 dólares**, con este valor y con el costo del proyecto ( **\$4629002.5**) determinaremos la relación beneficio costo. **Relación B/C =1.04**

La regla de decisión aprueba el proyecto ya que esta relación es mayor que 1, pero para reducir este tipo de pérdidas se

necesita una gran cantidad de dinero (costo de inversión) lo que hace un poco difícil la realización de esto ya que las circunstancias actuales de la empresa no son muy buenas.

### **5.3 EVALUACIÓN DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS SOCIALES.**

Como se menciona en el capítulo anterior de las alternativas que se propusieron solo se va a evaluar la segunda opción que trata de la protección de los equipos de medición y de las redes eléctricas. Esta evaluación se realizará de manera similar tanto para clientes residenciales de alto y bajo consumo, pero antes de esto se analizará los beneficios que implican proteger los equipos de medición y redes eléctricas. Para los tipos de usuarios en estudio, esto se lo hará mediante operaciones matemáticas sencillas.

#### **5.3.1 ANÁLISIS COSTO BENEFICIO POR INSTALACIÓN DE CABLES ANTIHURTO Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PARA LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN DE LAS REDES DEL SISTEMA.**

##### **Beneficios del Proyecto**

Para el análisis de los beneficios que implica proteger los equipos de protección y redes eléctricas se necesitara saber cuanto dinero ingresa a la CATEG-D según el cliente (residenciales de bajo y alto consumo). Este valor se lo

determinará a partir del consumo, costo de energía y de la comercialización; el costo de energía y comercialización van a variar según el consumo. A continuación se mostrará una tabla donde se especifica cual es el ingreso en dólares.

**Tabla 5C**

<b>CATEG - D</b>			
<b>Consumo de Energía (KWh)</b>	<b>Costo de Energía (USD / KWh)</b>	<b>Comercialización (USD / Cliente)</b>	<b>Ingreso (USD)</b>
50	0,068	1,414	4,814
100	0,071	1,414	8,514
125	0,073	1,414	10,539
150	0,073	1,414	12,364
200	0,08	1,414	17,414
250	0,086	1,414	22,914
300	0,093	1,414	29,314
350	0,093	2,826	35,376
400	0,093	2,826	40,026
450	0,093	2,826	44,676
500	0,093	2,826	49,326
550	0,093	4,24	55,39
600	0,093	4,24	60,04
650	0,093	4,24	64,69
700	0,093	4,24	69,34
800	0,093	4,24	78,64
900	0,093	4,24	87,94
1000	0,093	4,24	97,24
1100	0,093	7,066	109,366
1200	0,093	7,066	118,666

**\* Cargos tarifarios para el consumo de Mayo a Diciembre del 2004**

**Nota:** El ingreso que se muestra en la tabla es el ingreso neto ya que no considera impuestos por bomberos, municipio, etc...

El análisis de los beneficios para los clientes se lo hará de manera singular tanto para clientes residenciales de bajo y alto

consumo. Se cojera el caso más crítico de robo de energía que es aproximadamente el 50% de la energía que están los clientes consumiendo.

A los clientes residenciales que tienen un consumo mensual menor a 300 KWh se los denomina clientes de bajo consumo, supongamos que hay un cliente que tiene un consumo promedio mensual de 300 Kwh y que se comprobó que dicho cliente esta hurtando el 50% de la energía que esta consumiendo, para este caso según la tabla de ingresos por consumo de cada cliente la empresa estaría perdiendo \$14.66 en un mes por lo tanto los beneficios que tendría la empresa sería el mismo consumo del cliente. En la siguiente tabla se muestra lo beneficios que la empresa tiene al recuperar el 50% del consumo para este tipo de clientes.

**Tabla 5D**

<b>CATEG-D</b>	
<b>Consumo de Energía (KWh)</b>	<b>Beneficios por usuario (USD)</b>
<b>50</b>	<b>2,407</b>
<b>100</b>	<b>4,257</b>
<b>125</b>	<b>5,2695</b>
<b>150</b>	<b>6,182</b>
<b>200</b>	<b>8,707</b>
<b>250</b>	<b>11,457</b>
<b>300</b>	<b>14,657</b>
<b>Beneficios en clientes residenciales de bajo Consumo de Energía</b>	

Los clientes que tiene un consumo promedio mensual superior a los 350 KWh se los denomina clientes de alto consumo, en la tabla donde se mostraron los ingresos netos se tiene que este ingreso depende del valor de comercialización, ya que para ciertos clientes el valor de comercialización varia. De manera similar se analizara para este tipo de clientes, partiremos del caso crítico que es el 50% de energía hurtada para clientes que tiene un consumo promedio mensual de 450, 700, 110 KWh. Entonces la empresa estaría recuperando 22.34, 34.67, 54.68 dólares respectivamente. Los clientes que se pusieron como ejemplo son denominados de alto consumo pero tienen diferentes tasas de comercialización.

**Tabla 5E**

<b>CATEG-D</b>	
<b>Consumo de Energía (KWh)</b>	<b>Beneficios por usuario (USD)</b>
<b>350</b>	<b>17,688</b>
<b>400</b>	<b>20,013</b>
<b>450</b>	<b>22,338</b>
<b>500</b>	<b>24,663</b>
<b>550</b>	<b>27,695</b>
<b>600</b>	<b>30,02</b>
<b>650</b>	<b>32,345</b>
<b>700</b>	<b>34,67</b>
<b>800</b>	<b>39,32</b>
<b>900</b>	<b>43,97</b>
<b>1000</b>	<b>48,62</b>
<b>1100</b>	<b>54,683</b>
<b>1200</b>	<b>59,333</b>
<b>Beneficios en clientes residenciales de alto Consumo de Energía</b>	

**Costo de Inversión del Proyecto.**

Los precios de los materiales que sirven para la protección de los equipos de medición y redes eléctricas son el promedio de los precios de varios proveedores, la tabla que se muestra a continuación da el precio en dólares de cada uno de los materiales que se utilizaran para este estudio.

**Tabla 5F**

<b>CATEG-D</b>	
<b>Materiales</b>	<b>Precio Unitario (USD)</b>
<b>Conductor Antihurto Duplex # 6 ASC</b>	<b>0,75 el metro</b>
<b>Conductor Antihurto Triplex # 6 ASC</b>	<b>1,47 el metro</b>
<b>Caja Antihurto con materiales incluidos</b>	<b>83,00</b>
<b>Caja de Protección para medidores monofásicos sobrepuestos</b>	<b>20</b>
<b>Fleje de Acero con llave de seguridad</b>	<b>32,3</b>
<b>Conector</b>	<b>2,2</b>
*Precio unitario de los materiales	

Una vez conocidos los precios de los materiales para la protección de elementos del sistema se analizaran los costos de inversión para los clientes de bajo y alto consumo, este análisis se lo hará de manera individual.

Comenzaremos analizar el costo que implicaría proteger las redes de los clientes de alto consumo, y para esto se necesitaremos cable antihurto, fleje de acero, y llave de seguridad para los medidores. Estos tipos de cliente



generalmente tienen un estándar en la longitud de su acometida y es aproximadamente de 28 metros, entonces necesitaríamos 28 metros de cable triplex antihurto (41.16 dólares), fleje de acero con llave de seguridad (32.3 dólares) y 3 conectores para la instalación (6.6 dólares) quedándonos un costo de inversión por usuario de 80.06 dólares. A continuación se mostrará una tabla donde estará detallado el costo de inversión por usuario que implica proteger las redes.

**Tabla G**

<b>CLIENTES RESIDENCIALES DE ALTO CONSUMO</b>		
<b>MATERIALES</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>COSTO TOTAL</b>
Conductor Antihurto Triplex #6 ASC	28 metros	\$ 41,16
Fleje de Acero con llave de seguridad	1	\$ 32,30
Conectores	3	\$ 6,60
<b>costo total de inversión por usuario</b>		<b>\$ 80,06</b>

Para los clientes de bajo consumo el análisis se lo hará de manera diferente porque como mencionamos en el capítulo 4 estos tipos de clientes son mas descarados para hurtar la energía, ellos se conectan directamente de las redes secundarias, rompen sellos, etc. Y para que la empresa se pueda proteger de estos tipos de clientes en la mayoría de casos se necesitara instalar cajas antihurto, cambiar la

acometida tradicional por cable duplex antihurto, también se requeriría cajas para la protección de los medidores y conectores. Se debe tener en consideración que cada caja antihurto sirve para 10 usuarios que tengan un consumo menor a 300 KWh.

Como dijimos anteriormente para proteger a la empresa de estos clientes necesitaremos cajas antihurto cada una tiene un valor de 83,00 dólares, se remplazará las acometidas tradicionales por cable antihurto duplex y su precio por metro es de 0.75 dólares, la longitud estándar para este tipo de clientes de 24.5 metros y si cada caja antihurto sirve para 10 abonados entonces requeriríamos de 245 metros de cable antihurto quedando un total en dólares de 183,75. Para que la protección se mas segura se instalarán cajas para protección de medidores monofasicos sobrepuestos cada uno tiene un valor de 20 dólares como son 10 abonados entonces el valor total es de 200 dólares; para la instalación de estos elementos se necesitara 2 conectores por abonado que da un total de 20 conectores y traducido en dólares nos queda un valor de \$44. El costo de inversión total para 10 abonados ó usuarios es de \$510,75. A continuación se mostrará una tabla donde estará detallado el costo de inversión que implica protegerse de clientes de bajo consumo.

Tabla 5H

<b>CLIENTES RESIDENCIALES DE BAJO CONSUMO</b>		
<b>MATERIALES</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>COSTO TOTAL</b>
Caja Antihurto con materiales incluidos	1	\$ 83,00
Conductor Antihurto Duplex #6 ASC	245 metros	\$ 183,75
Caja de Protección para medidores monofásicos sobrepuestos	10	\$ 200,00
Conectores (2 por usuario)	20	\$ 44,00
costo total de inversión por cada 10 usuarios		\$ 510,75

**Análisis Beneficio-Costo del Proyecto.**

Este indicador económico se lo analizara para un periodo de tiempo, el tiempo que nosotros hemos establecido y que nos ayudaría a concluir si el proyecto es factible o no es de 1 año. A continuación se mostrara una tabla donde constan los beneficios y costos que implican proteger a las redes secundarias de los clientes residenciales de alto y bajo consumo.

**Tabla 5I**

<b>CLIENTES RESIDENCIALES DE ALTO CONSUMO</b>			
<b>Consumo de Energía (KWh)</b>	<b>Beneficio Anual por Usuario (USD)</b>	<b>Costos (USD)</b>	<b>Relación Beneficio-Costo</b>
350	212,26	80,06	2,65
400	240,16	80,06	3,00
450	268,06	80,06	3,35
500	295,96	80,06	3,70
550	332,34	80,06	4,15
600	360,24	80,06	4,50
650	388,14	80,06	4,85
700	416,04	80,06	5,20
800	471,84	80,06	5,89
900	527,64	80,06	6,59
1000	583,44	80,06	7,29
1100	656,20	80,06	8,20
1200	712,00	80,06	8,89

**Tabla 5J**

<b>CLIENTES RESIDENCIALES DE BAJO CONSUMO</b>			
<b>Consumo de Energía (KWh)</b>	<b>Beneficio Anual para 10 Usuarios (USD)</b>	<b>Costos (USD)</b>	<b>Relación Beneficio-Costo</b>
50	288,84	510,75	0,57
100	510,84	510,75	1,00
125	632,34	510,75	1,24
150	741,84	510,75	1,45
200	1044,84	510,75	2,05
250	1374,84	510,75	2,69
300	1758,84	510,75	3,44

Los valores de la relación beneficio- costo que se muestran en la tabla indican que el proyecto puede ser aprobado para clientes que tengan un consumo superior a los 100 KWh esto es porque la relación beneficio-costo nos dio mayor que 1, si nos damos cuenta que para un cliente que tenga un consumo inferior a los 100 KWh el proyecto no es factible.

#### **5.4 EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS COMERCIALES.**

En el capítulo 4 se analizó el proceso de contratación actual, detallando cada una de las actividades, para así dar conocer los problemas financieros que este proceso le produce a la empresa de distribución eléctrica de Guayaquil. También se hizo un estudio para mejorar el proceso eliminando pasos innecesarios en las actividades, en este capítulo se hará un estudio económico en base al proceso actual y mejorado para tratar de combatir de una manera efectiva estas pérdidas.

##### **5.4.1 ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DEL MEJORAMIENTO DEL PROCESO ADMINISTRATIVO DE CONTRATACIÓN E INSTALACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO.**

El análisis costo-beneficio determinará si el proceso de contratación mejorado es conveniente o no, esto se lo hará conociendo las pérdidas económicas que produce el proceso actual y el costo inversión para el proceso mejorado.

