



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EMPRESARIAL DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN A DISTANCIA Y POSTGRADO

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGISTER EN ADMINISTRACIÓN Y DIRECCIÓN DE EMPRESAS

TEMA:

"IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO Y
CONTROL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD
DE GUAYAQUIL"

AUTORES:

ING. EFRAÍN VÉLIZ ARREAGA
EC. FREDDY TERÁN
EC. CRISTHIAN HEREDIA

DIRECTOR DE TESIS:

MBA. RAÚL CARPIO FREIRE

ABRIL 2008

GUAYAQUIL - ECUADOR

TITULO DE LA TESIS:

IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD DE GUAYAQUIL

AUTORES:

ING. EFRAÍN VÉLIZ ARREAGA

EC. FREDDY TERÁN

EC. CRISTHIAN HEREDIA

TRABAJO DE TESIS, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Máster en Administración y Dirección de Empresas de la Universidad Tecnológica Empresarial de Guayaquil

Miembros del Tribunal:

Dr. Enrique Vélez

Ab. Carlos Zambrano

Ec. Luís Torres

Guayaquil, Abril del 2008

AGRADECIMIENTO

Esta tesis de Maestría pudo ser realizada gracias al apoyo de dos instituciones: La Universidad Tecnológica Empresarial de Guayaquil UTEG, que nos abrigó en su programa de Maestría y en sus instalaciones durante los dos años de duración de la Maestría y que además nos otorgó todo su apoyo durante el último año para poder realizar la validación y conclusión del trabajo de tesis. Así como a la Empresa Eléctrica del Ecuador, de la cual recibimos de parte de sus directivos el apoyo y la información necesaria para llevar a cabo esta investigación.

Agradecemos a nuestros amigos por su confianza y lealtad.

Agradecemos a nuestro país porque espera lo mejor de nosotros.

Agradecemos a nuestros maestros por su disposición y ayuda brindada para la ejecución de esta investigación.

De manera especial le damos las gracias al Dr. Enrique Vélez Cellá, catedrático de la UTEG y profesor nuestro de Dirección de Tesis, ya que gracias a su desinteresada y oportuna ayuda nos brindó la guía que necesitábamos para poder encaminar correctamente los lineamientos de nuestro tema de investigación.

DEDICATORIA

Esta tesis de Maestría está dedicada a nuestros Padres, a quienes agradecemos de todo corazón por su amor, cariño y comprensión, aún cuando en uno de nuestros casos solo nos acompañen en espíritu. En todo momento los llevamos con nosotros.

RESÚMEN

Sin tener un conocimiento de la real situación, los habitantes de la ciudad de Guayaquil, se encuentran atravesando un grave problema, esto es que la calidad y la seguridad del servicio del suministro energía eléctrica se encuentran seriamente afectados. Este problema nace desde que la Empresa Eléctrica del Ecuador, comienza a presentar un balance negativo en sus finanzas, lo cual se debe en mayor parte a que su nivel de facturación ha ido disminuyendo de manera sostenida con respecto a los valores que a su vez le facturan las empresas de generación.

Nuestro Proyecto de Tesis, trata de contribuir a la solución de un problema social que se ha vuelto de carácter endémico, encontrando y señalando el problema raíz para luego proponer una solución a dicha crisis, esto es, mediante el planteamiento de un Sistema de Monitoreo y Control a Distancia de los clientes con mayores consumos de energía eléctrica en la ciudad de Guayaquil.

La implementación del citado proyecto, permitirá tener un control en tiempo real de los consumos de energía de los clientes de la Empresa Eléctrica, lo que mejorará los índices de facturación, disminuyendo el nivel de pérdidas de energía.

Esta propuesta nace del conocimiento y de la experiencia acumulada a través de más de nueve años de trabajo en el sector eléctrico, así como de la implementación de distintos sistemas de control y monitoreo de energía eléctrica, que se aplican en Estados Unidos, Argentina, Colombia, Perú y Brasil.