#### **5.4.1.1 COSTO DEL PROYECTO.**

El costo de inversión que se requiere para el proceso de contratación mejorado es mínimo, a continuación mencionaremos los puntos para las mejoras, con el propósito de conocer cual sería el costo total de inversión.

Primeramente se debe realizar todos los trabajos pendientes que tenga este departamento y para ello hay que hacer una reubicación del personal con el propósito de poner al día las inspecciones e instalaciones y así poder agilizar las nuevas contrataciones del servicio de energía eléctrica, esta reubicación sólo será momentánea hasta que los trabajos pendientes hallan sido atendidos. El costo de inversión para la reubicación no tiene un valor en dólares, sólo se requiere que el administrador tome la decisión y la haga cumplir.

Para cumplir los trabajos a tiempo se requiere que la empresa tengan los suficientes elementos de medición y materiales para la instalación de las mismas, entonces se necesita tener un buen inventario para que en el momento de instalar el servicio no hagan falta, para tener un buen inventario se debe planificar a futuro y esto se lo hace mediante proyecciones en base al numero de contrataciones pasadas y entonces así poder tener un número estimado de contrataciones futuras ( lo necesario para un año). Tener los suficientes materiales para cumplir con

los requerimientos de los clientes no necesita inversión ya que la CATEG-D debe constar con dicho presupuesto.

Y por ultimo se requiere que los nuevos clientes estén lo suficientemente informados para la contratación del servicio, para ello necesita invertir en anuncios publicitarios (radio periódico, carteles), teniendo siempre en cuenta que este costo no debe exceder a los beneficios. El costo total de inversión según lo cotizado acerca de los anuncios publicitarios seria aproximadamente de 2500 dólares.

#### **5.4.1.2 RENTABILIDAD DEL PROYECTO.**

Para poder determinar si el proyecto es rentable o no, debemos analizar los beneficios que obtendríamos al mejorar el proceso de contratación, adicional a esto, primero vamos analizar cual es el promedio mensual de ordenes anuladas en el proceso de contratación actual.

Los motivos por la cual se retira muchos clientes son varios, pero el principal es debido a que no existe una adecuada atención, este fue unos de los motivos por que se hizo el mejoramiento del proceso. Aquí analizaremos las pérdidas económicas que produce el retiro de los clientes, esto se lo hará a partir del reporte mensual del proceso de contratación actual. A continuación se muestra una tabla donde indica el reporte de





**minutos** son utilizados para el proceso de contratación actual, mientras que en la tabla 4F muestra que el proceso de contratación mejorado sólo utiliza **2464 minutos**, dando un **ahorro** de tiempo de **7201 minutos** y en horas 120 que representaría un porcentaje de 74.5%.

Si a las 120 horas ahorradas la multiplicamos por la mano de obra promedio de un trabajador (3,5 dólares/horas) nos queda que la empresa ahorra \$420 en los 14 días del tiempo medio de instalaciones a nuevos clientes, por la tanto al mes ahorráramos \$900 dando un **ahorro anual de 10800 dólares aproximadamente.**

La tabla que se muestra a continuación muestra los beneficios del proceso de contratación.

**Tabla 5L**

<b>Beneficio del proceso de contratación</b>	<b>Beneficios en USD</b>
<b>Por Reducción de Tiempo</b>	<b>\$ 10.800,00</b>
<b>Por Evitar que se anulen las órdenes</b>	<b>\$ 22.078,50</b>
<b>Total</b>	<b>\$ 32.878,50</b>

El proyecto es aprobado porque la relación beneficio-costos es de 13.15 ya que la regla de decisión dice que para aprobar un proyecto la relación B/C debe ser mayor que 1.

**Relación Beneficio/Costo = 13.15**

## 5.5 PRIORIZACIÓN Y FACTIBILIDAD DE LAS ALTERNATIVAS.

La priorización consiste en seleccionar cual de estas alternativas se debe realizar primero en base al análisis de los beneficios y costos que generen para luego justificar cada una de ellas y ver si es factible.

A continuación se muestra las acciones que la empresa de distribución eléctrica debe poner en práctica, cada una de estas acciones están ordenadas en orden de prioridad.

- ❖ Mejorar el proceso de contratación e instalación del servicio eléctrico. Esta acción sin duda va a facilitar el proceso porque se eliminaran pasos innecesarios y agilizará el servicio para los que lo requieran. También se debe hacer uso de los anuncios publicitarios, para que así las personas estén enteradas de la nueva manera de conseguir el servicio.
- ❖ Evitar el fraude y hurto de energía. Poner mayor control para clientes industriales, comerciales y residenciales de alto consumo. Se debe proteger los medidores y las redes para que estos no sean manipulados especialmente para clientes residenciales de bajo y alto consumo.
- ❖ Minimizar las pérdidas técnicas por medio de cambio de conductores. Realizar inversiones para que se realice el cambio y así definitivamente minimizar las pérdidas en las líneas ( efecto joule)

Dado el orden prioritario procederemos a justificar cada una de las acciones para ver que tan factibles son las alternativas dadas.

- ✓ Mejorar el proceso de contratación e instalación del servicio eléctrico. Para mejorar este proceso se requiere de poca inversión (invertir en anuncios publicitarios), lo que realmente se necesita es de la toma de decisiones por parte del administrador y así cambiar mejor los procesos. Al obtener ahorros por el mejoramiento del proceso ayuda a tener los suficientes equipos y materiales para el suministro del servicio y así desde luego evitar las anulaciones del servicio.
- ✓ Evitar el fraude y hurto de energía. Para evitar esto se debe de partir de que los infractores ya han sido identificados. Para luego hacer un estudio económico acerca de protección de lo equipos de medición y de las redes, esta acción desde el punto de vista económico es bastante factible.
- ✓ Minimizar las pérdidas técnicas por medio de cambio de conductores. El cambio de conductor necesita de un costo de inversión muy alto y para las condiciones actuales de la empresa no es tan factible invertir en esta acción.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### CONCLUSIONES.

- La empresa de distribución de energía eléctrica de Guayaquil tiene **9,82%** de **pérdidas técnicas**, **18,65%** en **pérdidas sociales** y **24%** en **administrativas**, lo que da como resultado que la empresa tiene un total de **52,47% de pérdidas**. Evidentemente las pérdidas sociales y comerciales superan a las pérdidas técnicas por lo que se concluye que estas pérdidas deben ser reducidas lo mas rápido posible para que la empresa no siga teniendo pérdidas económicas.
- El porcentaje de recaudación para los clientes **residenciales, comerciales e industriales** son de **76,49%, 82,06% y 86,72% respectivamente**. Aunque en los clientes industriales se tenga mayor porcentaje de recaudación es a estos a los que debe cobrar, ya que ellos tienen como hacerlo, a diferencia de los residenciales en zonas rurales que verdaderamente no tienen debido a los problemas económicos que atravieza el país.
- El análisis costo beneficio para la reducción de pérdidas sociales determino que el proyecto no es valido para clientes que tienen un consumo menor a los 100 KWh, entonces no es rentable la aplicación de este proyecto ya que la mayoría de estos infractores tienen un consumo promedio de 60 KWh.

- Sin duda la mejora del proceso de contratación e instalación del servicio eléctrico es muy importante para la empresa ya que la eficiencia aumento casi al 92% del 7.6% que estaba inicialmente por lo que concluimos que se debe tomar una decisión contundente para el mejoramiento del proceso.

### **RECOMENDACIONES.**

- Se recomienda reducir las pérdidas sociales y administrativas en relación a las pérdidas técnicas ya que el costo de inversión que se necesita para reducir estas es mucho menor.
- De las alternativas que se presentaron para la reducción de pérdidas, se recomienda seguir el orden prioritario que se planteo y justifico en el capítulo 5, el cual consiste:
  - Mejorar el proceso de contratación e instalación del servicio eléctrico.
  - Evitar el fraude y hurto de energía.
  - Minimizar las pérdidas técnicas por medio de cambio de conductores.
- Es recomendable que la empresa realice cursos de capacitación para los trabajadores, este curso debe ser dirigido en la parte social y humana para que entiendan que la empresa es el sostén para el bienestar de su familia y así realicen sus labores de la manera más eficiente y honesta.

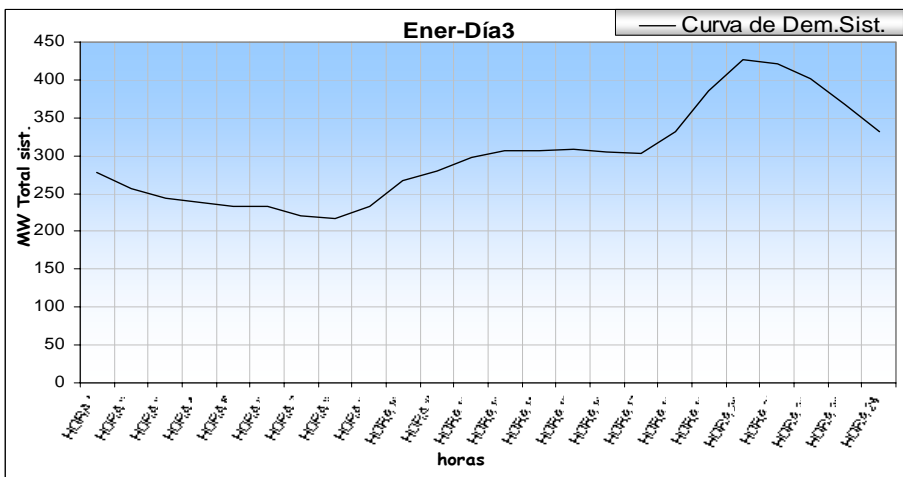
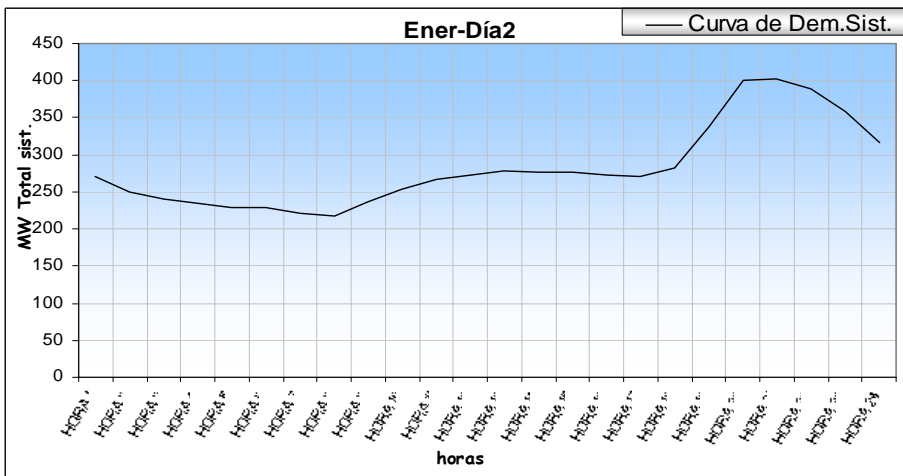
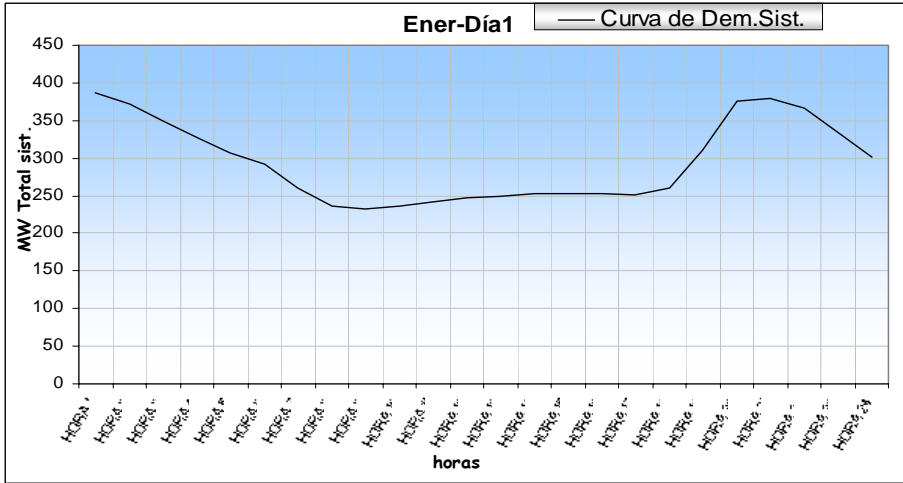
- Los problemas económicos e intereses políticos debilitan el desarrollo de la empresa ya que esto provoca inestabilidad en muchos trabajadores por lo que se recomienda que se tome acciones para la continuidad de los mismos.