INDICE

CAPÍTULO 1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1. <i>SITUACIÓN PROBLÉMICA</i>	3
1.1.1. <i>PRONÓSTICO</i>	7
1.1.2. <i>CONTROL DE PRONÓSTICO</i>	8
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	8
1.3. SISTEMATIZACIÓN	9
1.4 OBJETIVOS.....	10
1.4.1 <i>Objetivo General</i>	10
1.4.2 <i>Objetivos Específicos</i>	10
1.5 JUSTIFICACIÓN.....	11
1.5.1 <i>Justificación Teórica</i>	11
1.5.2 <i>Justificación Práctica</i>	11
1.5.3 <i>BENEFICIOS PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA</i>	12
1.5.4 <i>BENEFICIOS PARA EL CLIENTE</i>	13
1.6 MARCO TEÓRICO	14
1.6.1 <i>ANTECEDENTES HISTÓRICOS</i>	14
1.6.2 <i>SITUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ECUADOR</i> ...	18
1.6.3 <i>ANTECEDENTES CONTEXTUALES</i>	20
<i>CENACE - Centro Nacional de Control de Energía</i>	21
<i>CONELC - Consejo Nacional de Electricidad</i>	21
1.6.4 <i>ANTECEDENTES REFERENCIALES</i>	23
1.6.5 <i>MEM - Mercado Eléctrico Mayorista</i>	45
1.6.6 <i>PPA'S - Power Purchase Agreements</i>	45
1.6.7 <i>SUBESTACIÓN</i>	51
1.6.8 <i>MERCADO SPOT</i>	51
1.6.9 <i>MERCADO LIBRE ENERGÉTICO</i>	52
1.6.10 <i>ASPECTOS COMERCIALES Y ESTRATÉGICOS DEL MERCADO ELÉCTRICO</i> ... 54	
1.7 EFICIENCIA DE LOS SISTEMAS DE MONITOREO Y CONTROL REMOTO DE LOS CONSUMOS DE ENERGÍA DE LOS MEDIDORES.	70
1.8 MARCO CONCEPTUAL	74
1.8.1 <i>PÉRDIDAS NEGRAS</i>	80
1.8.2 <i>TELEMETRÍA</i>	80
1.8.3 <i>EFICIENCIA</i>	81
1.8.4 <i>MONITOREO A CONTROL REMOTO</i>	82
1.9.1 <i>HIPÓTESIS GENERAL</i>	84
1.9.2 <i>HIPÓTESIS PARTICULARES</i>	84
1.10 DISEÑO METODOLÓGICO DE LA INVESTIGACIÓN	87
1.11 TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	87
1.12 SELECCIÓN DE LA MUESTRA	88
1.13 MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN.....	89
1.13.1 <i>Métodos Teóricos</i>	89
1.13.2 <i>Métodos Empíricos y Técnicas</i>	89
1.14 TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN.....	90
CAPÍTULO 2 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	91
2.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL	91
2.1.1 <i>CORRELACIÓN ENTE EL BALANCE ENERGÉTICO Y EL BALANCE COMERCIAL</i>	91
2.2 COMPARACIÓN, EVALUACIÓN, TENDENCIA Y PERSPECTIVA.....	93
2.3 RELACIÓN ENTRE OBJETIVO E HIPÓTESIS	94
2.4 VERIFICACIÓN DE LAS HIPÓTESIS	94

CAPÍTULO 3 PROPUESTA DE SOLUCIÓN	99
3.1 TITULO DE LA PROPUESTA.....	99
IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL TELEMÉTRICO DE LA ENERGÍA CONSUMIDA EN LA CIUDAD DE GUAYAQUIL.	99
3.2 OBJETIVOS DE LA PROPUESTA.....	99
3.3 JUSTIFICACIÓN DE LA PROPUESTA.....	99
3.4 FUNDAMENTACIÓN DE LA PROPUESTA	100
3.5 UBICACIÓN SECTORIAL Y FÍSICA	107
CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA:	132
3.5 INSTALACIÓN DE LOS GABINETES Y SOFTWARE.....	133
3.6 PROPUESTA GENERAL DEL PROYECTO A NIVEL DE CIUDAD	134
3.6.1 Cobertura	135
3.6.2 Instalación de los Equipos	136
3.6.3 Gabinete Inteligente	139
3.6.4 MEDIDOR G-E UTILIZADO PARA PANEL DE PRUEBA	139
3.6.5 Panel de Comunicación Telemétrica	139
3.7 ANÁLISIS FINANCIERO.....	140
3.7.1 Inversión Presupuestada del Plan General.....	140
Adquisición e implementación de medidores digitales y visores de consumo	140
Adquisición e instalación de gabinetes donde se almacenaran los medidores.....	140
3.7.2 Ingresos.....	141
3.7.3 Gastos y Costos.....	142
3.7.4 Análisis de Factibilidad por Evaluación Financiera	142
3.7.5 VAN, TIR y Periodo de Recuperación.....	142
3.7.6 Flujo de Caja.....	143
3.7.7 Amortización de la Inversión	143
3.8 EJECUCIÓN Y OPERACIÓN	144
3.8.1 EJECUCION	144
3.8.2 OPERACIÓN EXTERNA.....	145
3.9 IMPACTO DE LA PROPUESTA	147
3.9.2 ANÁLISIS DEL IMPACTO SOCIAL	147
3.9.3 ANÁLISIS DEL IMPACTO AMBIENTAL.....	149
3.10 LINEAMIENTO PARA EVALUAR LA PROPUESTA	150
4 CONCLUSIONES.....	152
5 RECOMENDACIONES.....	154
6 BIBLIOGRAFÍA.....	155
7 ANEXOS	157
7.1 ANEXOS DE FIGURAS.....	157
7.2 ANEXOS DE GRÁFICOS.....	157
7.3 ANEXOS DE TABLAS.....	157

1. INTRODUCCIÓN

La Empresa Eléctrica del Ecuador se enfrenta a un grave problema, debido a que mensualmente el nivel de ingresos por energía facturada disminuye con respecto al total de la energía comprada al Mercado Eléctrico Mayorista.

Un ejemplo de esta situación es que la Empresa Eléctrica, compra aproximadamente 300 millones de kilovatios- hora/mes a los generadores, tanto térmicos como hidroeléctricos, pero solo consigue facturar el 73% del total consumido por los usuarios de las redes de distribución, esto es, cerca de 220 millones de Kilovatios hora/mes. Este diferencial entre la energía comprada y la facturada, se debe a una serie de problemas tanto administrativos, técnicos como operativos.

Este bajo nivel de facturación se debe a que cerca de un 27% de la energía comprada en el Mercado Eléctrico Mayorista, se diluye entre pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas; ésta última también conocida como PÉRDIDAS NEGRAS o robo de energía. Este robo de energía es producto de los escasos e ineficientes mecanismos de control y monitoreo de todos y cada uno de los equipos de medición de los abonados de la Empresa Eléctrica.

El problema se agudiza, debido a que la pérdida de energía vuelve a la Empresa Eléctrica poco rentable tanto para los inversionistas privados, nacionales e internacionales, así como para los inversionistas del sector público. (Institutos de Seguridad Social, Fondos de Pensiones, etc.)

Lo importante de este proyecto es que al ser Ecuador un país donde no se genera investigación ni desarrollo en nuevas tecnologías, se demuestre que tenemos la capacidad de encontrar aplicaciones útiles y muy particulares a las herramientas tecnológicas ya existentes en el mercado; tal es el caso de la comunicación en tiempo real de los medidores de energía eléctrica mediante el uso de la telemetría, hacia los servidores centrales de administración de datos para la facturación de la Empresa Eléctrica.

Recientemente se realizó una Reforma a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, para que se sancione a aquellas personas que manipulen los equipos de medición de energía eléctrica o realicen cualquier tipo de conexión directa desde las redes de distribución, en perjuicio de las Empresas Distribuidoras, ya que nuestro Sistema Legal no reconocía el robo de energía, por lo tanto las conexiones clandestinas o conexiones directas no eran sujeto de prisión. Sin embargo, esta ley se contrapone a lo que dicta la Ley de Defensa del Consumidor, la cual no permite a las Empresas Distribuidoras cobrar en base a valores estimados o presumidos, lo cual nos deja como al inicio, totalmente desarmados contra los infractores.

Esta situación nos ha llevado a desarrollar un Sistema de monitoreo acorde a nuestras necesidades y limitaciones y que nos permita llevar un control en línea del comportamiento de uso de carga de los abonados, para determinar el diferencial de energía consumida y que no esté siendo facturada al cliente o usuario final.

Capítulo 1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. SITUACIÓN PROBLÉMICA

La crisis del sector eléctrico es oportunamente programada por las personas interesadas en apropiarse de esta industria, en concesionarla a la empresa privada o en entregarla a una operadora internacional, o en fraccionarla en cuatro partes. La caotización del sector eléctrico, la crisis financiera que enfrenta, el racionamiento y los apagones son los fenómenos que esgrimen como argumento todos aquellos grupos financieros y personas interesadas en seguir beneficiándose de las imperfecciones del sistema que le generan pérdidas al mismo.

El régimen con el que se maneja el servicio eléctrico en el Ecuador, recurso estratégico y de prioridad nacional, es altamente negativo y no está destinado a convertirse en la base fundamental del desarrollo productivo nacional, como debería ser; vive desbalanceado, con pérdidas negras, blancas y rosadas, tiene deudas multimillonarias, está entrampado en un sistema de redes que le imposibilita avanzar, es víctima de los juegos de banqueros, de chantajes, componendas políticas y acomodos burocráticos.