## BIBLIOGRAFIA

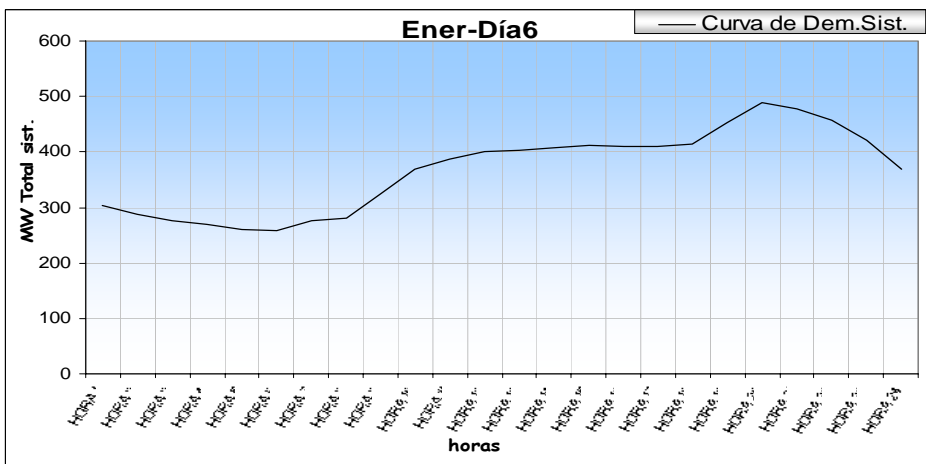
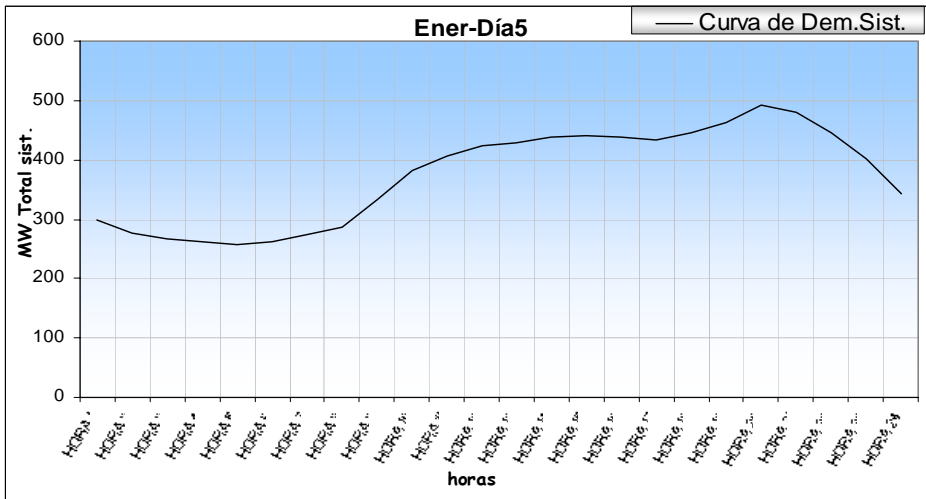
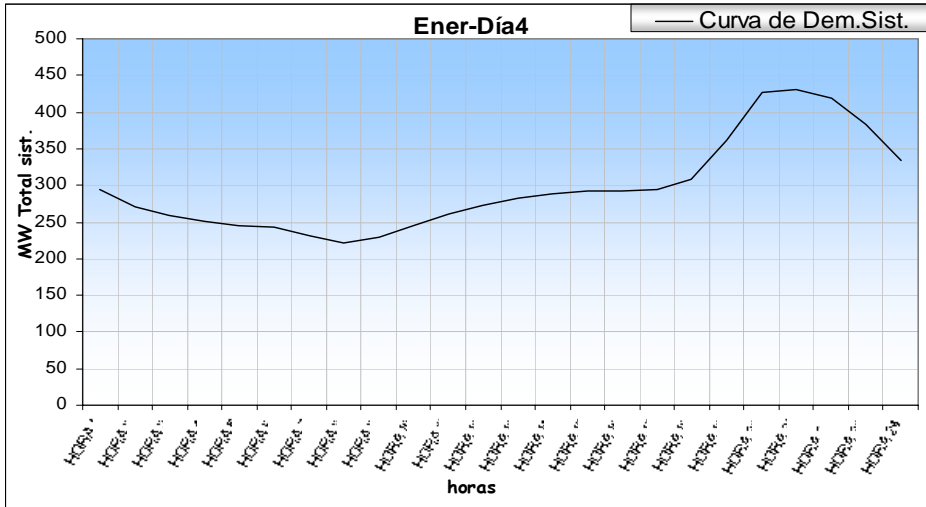
1. Jerry .L. Harbour, Reingeniería de Procesos, Capítulo V.
2. Electrical Distribution, Load Characteristics, Chapter 2, L. W. Manning.
3. CIER, Pérdidas de Energía Eléctrica en la Distribución.
4. Westinghouse, Distribution Systems, Volumen 3, Paginas 435 – 445.
5. Boletines informativos (2004), CENACE – CONELEC.
6. CATEG-D, Documentación sistema comercial.
7. CATEG-D, Documentación del proceso Administrativo.
8. [www.meterguy.com](http://www.meterguy.com)
9. [www.conelec.com](http://www.conelec.com)
10. [www.cenace.gov.ec](http://www.cenace.gov.ec)

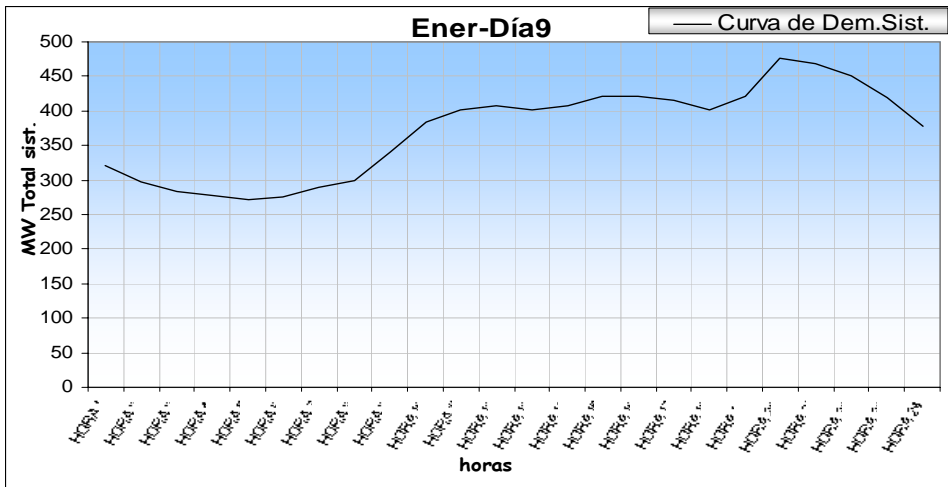
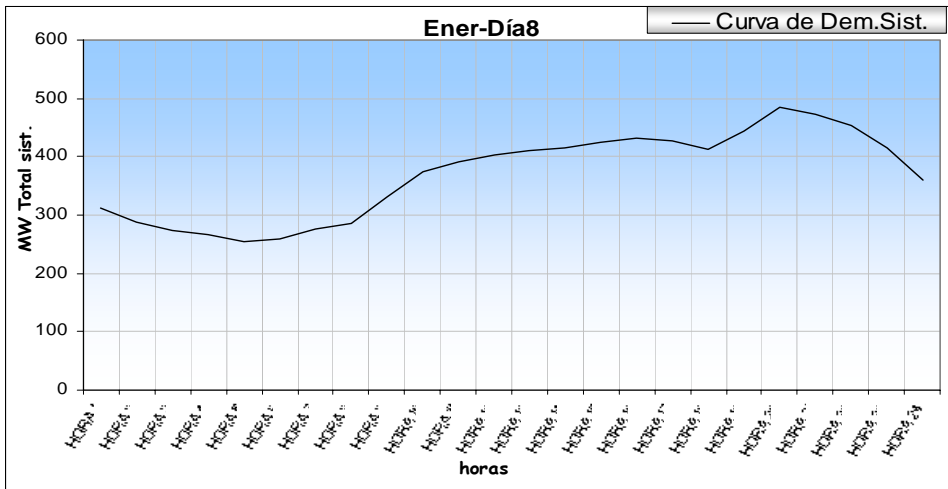
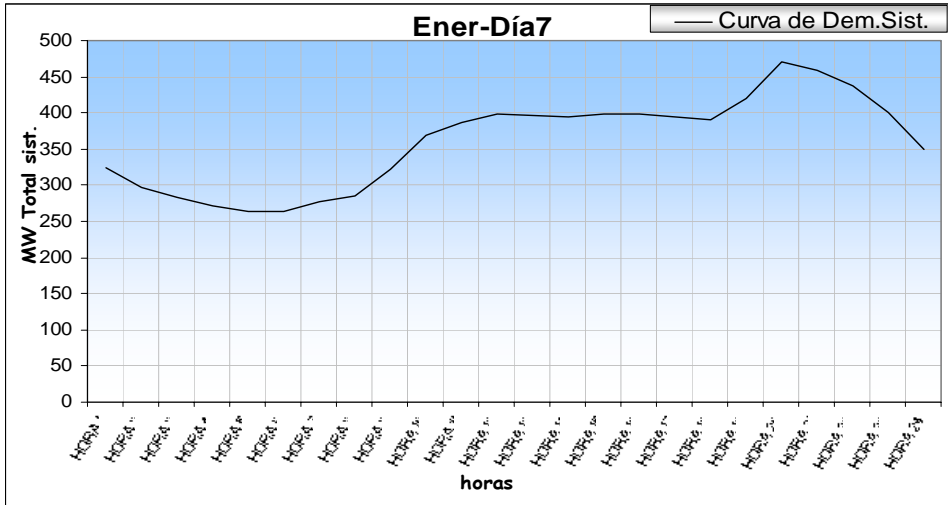
# Anexo 1

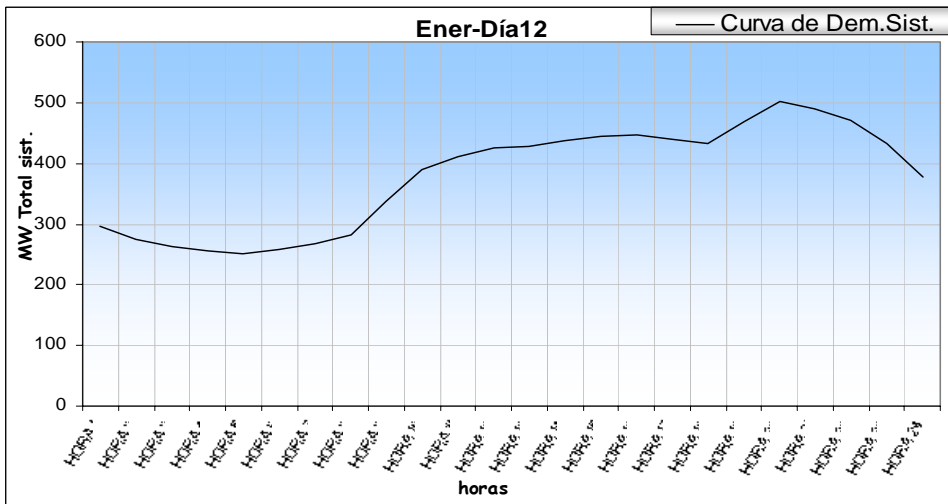
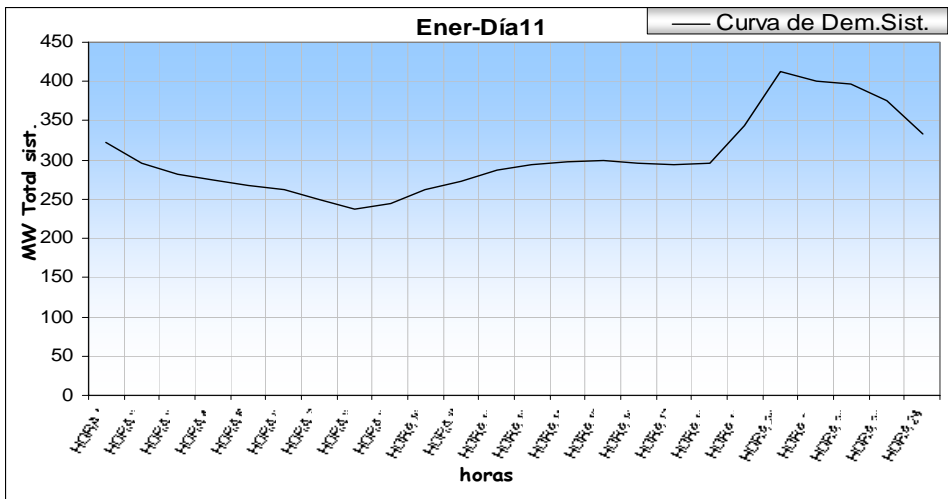
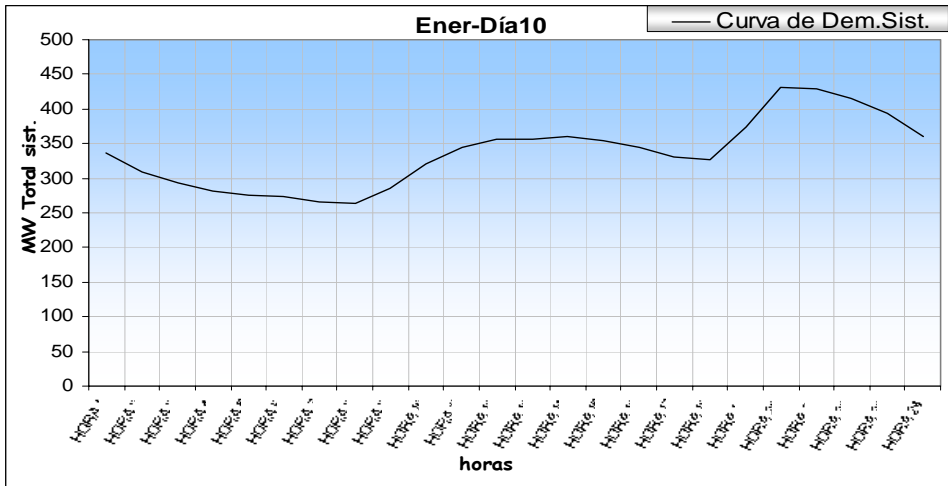
## Gráficos: Curvas diaria de Carga