Los políticos de la derecha, de la centroizquierda y los ejecutivos de las cámaras y asociaciones de producción se han puesto de pie para proteger a la industria eléctrica y usufructuarla al mismo tiempo, como es el caso del señor Prefecto de Pichincha, los alcaldes de Guayaquil y Quito y los consabidos empresarios que se ofrecen a cumplir con el papel de salvavidas.

En este marco, el cruce de cuentas registra cifras escalofrantes si se consideran las limitaciones de la economía nacional, siempre en bancarrota, con una deuda externa que de ninguna manera decrece y con un presupuesto altamente deficitario. Cifras como la deuda de 200 millones de dólares que el Estado debe a la Empresa Eléctrica "Quito" S.A., como la deuda de 1 100 millones de dólares que este mismo Estado tiene con todas las empresas distribuidoras por concepto de diferencial tarifario; agréguese a este rubro también la suma de 504 millones de dólares que debe a las distribuidoras y éstas, a su vez, tienen facturas impagas a las generadoras, hasta septiembre del 2003, por 550 millones de dólares, debiendo aclararse que corresponden a la ex EMELEC y 350 millones a la CATEG, la que, de paso sea dicho, excluye de sus cuentas el pago de las deudas a los trabajadores eléctricos de Guayaquil (pasivo laboral). La Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG), es la que más debe a la generadora de Paute, por lo que pelagra su situación como cliente de dicha generadora.

Las cifras del CONELEC, reveladas en enero del 2005, definieron que solo EMELEC y CATEG absorbieron el 53,82% de la deuda total que mantienen las empresas distribuidoras por adquisición de energía no pagada al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), que administra el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). La obligación sumaría 480,8 millones de dólares, de una deuda total de 893,4 millones, en un periodo acumulado desde abril de 1999 hasta diciembre del 2004.

Se recuerda que la CATEG es la que más debe a las generadoras del Estado y a las privadas, y es una de las que más pérdidas y robos comerciales registra. Tómese en cuenta también que a este cuadro habría que añadir las 'pérdidas negras' que se han incrementado en un 25% en los últimos 5 años.

Por último, a todo esto se agrega el hecho de que en Guayaquil se festinan las deudas, como la de la ex EMELEC, hoy CATEG, por un monto mayor a los 2000 millones de dólares. Es decir, el panorama del sector eléctrico ecuatoriano es aterrador, por decir lo menos.

Los insaciables y voraces apetitos de los privatizadores, sus planes y sus maniobras ya han sido denunciados y desbaratados a su debido tiempo por los trabajadores eléctricos. Sin embargo, los privatizadores no se dan por vencidos, vuelven a la carga, haciendo algunos cambios en su estrategia, esgrimiendo falsos argumentos, tales como:

- Qué el sindicalismo es el factor predominante en la falta de generación, señalando que los trabajadores han logrado grandes beneficios económicos y gozan de sueldos y salarios fuera de lo común.

- Qué el Gobierno Nacional y los Gobiernos Seccionales nada han hecho por aumentar la generación hidroeléctrica.

- Que el Gobierno aún no se decide a garantizar la inversión, la utilidad y retorno de capitales y ganancias a su lugar de origen a fin de que puedan instalarse en el Ecuador empresas provenientes de China, España, Brasil, Argentina y Estados Unidos.

La crisis del sector eléctrico se sigue complicando, conforme pasan los días se presentan mayores deficiencias y en el corto plazo se puede tornar inmanejable, principalmente por la creciente dependencia de las centrales

térmicas, toda vez que los proyectos hidroeléctricos de Mazar, San Francisco, Toachi-Pilatón, Quijos, para citar los más importantes y que cuentan con los estudios listos, en el caso de que se construyan entrarán a funcionar en el año 2008, Dios mediante, lo que está obligando a depender de la energía que producen Colombia, Perú y las barcazas ancladas en la Costa.

Ante tales circunstancias hay que resaltar la posición de los trabajadores eléctricos, que están dispuestos a luchar, contra la privatización y la intervención de operadoras internacionales.

Ellos dejan expresa constancia de que la solución no es por la vía del incremento tarifario, ni por el lado de las multas al incremento de consumo, ni por la disminución en el uso de energía eléctrica, sino por alcanzar un mejoramiento en el servicio a condición de participar con el aporte de sus técnicos, trabajadores y funcionarios de las empresas generadoras de energía eléctrica del país.

Este viejo conflicto creado en torno al abastecimiento de energía en el Ecuador, en sus fases de generación, distribución, comercialización, financiamiento y contratación, debería ser motivo de investigación de la Comisión de Control Cívico Contra la Corrupción, Contraloría General del Estado, Procuraduría, Comisión de Fiscalización del Congreso Nacional y también de los usuarios, es decir de quienes compran y pagan el servicio, en razón de que, en primer lugar, se trata de un recurso nacional y patrimonial, y luego, porque está a la vista de todos la deficiencia administrativa, la danza de muchos millones de dólares, el robo de energía, las famosas 'perdidas negras' y la incapacidad para resolver el problema que implica la puesta en marcha de los proyectos hidroeléctricos que estarían en la condición de dar la mejor solución técnica a la crisis que viene soportando el país.

Cuando se haga esta investigación se va a llegar a la conclusión de que es un caso de corrupción que se ha venido encubriendo de mil maneras. Se pondrá en evidencia a los beneficiarios de esta crisis eléctrica, a sus cómplices y protectores.

También se tendrá que esclarecer el papel de Petrocomercial, cuando se niega a acatar la orden del Presidente de la República en el sentido de proporcionar el combustible necesario para hacer funcionar las plantas térmicas que, pese a su alto costo, estarían en condiciones de generar 90 megavatios y evitar los apagones dramáticamente anunciados.

Estas son las verdaderas dimensiones del problema, cuyos orígenes no parten del duro estiaje y del bajo nivel de las aguas de la represa Paute, como se asegura en muchas ocasiones.

1.1.1. PRONÓSTICO

De mantenerse y continuar el panorama actual, para el año 2015 las pérdidas de energía de la Empresa Eléctrica habrán crecido a un 31%, situación que disminuiría aún más el nivel de facturación, provocando el incumplimiento con los proveedores, disminuyendo la inversión en nuevas subestaciones, así como también disminuiría los fondos destinados al mantenimiento preventivo de las redes de la Empresa. (FIGURA 1)

Fruto de esta crisis energética la ciudad de Guayaquil, se enfrentaría a un colapso del Sistema de Distribución, afectando el principal polo de desarrollo económico del país.

1.1.2. CONTROL DE PRONÓSTICO

Es necesario implementar nuevos mecanismos de control que resulten efectivos y de bajo costo, rompiendo paradigmas, utilizando la tecnología que se encuentra a nuestro alcance pero adaptándola a nuestros requerimientos particulares. Es decir mejorar los sistemas de Facturación, para lo cual será necesario implementar un sistema de lectura de medidores en línea, lo que permitiría mejorar los índices de cartera, proyecto que sería acompañado de un sistema de corte y reconexión remoto, de tal manera de que se disminuyan costos por la eliminación de procesos que en este momento se realizan de forma manual.

Todo este proceso deberá ir acompañado de una reingeniería de procesos en todos y cada uno de los niveles de gestión y administración de la Empresa Eléctrica.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

¿Cuáles son las causas que inciden en la baja rentabilidad y un deficiente nivel de facturación de la Empresa Eléctrica del Ecuador en los últimos años?

1.3. SISTEMATIZACIÓN

1. ¿Qué nivel de pérdida de energía en las redes de distribución energía de la Empresa Eléctrica se pierde día a día?

2. ¿Cuáles son los principales problemas en los procesos de facturación de la venta de energía eléctrica hacia el consumidor final?

3. ¿En qué medida son eficientes los actuales sistemas de monitoreo y control del consumo de energía eléctrica de la ciudad de Guayaquil, que permiten el hurto de energía y manipulación de los equipos de medición?

4. ¿De qué manera los equipos con los que cuenta la Empresa Eléctrica son adecuados y suficientes para realizar las labores necesarias de monitoreo y control?

5. ¿De qué manera la Empresa Eléctrica podría salir de la crisis de pérdida de energía eléctrica en la que se encuentra inmersa?

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General

Analizar las causas que inciden en la baja rentabilidad y un deficiente nivel de facturación de la Empresa Eléctrica del Ecuador en los últimos años.