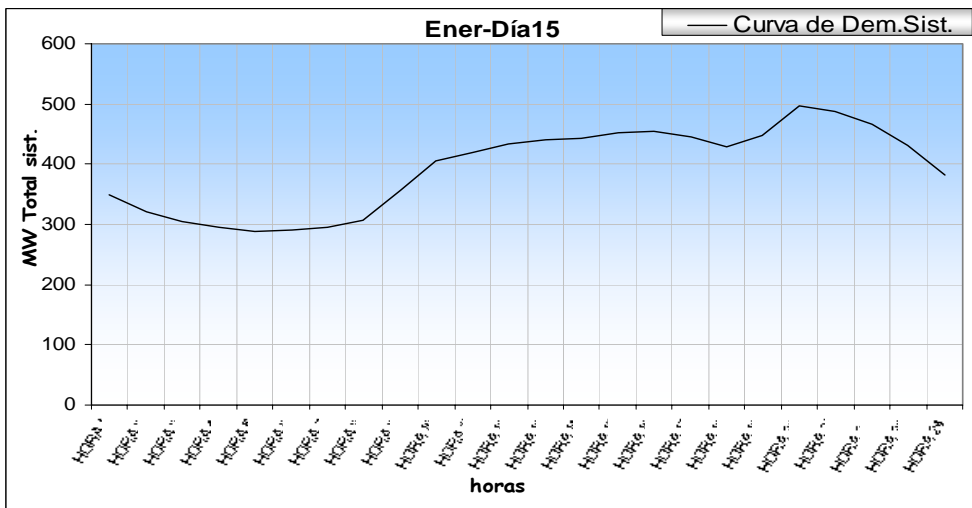
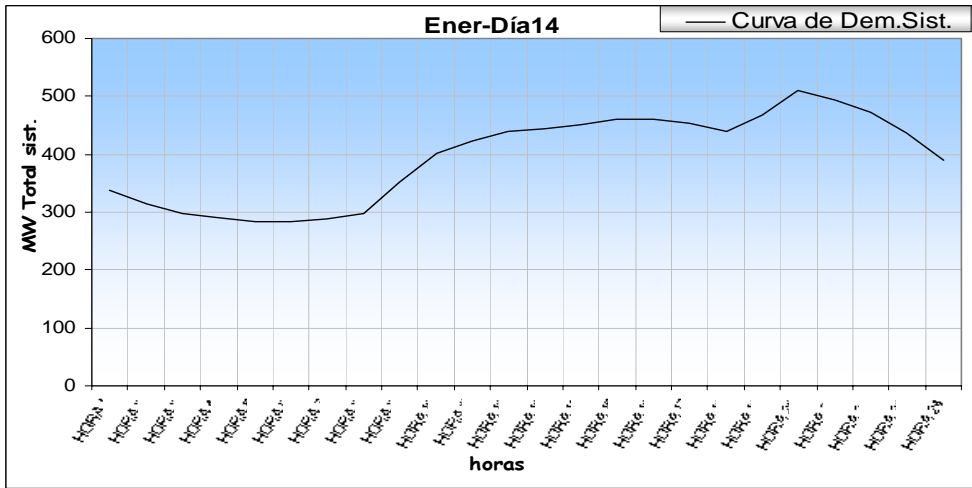
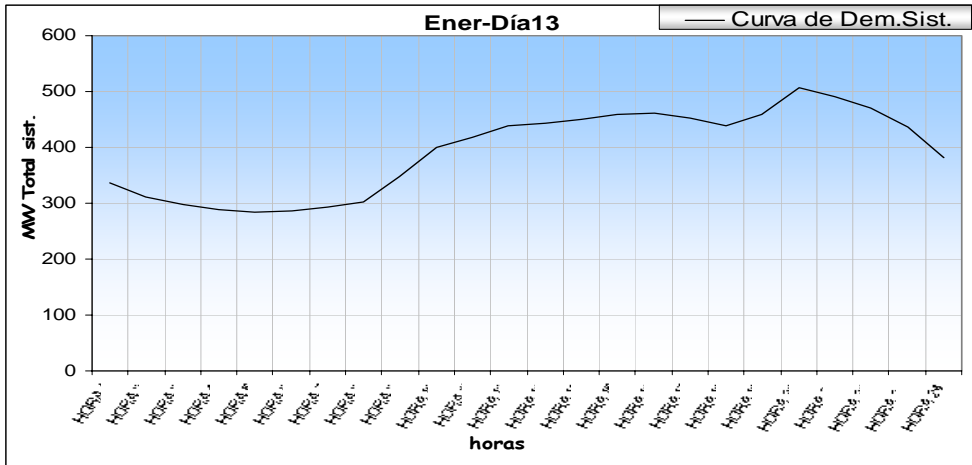


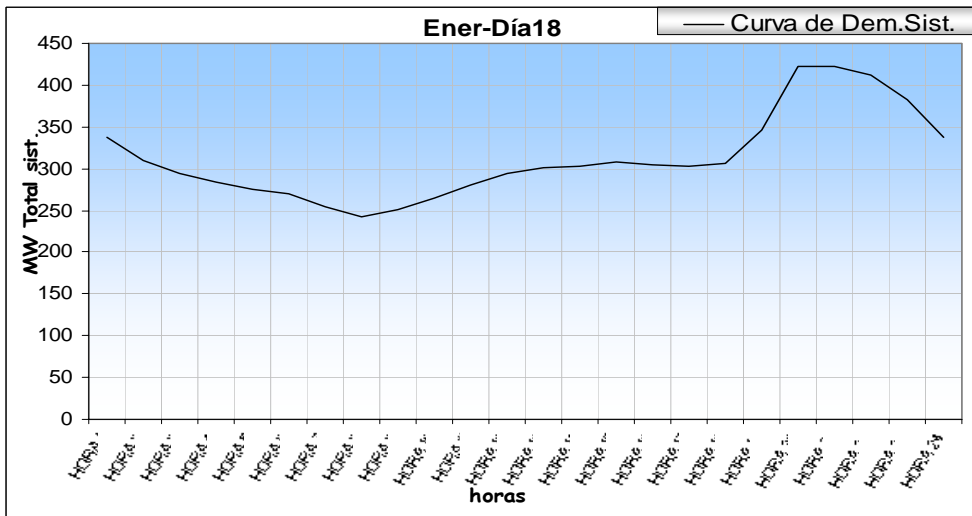
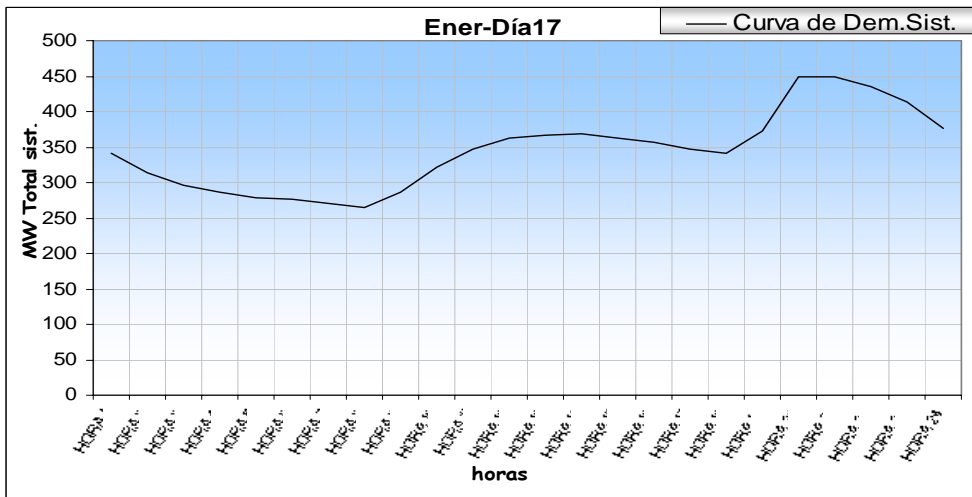
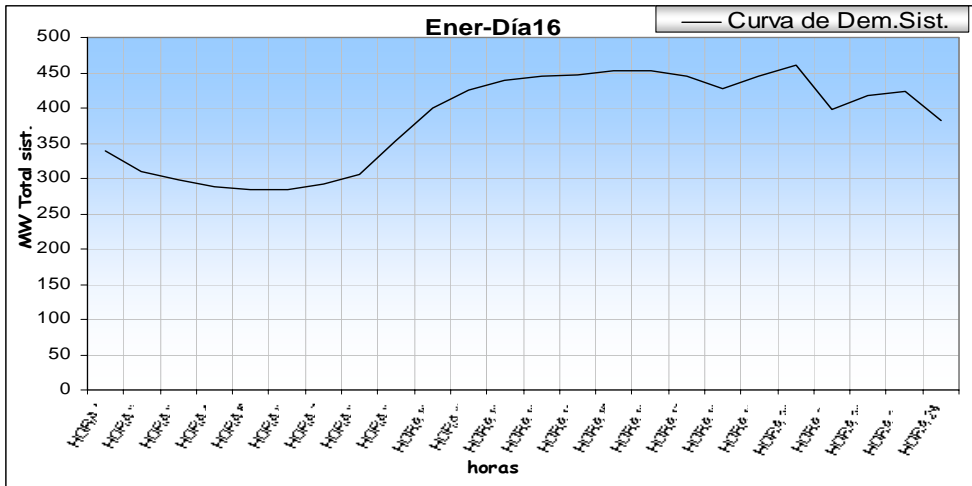


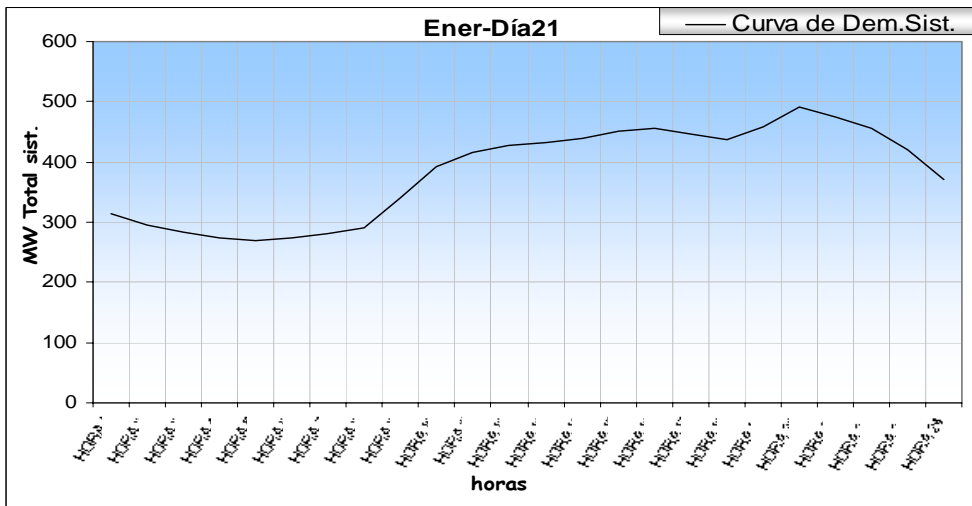
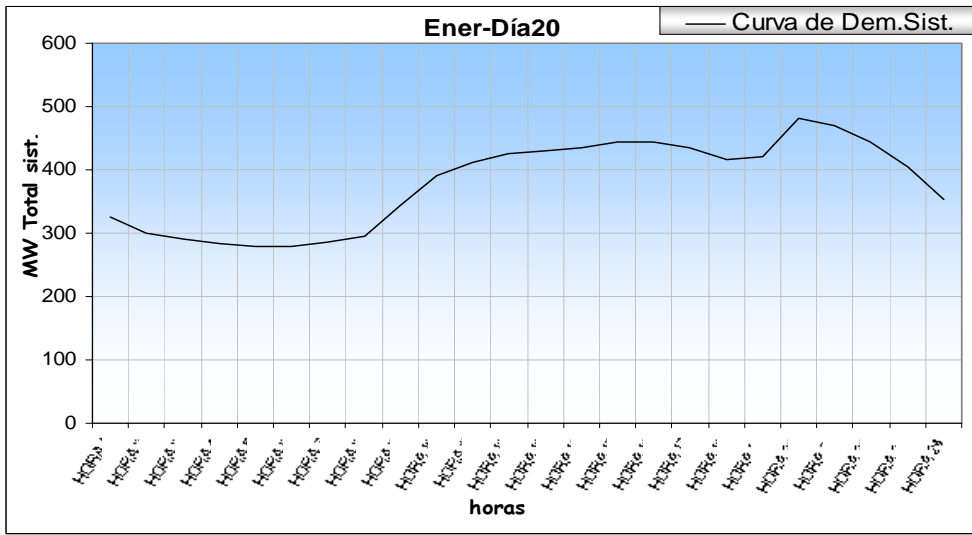
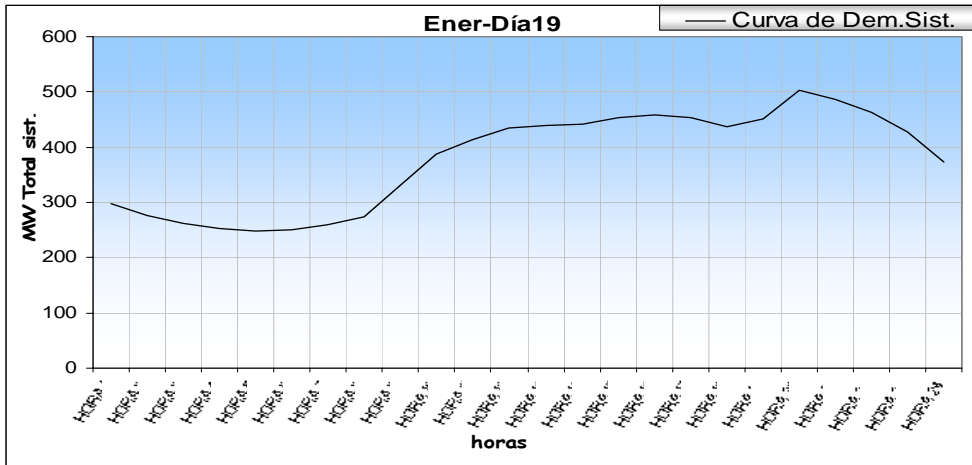


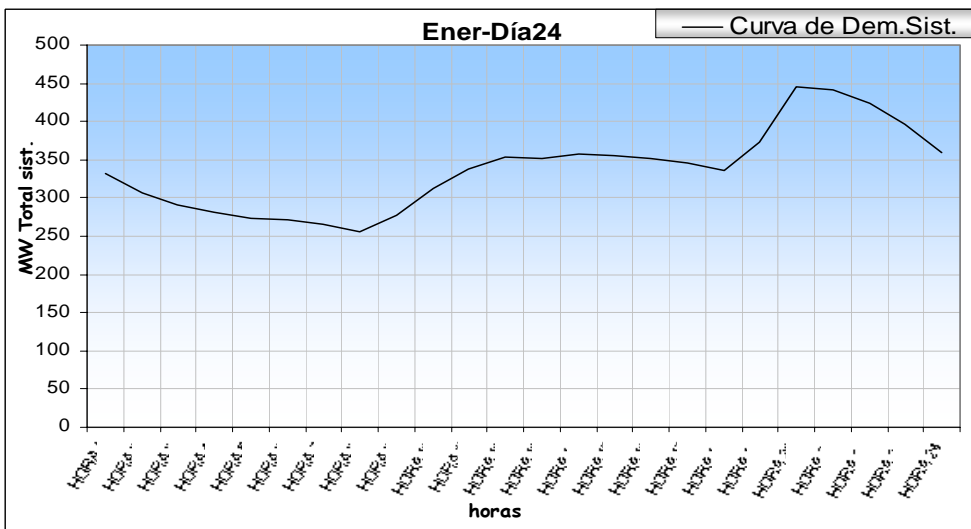
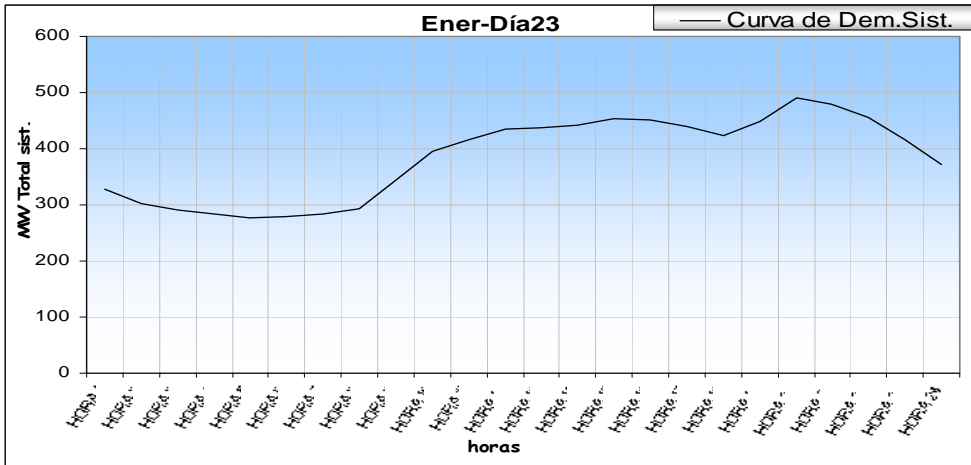
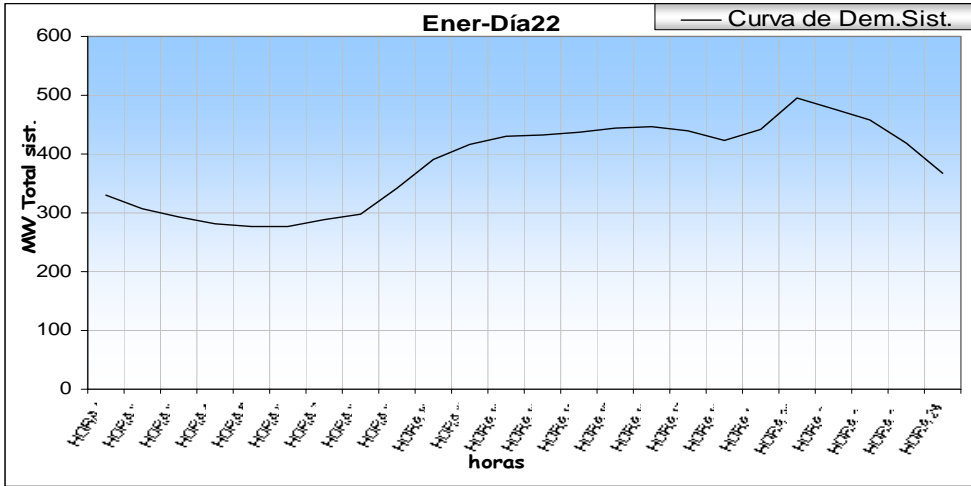


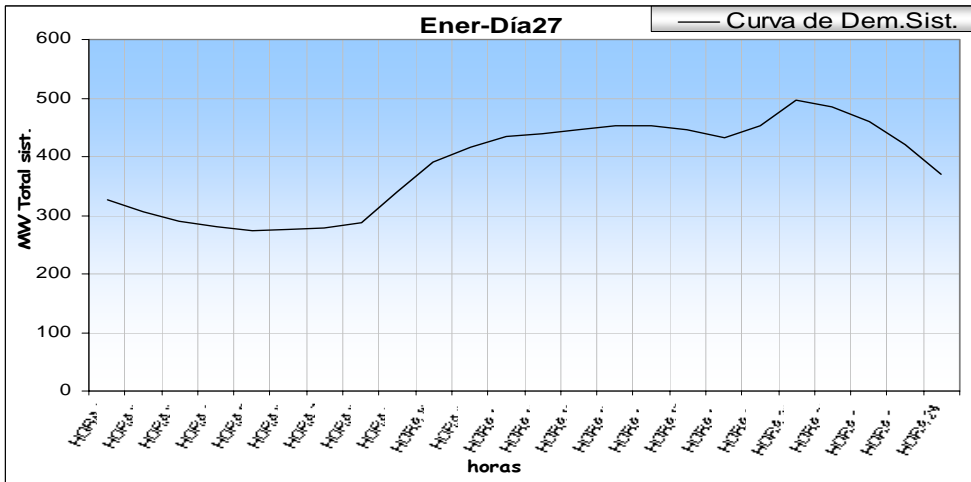
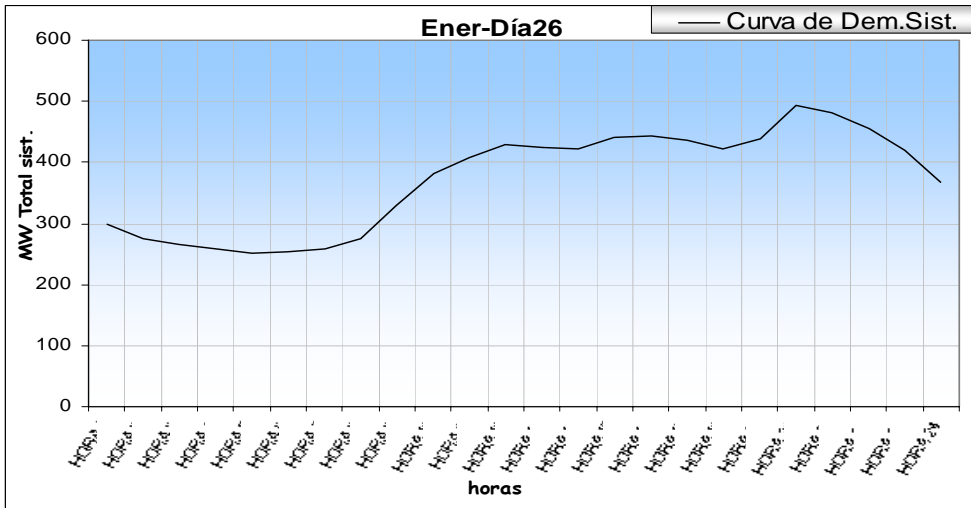
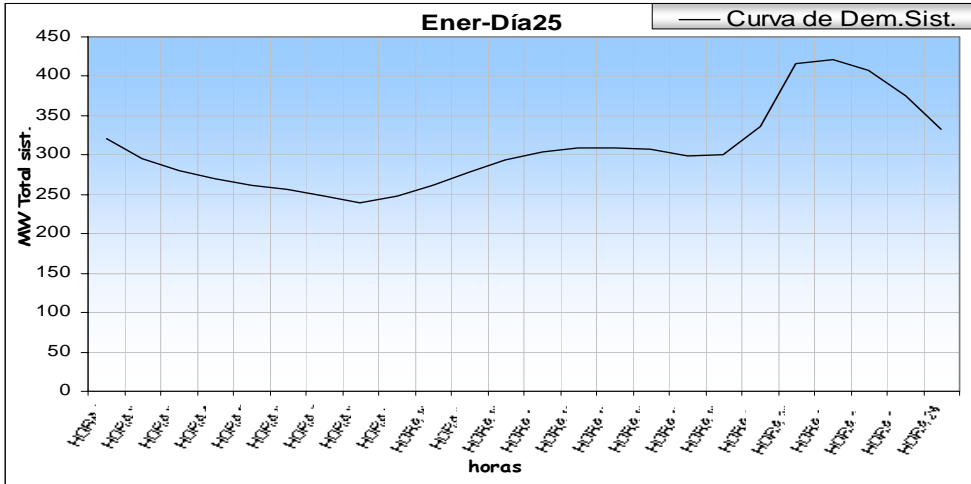




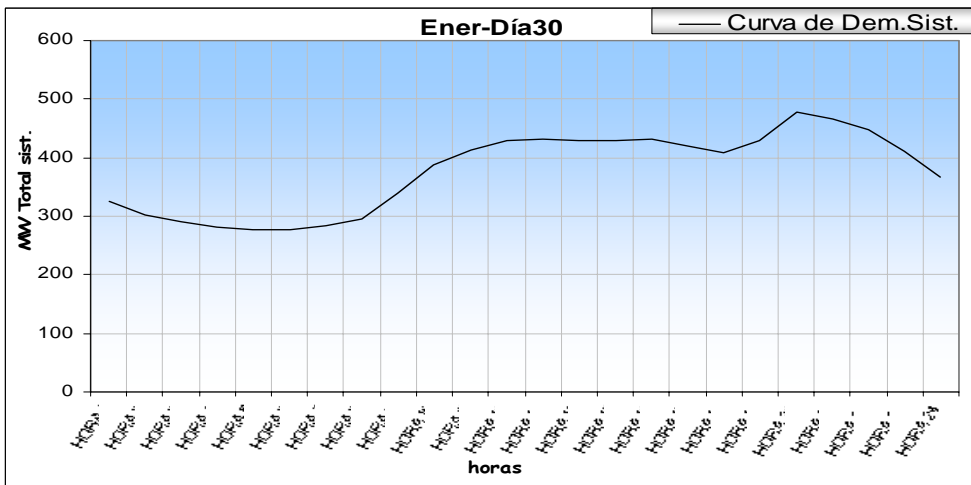
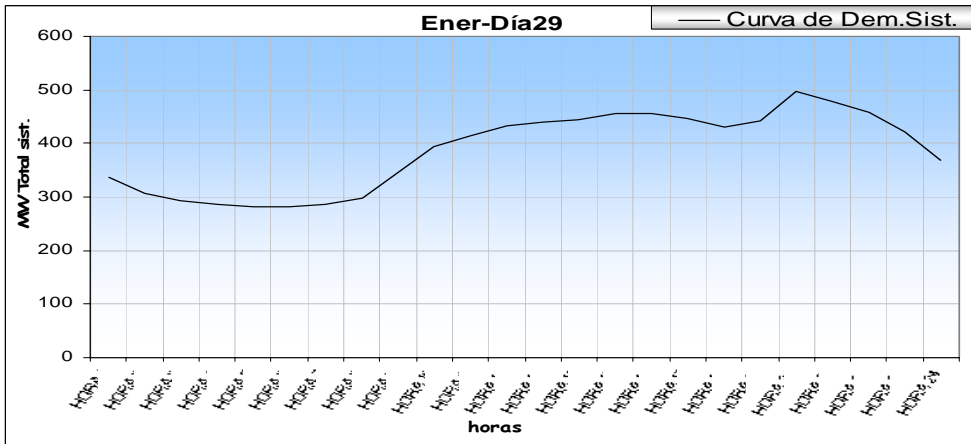
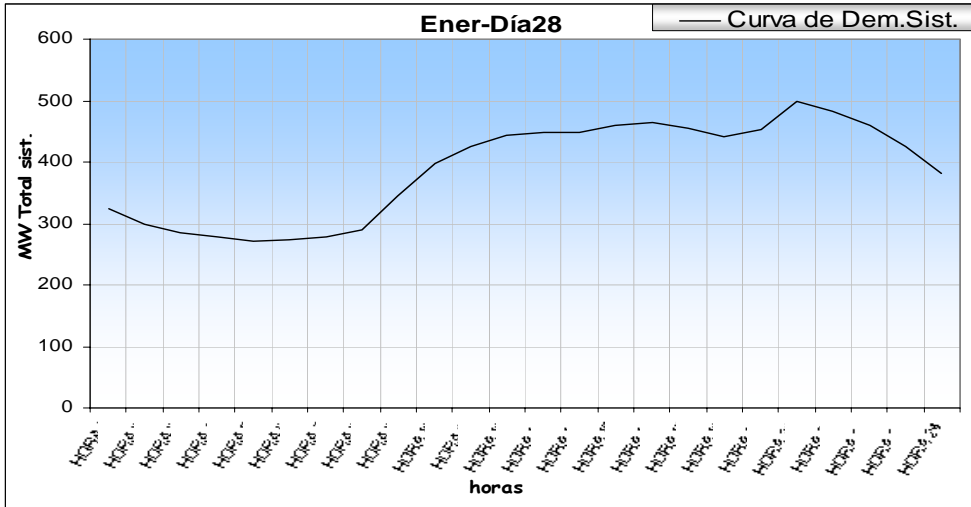


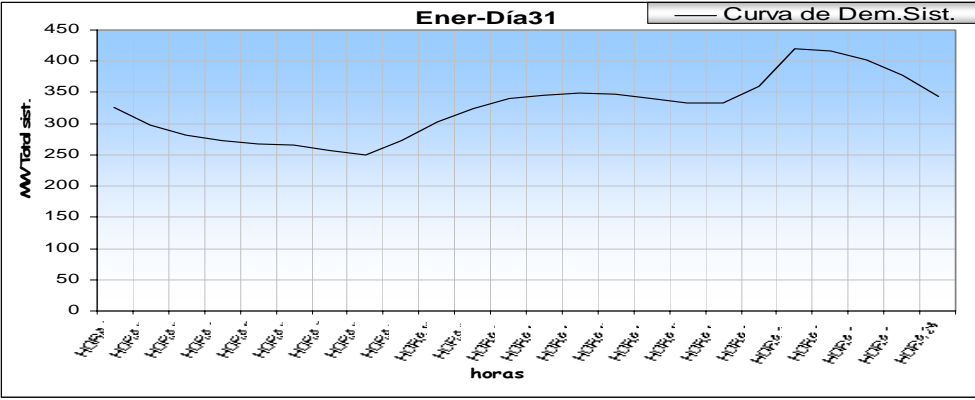












## Anexo 2

Tabla 1A

<b>Residencial</b>	340.722	85,16%
<b>Comercial</b>	54.709	13,67%
<b>Industrial</b>	3.019	0,75%
<b>Otros</b>	1573	0,39%
<b>Alumbrado Público</b>	82	0,02%
<b>TOTAL</b>	<b>400.105</b>	<b>100%</b>

Tabla 1B

<b>ENERGIA FACTURADA</b>	
<b>kWh</b>	<b>%</b>
59.748.646	30,59%
54.065.886	27,68%
52.217.323	26,73%
22.394.981	11,46%
6.912.207	3,54%
<b>195.339.043</b>	<b>100%</b>

Tabla 1C

<b>SERVICIOS QUE PRESTA LA CORPORACIÓN ADMINISTRACION TEMPORAL ELECTRICA DE GUAYAQUIL</b>								
<b>DESCRIPCION DEL SERVICIO</b>		<b>DEPARTAMENTO Y/O AREA PROVEEDORA DEL SERVICIO</b>						
		<b>AP</b>	<b>COB</b>	<b>CON</b>	<b>DIST</b>	<b>FACT</b>	<b>INSP</b>	<b>MED</b>
1	Contratación							
2	Cambio de luminarias							
3	Cambio de medidores							
4	Cambio de nombre de propietario de medidor							
5	Cambio de postes							
6	Contribución por servicios varios							
7	Convenios de pagos							
8	Devolución de depósitos							
9	Ejecución de cuentas							
10	Ejecución de proyectos a través de convenios							
11	Extensiones de redes (Transmisión/Distribución)							
12	Inspección							
13	Instalación de nuevas luminarias							
14	Instalación de nuevos medidores							
15	Instalación de nuevos postes							
16	Instalación de transformadores							
17	Mantenimiento de transformadores							
18	Pago a través de agencias y/o bancos.							
19	Reclamos por facturación							
20	Reclamos por fallas en el servicio							
21	Reconocimiento de indemnizaciones							
22	Reubicación de luminarias							
23	Reubicación de medidores							
24	Reubicación de postes							
25	Servicios eventuales directos							
26	Suspensiones del servicio							

**Nomenclatura:** Alumbrado Público: **AP** | Facturación : **FACT**  
 Cobranzas : **COB** | Inspecciones : **INSP**  
 Construcciones : **CON** | Medidores : **MED**  
 Distribución : **DIST** | Servicio al cliente : **SC**

**Tabla 1D**

Tiempo		Alborada		Ceibos1		Ceibos2		Garzota	
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
DIA									
1	HORA 1	10,86121	1,667395	4,9686	-1,2726	7,0854025	1,3272	9,2945925	2,0286
	HORA 2	9,99599	1,9823975	4,6032	-1,2852	6,589805	1,2978025	8,4881875	1,974005
	HORA 3	9,62219	1,999205	4,4309975	-1,2558	6,34621	1,3062025	8,022	1,9446025
	HORA 4	9,340805	2,0118	4,3428025	-1,2348	6,17401	1,2768	7,786785	1,9068025
	HORA 5	9,1770025	1,9866	4,258795	-1,2432	6,07321	1,239	7,6566025	1,894205
	HORA 6	9,4038	1,923605	4,3511875	-1,2474	6,279	1,2222	8,0052	1,9488
	HORA 7	10,1724025	1,6674	4,5695925	-1,6002	6,9593975	1,1004	8,6015875	1,7261975
	HORA 8	9,9036075	1,7556	4,8804025	-1,8816	7,413005	1,2642	9,009015	1,9781975
	HORA 9	11,2770075	2,3561975	6,18659	-1,4406	8,1017975	1,1508	10,315205	1,70939
	HORA 10	13,187995	3,1794025	7,501195	-0,966	10,9788	1,449	11,7683925	2,184
	HORA 11	14,4815825	3,1962	8,589	-0,6888	12,86459	1,5498	12,60419	2,1042025
	HORA 12	15,4181875	3,3767975	9,5466025	-0,3066	12,1379975	1,9446	13,48201	3,0701925
	HORA 13	15,4307925	3,2424025	10,0211925	-0,0378	10,025405	1,9152	13,717195	3,192
	HORA 14	15,4055975	3,1164	9,8448	-0,1428	9,70198	1,8144	13,63739	3,0113975
	HORA 15	15,5357825	3,0702	9,46679	-0,4284	9,895195	1,9866	13,985985	3,074395
	HORA 16	15,9054225	3,1541975	9,878395	-0,2562	10,289995	2,0328	14,53619	3,1289975
	HORA 17	15,926385	3,3348025	9,6810075	-0,2226	10,1892025	2,0244	14,3262175	3,1751975
	HORA 18	15,46859	3,2844025	9,07619	-0,3654	9,7859975	1,8774	13,742405	3,0701975
	HORA 19	16,76218	3,1164	9,13921	-0,7014	11,0333875	1,7472	14,8007875	2,9526075
	HORA 20	18,1104025	2,977805	8,584795	-1,1802	12,112815	1,659	15,351005	2,7006
	HORA 21	16,5018125	2,381395	7,4507975	-1,2642	11,8482	1,575	14,4564	2,3268
	HORA 22	15,2628125	2,1167975	6,7494175	-1,0416	10,9074025	1,3104025	13,456795	1,4364025
	HORA 23	13,906195	2,5452	6,1740175	-1,0836	9,6012125	1,7178	12,2262025	2,0454025
	HORA 24	12,23459	2,4402	5,5229925	-1,1466	8,169005	1,5666	10,6049925	2,654405

*Datos de carga de subestaciones del 1 de Julio de 2004.*

**Tabla 1E**

BALANCE "Demanda Máxima"			
Empresa	Mes	Demanda Máxima (MW)	Factor de Carga (%)
CATEG-D	Ene	563,33	68,80
	Feb	551,71	71,68
	Mar	567,85	71,73
	Abr	565,22	69,89
	May	584,89	65,29
	Jun	536,39	67,32
	Jul	516,62	67,69
	Ago	523,26	66,51
	Sep	536,34	67,28
	Oct	558,73	65,63
	Nov	552,01	66,19
	Dic	606,16	66,73
<b>Total CATEG-D</b>		<b>606,16</b>	<b>62,18</b>

Tabla 2A

**Transformadores Poder (S/E's)**

<b>Subestación</b>	<b>Perdidas en MW del Transformador</b>
Alborada	0,07
América	0,07
Atarazana	0,05
Ayacucho	0,05
Boyacá 1 y 2	0,06
*B. Público	0,00
Ceibos 1 y 2	0,07
C. Blanco	0,03
Cumbres	0,04
Esmeraldas 1 y 2	0,11
Garay 1 y 2	0,09
Garzota	0,07
Germania	0,05
Guasmo 1 y 2	0,08
Guayacanes	0,10
Mapasingue 1 y 2	0,15
Padre Canals	0,07
Portuaria	0,04
Pradera	0,09
Sauce	0,04
Torre 1 y 2	0,12
Universo	0,07
Vergeles	0,05
<b>Sub-Total (MW)</b>	<b>1,57</b>

Tabla 2A.1

**Líneas de Subtransmisión**

<b>Subtransmisión</b>	<b>Perdidas en MW de la Línea</b>
Pradera	0,24
Guasmo	0,48
Chambers	0,27
Molinera	0,1
Portete	0,07
Garay	0,67
Sur	0,49
Norte	0,6
Cemento	0,29
Ceibos	0,69
Orellana	0,66
Vergeles-AS	0,95
Vergeles-PAS	0,24
<b>Sub-Total (MW)</b>	<b>5,75</b>

Tabla 2B

		<b>Líneas S/T (MWh)</b>	<b>Subestaciones (MWh)</b>	<b>Tota Subtransmisión (MWh)</b>
<b>CATEG-D</b>	Ene	2267,43	989,38	3.256,81
	Feb	2045,40	632,55	2.677,95
	Mar	2445,74	867,89	3.313,63
	Abr	2191,25	1.063,04	3.254,28
	May	2251,40	893,97	3.145,37
	Jun	2040,83	751,60	2.792,43
	Jul	1980,39	630,92	2.611,32
	Ago	2544,82	901,52	3.446,34
	Sep	2120,71	1.153,08	3.273,80
	Oct	2223,08	962,16	3.185,24
	Nov	2142,47	654,61	2.797,08
	Dic	2680,48	832,64	3.513,12
<b>Total CATEG-D</b>		<b>26933,99</b>	<b>10333,37</b>	<b>37.267,36</b>

**Tabla 2C**

<b>ALIMENTADORA</b>	<b>POTENCIA (KW)</b>	<b>Corriente (Amp)</b>	<b>I<sup>2</sup></b>
SAMANES	7.210	313,20	98095,33
SATIRION	6.170	268,02	71836,99
OLIMPO	5.860	254,56	64799,71
PLAZA DAÑIN	7.870	341,87	116876,52
ATARAZANA 2	6.960	302,34	91410,54
ATARAZANA 3	5.300	230,23	53006,55
CALIXTO ROMERO	5.880	255,43	65242,78
LUQUE	5.240	227,63	51813,19
PICHINCHA	6.870	298,43	89061,76
JOSE MASCOTE	7.280	316,24	100009,34
CORDOVA	4.560	198,08	39238,05
MALECON	5.940	258,03	66581,05
MENDIBURO	5.350	232,40	54011,39
PADRE SOLANO	6.250	271,49	73711,94
PANAMA	6.310	274,10	75134,00
CARLOS JULIO	9.480	411,81	169587,75
CEIBOS	5.590	242,82	58965,96
NORTE	8.390	364,46	132831,69
CHONGON	6.680	290,17	84203,61
PUERTO AZUL	6.410	278,44	77534,29
4 DE NOVIEMBRE	6.940	301,47	90885,94
ACACIAS	6.530	283,66	80464,47
AV. DEL EJERCITO	6.370	276,71	76569,65
VENEZUELA	6.010	261,07	68159,55
10 DE AGOSTO	7.580	329,27	108421,70
AGUIRRE	5.280	229,36	52607,25
COLON	5.440	236,31	55843,88

<b>ALIMENTADORA</b>	<b>POTENCIA (KW)</b>	<b>Corriente (Amp)</b>	<b>I<sup>2</sup></b>
EL SALADO	5.420	235,44	55434,02
HUANCAVILCA	7.020	304,94	92993,37
HURTADO	3.360	145,95	21303,76
VELEZ	5.130	222,84	49660,66
A. FREIRE	3.610	156,81	24591,90
AEROPUERTO	7.440	323,19	104453,66
COMEGUA	7.460	324,06	105015,99
COBRE	4.490	195,04	38042,62
PASCUALES	9.690	420,93	177184,35
ROSAVIN	5.590	242,82	58965,96
ACERIAS	6.420	278,88	77776,40
CUBA	7.200	312,76	97823,41
FERTISA	7.920	344,04	118366,32
FLORESTA	6.910	300,16	90101,89
GUASMO CENTRO	7.760	337,09	113632,15
UNION DE BANANEROS	7.440	323,19	104453,66
GUAYACANES 1	8.720	378,79	143486,41
GUAYACANES 2	5.540	240,65	57915,83

GUAYACANES 3	8.470	367,93	135376,91
PLAZA DEL SOL	6.857	297,86	88722,43
URDENOR	8.336	362,10	131118,20
CELOPLAST	6.406	278,28	77440,22
STA. CECILIA	8.330	361,86	130948,69
MAPASINGUE 1	8.750	380,09	144475,40
MAPASINGUE 2	6.780	294,52	86743,55
MAPASINGUE 3	7.340	318,84	101664,63
MAPASINGUE 4	8.690	377,49	142500,81

ALIMENTADORA	POTENCIA (KW)	Corriente (Amp)	I <sup>2</sup>
MAPASINGUE 5	5.870	254,99	65021,05
MAPASINGUE 6	5.960	258,90	67030,17
SUBURBIO 2	7.290	316,67	100284,28
SUBURBIO 3	7.270	315,80	99734,77
SUBURBIO 4	6.010	261,07	68159,55
DEL MAESTRO	7.930	344,47	118665,42
LOS ESTEROS	6.070	263,68	69527,27
VALDIVIA	5.300	230,23	53006,55
CORONEL	7.469	324,43	105259,67
E. ALFARO	6.651	288,90	83465,30
ESMERALDAS	5.362	232,94	54262,255
BARRIO LINDO	7.280	316,24	100009,34
LA CHALA	5.490	238,48	56875,14
SAUCES 1	8.940	388,35	150817,88
SAUCES 2	7.450	323,62	104734,64
SAUCES 3	7.460	324,06	105015,99
SAUCES 5	5.620	244,13	59600,57
TORRE 3	7.710	334,92	112172,54
DOMINGO COMIN	5.530	240,22	57706,94

Tablas 2C.1

<b>Garay1</b>	<b>AGUIRRE</b>	5.280	229,36	52607,25	<b>Smax</b>	<b>FS1</b> 0,78782568
	<b>COLON</b>	5.440	236,31	55843,88	<b>15,9512</b>	
	<b>EL SALADO</b>	5.420	235,44	55434,02		
	<b>HURTADO</b>	3.360	145,95	21303,76		

<b>Guasmo 1</b>	<b>ACERIAS</b>	6.420	278,88	77776,40	<b>Smax</b>	<b>FS2</b> 0,92742506
	<b>CUBA</b>	7.200	312,767	97823,41	<b>20,2799</b>	
	<b>UNION DE BANANEROS</b>	7.440	323,19	104453,66		

<b>Mapasingue2</b>	<b>MAPASINGUE 1</b>	8.750	380,09	144475,40	<b>Smax</b>
--------------------	---------------------	-------	--------	-----------	-------------



	<b>MAPASINGUE 2</b>	6.780	294,52	86743,55	<b>16,4233</b>	<b>FS3</b>
	<b>MAPASINGUE 5</b>	5.870	254,99	65021,05		0,81114258
	<b>MAPASINGUE 6</b>	5.960	258,90	67030,17		

<b>Pradera</b>	<b>DEL MAESTRO</b>	7.930	344,47	118665,42	<b>Smax</b>	
	<b>LOS ESTEROS</b>	6.070	263,68	69527,27	<b>20,4307</b>	<b>FS4</b>
	<b>VALDIVIA</b>	5.300	230,23	53006,55		1,01952369

**Tabla 2D.1**

<b>Número de Alimentadoras a 13.8 KV</b>	<b>Distancia Promedio (Km)</b>	<b>R (Ω/Mi)</b>	<b>R (Ω)</b>	<b>Corriente promedio por alimentadora (Amp.)</b>
119	5,183	0,306	0,9857	339,24

**Tabla 2D.2**

<b>Factor de Potencia Promedio</b>	<b>0,9631</b>
<b>Longitud Promedio de Troncal (Km)</b>	<b>5,1830</b>
<b>Tipo de Conductor</b>	<b>Al ACSR 336 MCM</b>

**Monofásicos**

**Tabla 2E.1**

<b>KVA</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Pérdidas (w) *</b>	<b>Total (Kw)</b>	<b>TOTAL KVA</b>
5	22	195	4,29	110
10	1184	242	286,53	11.840
15	241	324	78,08	3.615
25	2820	445	1.254,90	70.500
37,5	879	592	520,37	32.963
50	8521	768	6.544,13	426.050
75	575	994	571,55	43.125
100	129	1250	161,25	12.900
167	49	2290	112,21	8.183
250	26	3261	84,79	6.500
<b>SUBTOTAL</b>			<b>9.618,10</b>	<b>615.786</b>

**Trifásicos****Tabla 2E.2**

<b>KVA</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Pérdidas (w) *</b>	<b>Total (Kw)</b>	<b>TOTAL KVA</b>
50	21	845	17,75	1.050
75	16	1093	17,49	1.200
100	11	1375	15,13	1.100
150	1	2267	2,27	150
167	8	2519	20,15	1.336
250	6	3587	21,52	1.500
300	1	3960	3,96	300
333	3	4511	13,53	999
<b>SUBTOTAL</b>			111,80	7.635

**Tabla 2F**

<b>REDES SECUNDARIAS</b>				
<b>TIPO</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>LONGITUD DE SECUNDARIOS (km)</b>		
		<b>1F</b>	<b>2F</b>	<b>3F</b>
<b>Aéreos</b>		4.586,94	0,00	1.058,26
<b>Subterráneos</b>		531,20	0,00	2,59

**Tabla 2G**

<b>Tipo</b>	<b>Potencia (W)</b>	<b>Cantidad (#)</b>	<b>Potencia Total (kW)</b>	<b>Pérdidas en Balastros (KW)</b>
125Hg	125	5.227	653,38	83,63
175Hg	175	19.529	3.417,58	488,23
250Hg	250	714	178,50	35,70
400Hg	400	1.515	606,00	75,75
70Na	70	11.851	829,57	177,77
100Na	100	26.406	2.640,60	448,90
150Na	150	5.540	831,00	110,80
250Na	250	11.176	2.794,00	558,80
400Na	400	7.377	2.950,80	368,85
1000Na	1000	58	58,00	5,22
150MH	150	785	117,75	15,70

250MH	250	84	21,00	4,20
1000MH	1000	17	17,00	1,53
70 RF-Na	70	58	4,06	0,87
100 RF-Na	100	50	5,00	0,85
85 RF-IN	85	15	1,28	-
150 RF-IN	150	36	5,40	-
70 RF-MH	70	41	2,87	0,62
250 RF-MH	250	20	5,00	1,00
400 RF-MH	400	513	205,20	25,65
50 RF-Y	50	12	0,60	-
300 RF-Y	300	4	1,20	-
500 RF-Y	500	227	113,50	-
1000 RF-Y	1000	11	11,00	-
1500 RF-Y	1500	210	315,00	-
100IN	100	249	24,90	-
160MIX	160	510	81,60	-
<b>Total</b>		<b>92.235</b>	<b>15.891,78</b>	<b>2.404,06</b>

Tabla 3A.1

		<b>Energía Disponible en el Sistema (MWh)</b>	<b>Energía Entregada a Terceros (MWh)</b>
<b>CATEG-D</b>	Ene	303 565,56	15 214,17
	Feb	280 371,74	14 606,67
	Mar	319 255,78	16 191,28
	Abr	299 862,11	15 427,29
	May	302 673,06	18 549,96
	Jun	279 653,10	19 647,00
	Jul	280 950,31	20 766,64
	Ago	282 613,39	23 700,72
	Sep	283 608,54	23 791,50
	Oct	298 168,78	25 343,09
	Nov	287 284,83	24 205,79
	Dic	326 013,96	25 071,74

Tabla 3A.2

		Energía reconocida por peaje (MWh)	Energía Facturada a Clientes Regulados (MWh)
<b>CATEG-D</b>	Ene	216,71	207 235,17
	Feb	210,93	208 268,20
	Mar	231,69	207 656,01
	Abr	213,34	222 470,37
	May	271,53	224 273,58
	Jun	293,90	205 147,92
	Jul	289,63	192 818,07
	Ago	355,94	191 733,74
	Sep	350,02	187 483,62
	Oct	390,51	197 312,91
	Nov	373,97	191 083,81
	Dic	389,24	200 962,43

Tabla 3B.1

		Energía Disponible en el Sistema (MWh)	Energía Entregada a Terceros (MWh)	Energía reconocida por peaje (MWh)	Energía Facturada a Clientes Regulados (MWh)	Perdidas Globales (MWh)
<b>CATEG-D</b>	Ene	303 565,56	15 214,17	216,71	207 235,17	80 899,51
	Feb	280 371,74	14 606,67	210,93	208 268,20	57 285,94
	Mar	319 255,78	16 191,28	231,69	207 656,01	95 176,80
	Abr	299 862,11	15 427,29	213,34	222 470,37	61 751,11
	May	302 673,06	18 549,96	271,53	224 273,58	59 577,99
	Jun	279 653,10	19 647,00	293,90	205 147,92	54 564,28
	Jul	280 950,31	20 766,64	289,63	192 818,07	67 075,97
	Ago	282 613,39	23 700,72	355,94	191 733,74	66 823,00
	Sep	283 608,54	23 791,50	350,02	187 483,62	71 983,40
	Oct	298 168,78	25 343,09	390,51	197 312,91	75 122,26
	Nov	287 284,83	24 205,79	373,97	191 083,81	71 621,26
	Dic	326 013,96	25 071,74	389,24	200 962,43	99 590,55
<b>Total CATEG-D</b>		<b>3 544 021,17</b>	<b>242 515,85</b>	<b>3 587,41</b>	<b>2 436 445,83</b>	<b>861 472,07</b>

**Tabla 3B.2**

		<b>Perdidas Globales (MWh)</b>
<b>CATEG-D</b>	Ene	80 899,51
	Feb	57 285,94
	Mar	95 176,80
	Abr	61 751,11
	May	59 577,99
	Jun	54 564,28
	Jul	67 075,97
	Ago	66 823,00
	Sep	71 983,40
	Oct	75 122,26
	Nov	71 621,26
	Dic	99 590,55
<b>Total CATEG-D</b>		<b>861 472,07</b>

**Tabla 4A.1**

<b>CATEG-D</b>			
<b>Numero de Alimentadoras a 13,8KV</b>	<b>Distancia Promedio (Km)</b>	<b>R (Ohm/Km)</b>	<b>Tipo de Conductor</b>
119	5,183	0,1902	AI ACSR 336 MCM

**Tabla 4A.2**

<b>CATEG-D</b>			
<b>Numero de Alimentadoras a 13,8KV</b>	<b>Distancia Promedio (Km)</b>	<b>R (Ohm/Km)</b>	<b>Tipo de Conductor</b>
119	5,183	0,1585	AI ACSR 397 MCM

Tabla 4B

CATEG-D	Tipo de conductor	Resistencia (Ω/Km)	Pérdidas de Potencia (Kw)	Pérdidas de Energía (Kwh)	Ahorro de Energía (Kwh)
Actual	AL ACSR 336MCM	0,1902	12315	51782112	8640557
Nuevo	AL ACSR 397 MCM	0,1585	10260	43141555	

Tabla 4C

#	Descripción de Pasos del Proceso	Flujo	Símbolo en la gráfica						Tiempo		Proceso (%)
			○	➔	D	□	▽	®	Min	Dias	
Servicio al Cliente	1 Cliente Espera Atención	D		↗				76	1	15	
	2 Atención del Módulo de Contratos	○	↗					9			
	3 Espera de Atención en Caja	D		↗				4			
	4 Cobro del Contrato de Suministro	○	↗					6			
	5 Datos reposan en el Sistema	▽				↗		1440	1		
Departamento de Medidores	6 Impresión de Ordenes desde el Sistema	○	↗					30	7	50	
	7 Ordenes reposan en bandeja	D		↗				7200			
	8 Clasificación y Distribución de Ordenes	○	↗					30			
	9 Elaboración de la Lista de Materiales a Usar	○	↗					60			
	10 Aprobación del Listado de Materiales	D		↗				60	5	35	
	11 Retiro de materiales	○	↗					15			
	12 Distribución de los Trabajos de Conexiones	○	↗					20			
	13 Traslado del Personal al Sitio de Trabajo	➔		↗				30			
	14 Ejecución de las Instalaciones de Medidores	○	↗					300			
	15 Retorno de Órdenes de Conexión Trabajadas	➔		↗				60			
	16 Verificación de Ordenes trabajadas	○	↗					120			
	17 Ingreso de Datos al Sistema	D		↗				60			
	18 Verificación de Órdenes Ingresadas	○	↗					120			
	19 Enrutamiento	○	↗					25			
<b>TOTAL</b>								9665	14 dias	100%	

Tabla 4D

SUMATORIA DE LOS PASOS SEGÚN SU ACTIVIDAD

PASOS	Simbolo	No.de Pasos	Tiempo Medio Minutos	Tiempo Medio Dias
Operación	○	11	735	4
Transporte	➔	2	90	1
Demora	D	5	7400	7
Inspección	□			
Almacenaje	▽	1	1440	2
Retrabajo	Ⓜ			
	<b>TOTAL</b>	<b>19</b>	<b>9665</b>	<b>14</b>

Tabla 4E

#	Descripción de Pasos del Proceso	Flujo	Simbolo en la gráfica						Tiempo		Proceso (%)
			○	➔	D	□	▽	Ⓜ	Min	Dias	
Serv. al Cliente	1 Cliente Espera Atención	D			/				30	1	12,5%
	2 Atención del Módulo de Contratos	○	/					9			
	3 Espera de Atención en Caja	D			/			4			
	4 Cobro del Contrato de Suministro	○	/					6			
Departamento de Medidores	5 Impresión, Clasificación y Distribución de Ordenes	○	/					780	2	25,0%	
	6 Elaboración de la Lista de Materiales a Usar	○	/					60	1	12,5%	
	7 Aprobación del Listado de Materiales	D			/			30			
	8 Retiro de materiales	○	/					15			
	9 Distribución de los Trabajos de Conexiones	○	/					360	2	25,0%	
	10 Traslado del Personal al Sitio de Trabajo	➔		/				30			
	11 Ejecución de las Instalaciones de Medidores	○	/					300			
	12 Retorno de Órdenes de Conexión Trabajadas	➔		/				60	2	25,0%	
	13 Verificación de Ordenes trabajadas	○	/					390			
	14 Ingreso de Datos al Sistema	D	/					390			
<b>TOTAL</b>								<b>2464</b>	<b>8</b>	<b>100%</b>	

Tabla 4F

	PASOS	Simbolo	No.de Pasos	Tiempo Medio Minutos	Tiempo Medio Días
1	Operación	○	9	2310	6
2	Transporte	➔	2	90	1
3	Demora	D	3	110	1
4	Inspección	□			
5	Almacenaje	∇			
6	Retrabajo	Ⓜ			
	<b>TOTAL</b>		<b>14</b>	<b>2464</b>	<b>8</b>

Tabla 5A

CATEG-D	Tipo de conductor	Pérdidas de Energía Anual (Kwh)	Ahorro de Energía Anual (Kwh)	Ahorro de Energía (USD)
Actual	AL ACSR 336MCM	51782112	8640557	\$ 777.650,13
Nuevo	AL ACSR 397 MCM	43141555		

Tabla 5B

CATEG-D	Tipo de conductor	Precio del Conductor (USD/Km)	*Longitud total (Km)	Precio Total nuevo conductor (USD)	Gastos tecnicos (USD)
Actual	AL ACSR 336MCM	3420,00	1.076,60	4.370.996,00	258.006,50
Nuevo	AL ACSR 397 MCM	4060,00			

\* Dato tomado del resumen técnico del CENACE



Tabla 5C

<b>CATEG - D</b>			
<b>Consumo de Energía (KWh)</b>	<b>Costo de Energía (USD / KWh)</b>	<b>Comercialización (USD / Cliente)</b>	<b>Ingreso (USD)</b>
50	0,068	1,414	4,814
100	0,071	1,414	8,514
125	0,073	1,414	10,539
150	0,073	1,414	12,364
200	0,08	1,414	17,414
250	0,086	1,414	22,914
300	0,093	1,414	29,314
350	0,093	2,826	35,376
400	0,093	2,826	40,026
450	0,093	2,826	44,676
500	0,093	2,826	49,326
550	0,093	4,24	55,39
600	0,093	4,24	60,04
650	0,093	4,24	64,69
700	0,093	4,24	69,34
800	0,093	4,24	78,64
900	0,093	4,24	87,94
1000	0,093	4,24	97,24
1100	0,093	7,066	109,366
1200	0,093	7,066	118,666

\* Cargos tarifarios para el consumo de Mayo a Diciembre del 2004

Tabla 5D

<b>CATEG-D</b>	
<b>Consumo de Energía (KWh)</b>	<b>Beneficios por usuario (USD)</b>
50	2,407
100	4,257
125	5,2695
150	6,182
200	8,707
250	11,457
300	14,657
<b>Beneficios en clientes residenciales de bajo Consumo de Energía</b>	

**Tabla 5E**

<b>CATEG-D</b>	
<b>Consumo de Energía (KWh)</b>	<b>Beneficios por usuario (USD)</b>
350	17,688
400	20,013
450	22,338
500	24,663
550	27,695
600	30,02
650	32,345
700	34,67
800	39,32
900	43,97
1000	48,62
1100	54,683
1200	59,333
<b>Beneficios en clientes residenciales de alto Consumo de Energía</b>	

**Tabla 5F**

<b>CATEG-D</b>	
<b>Materiales</b>	<b>Precio Unitario (USD)</b>
<b>Conductor Antihurto Duplex # 6 ASC</b>	<b>0,75 el metro</b>
<b>Conductor Antihurto Triplex # 6 ASC</b>	<b>1,47 el metro</b>
<b>Caja Antihurto con materiales incluidos</b>	<b>83,00</b>
<b>Caja de Protección para medidores monofásicos sobrepuestos</b>	<b>20</b>
<b>Fleje de Acero con llave de seguridad</b>	<b>32,3</b>
<b>Conector</b>	<b>2,2</b>
*Precio unitario de los materiales	

**Tabla G**

<b>CLIENTES RESIDENCIALES DE ALTO CONSUMO</b>		
<b>MATERIALES</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>COSTO TOTAL</b>
Conductor Antihurto Triplex #6 ASC	28 metros	\$ 41,16
Fleje de Acero con llave de seguridad	1	\$ 32,30
Conectores	3	\$ 6,60
<b>costo total de inversión por usuario</b>		<b>\$ 80,06</b>

**Tabla 5H**

<b>CLIENTES RESIDENCIALES DE BAJO CONSUMO</b>		
<b>MATERIALES</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>COSTO TOTAL</b>
Caja Antihurto con materiales incluidos	1	\$ 83,00
Conductor Antihurto Duplex #6 ASC	245 metros	\$ 183,75
Caja de Protección para medidores monofásicos sobrepuestos	10	\$ 200,00
Conectores (2 por usuario)	20	\$ 44,00
<b>costo total de inversión por cada 10 usuarios</b>		<b>\$ 510,75</b>

**Tabla 5I**

<b>CLIENTES RESIDENCIALES DE ALTO CONSUMO</b>			
<b>Consumo de Energía (KWh)</b>	<b>Beneficio Anual por Usuario (USD)</b>	<b>Costos (USD)</b>	<b>Relación Beneficio-Costo</b>
350	212,26	80,06	2,65
400	240,16	80,06	3,00
450	268,06	80,06	3,35
500	295,96	80,06	3,70
550	332,34	80,06	4,15
600	360,24	80,06	4,50
650	388,14	80,06	4,85
700	416,04	80,06	5,20
800	471,84	80,06	5,89
900	527,64	80,06	6,59
1000	583,44	80,06	7,29
1100	656,20	80,06	8,20
1200	712,00	80,06	8,89

**Tabla 5J**

<b>CLIENTES RESIDENCIALES DE BAJO CONSUMO</b>			
<b>Consumo de Energía (KWh)</b>	<b>Beneficio Anual para 10 Usuarios (USD)</b>	<b>Costos (USD)</b>	<b>Relación Beneficio-Costo</b>
50	288,84	510,75	0,57
100	510,84	510,75	1,00
125	632,34	510,75	1,24
150	741,84	510,75	1,45
200	1044,84	510,75	2,05
250	1374,84	510,75	2,69
300	1758,84	510,75	3,44

**Tabla 5K**

<b>REPORTE MENSUAL DEL PROCESO DE CONTRATO E INSTALACION DE MEDIDORES</b>					
PERIODO DE INGRESO DE 1 a 31 de:	<b>SEPT.</b>	<b>OCT.</b>	<b>NOV.</b>	<b>DIC.</b>	<b>Promedio</b>
<b>Ordenes Ingresadas al Sistema</b>	5764	5816	5135	3343	5015
<b>Ordenes Ejecutadas:</b> Dep. Medidores	3756	5802	3523	1943	
Contratistas	991	1017	976	980	
<b>Total</b>	<b>4747</b>	<b>6819</b>	<b>4499</b>	<b>2923</b>	<b>4747</b>
<b>Ordenes Anuladas:</b> Dep. Medidores	90	119	85	65	
Contratistas	395	432	442	310	
<b>Total</b>	<b>485</b>	<b>551</b>	<b>527</b>	<b>375</b>	<b>485</b>
<b>Total de Ordenes Pendientes</b>	2805	1251	1360	1401	1704
<b>Instalaciones Nuevas (días)</b>	13,894	12,987	14,175	13,700	14

**Tabla 5L**

<b>Beneficio del proceso de contratación</b>	<b>Beneficios en USD</b>
<b>Por Reducción de Tiempo</b>	<b>\$ 10.800,00</b>
<b>Por Evitar que se anulen las órdenes</b>	<b>\$ 22.078,50</b>
<b>Total</b>	<b>\$ 32.878,50</b>