1.4.2 Objetivos Específicos

1. Determinar si existe una pérdida de energía eléctrica en las redes de Distribución de la Empresa Eléctrica
2. Delimitar el comportamiento de las fallas en los procesos de facturación de la venta de energía eléctrica hacia el consumidor final de la Empresa Eléctrica.
3. Analizar la eficiencia de los actuales sistemas de monitoreo y control del consumo de energía eléctrica de la ciudad de Guayaquil.
4. Verificar si los equipos con los que cuenta la Empresa Eléctrica son adecuados y suficientes para realizar las labores necesarias de monitoreo y control.

5. Implementar un Sistema de Monitoreo y Control Remoto de los consumos de los medidores de energía de la Empresa Eléctrica.

1.5 JUSTIFICACIÓN

1.5.1 Justificación Teórica

El proyecto de desarrollo propuesto, mediante la aplicación de tecnología de comunicación busca optimizar los procesos de facturación y de toma de datos de los medidores de energía eléctrica. La implementación de éste sistema le permitiría a la Empresa Eléctrica enfrentar la dura crisis financiera que atraviesa y la posicionaría como una Empresa de vanguardia en el sector eléctrico.

1.5.2 Justificación Práctica

Los resultados de nuestra investigación servirán de base para el crecimiento económico de la Empresa Eléctrica, así como para las otras empresas de distribución de energía eléctrica de la costa, las cuales actualmente enfrentan serios problemas financieros, así mismo, derivados de la pérdida de energía eléctrica. Al implementarse un sistema de corte y reconexión automatizado a distancia, se crearía una conciencia de pago en la ciudadanía, ya que no existiría una interacción entre el personal que habitualmente realiza las tareas de corte, evitando de esta manera que el usuario evada el pago del servicio mediante una "coima" al Inspector que realiza el corte del servicio, obligando al usuario a acudir al centro de recaudación más cercano.

Del mismo modo, una vez realizado el pago el cliente tendría la seguridad de que la reconexión será realizada de una manera automática y sin la necesidad de esperar al personal de reconexiones, el mismo que en algunas ocasiones para realizar la reconexión solicita una “*colaboración*” al usuario, aún cuando este ya ha cancelado su factura de consumo, creando una imagen de corrupción generalizada dentro de la Empresa Eléctrica. (FIGURA 2)

Existe adicionalmente una amplia gama de beneficios tanto para la Empresa Eléctrica como para el usuario final, esto se puede resumir en los siguientes puntos:

1.5.3 BENEFICIOS PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA

- ✚ Mejoramiento de la imagen de la Empresa Eléctrica
- ✚ Facturación Inmediata de nuevos clientes
- ✚ Desconexión inmediata de clientes morosos
- ✚ Desconexión inmediata de clientes retirados
- ✚ Reconexión inmediata de clientes puestos al día
- ✚ Eliminación de errores en la toma de lecturas del registro del medidor
- ✚ Eliminación de errores en el ingreso de lecturas del registro del medidor al Sistema Comercial
- ✚ Emisión inmediata de la factura mensual de consumo de energía

- ✚ Disminución de clientes en las áreas de Atención al Cliente
- ✚ Disminución de reclamos por inconformidad de consumos
- ✚ Reducción de Costo de Personal en las áreas de
 - Lectura
 - Digitación
 - Verificación de Lecturas
 - Corte del Suministro de energía eléctrica
 - Reconexión del Suministro de energía eléctrica
 - Inspectores verificadores de corte y reconexión

1.5.4 BENEFICIOS PARA EL CLIENTE

- ✚ Contratación inmediata de un nuevo servicio
- ✚ Desconexión inmediata del medidor por cambio de domicilio
- ✚ Facturación mensual exacta de consumos de energía
- ✚ Reconexión Inmediata del suministro de energía
- ✚ Atención en tiempo real de los reclamos por inconformidad en la facturación de los consumos de energía
- ✚ Disminución drástica del tiempo de tramitación de servicios

1.6 MARCO TEÓRICO

1.6.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS

Debido a que nuestro estudio está centrado en el área técnico eléctrica y de comercialización de energía a usuarios residenciales y comerciales, es necesario conocer el comportamiento del consumidor y de las empresas distribuidoras fuera de nuestro entorno, en base a estudios detallados estadísticos de las empresas distribuidoras disgregadas por país, subregiones y regiones que conforman la Organización Latinoamericana de Energía, respecto de las etapas industriales de las energías primarias (petróleo, gas natural, carbón mineral, hidro energía, nuclear, bioenergía, geotermia, eólica, solar), así como de las energías secundarias (electricidad, derivados de petróleo, gases industrializados, carbón vegetal, etc.)

Las principales actividades componentes de los balances de energía a nivel de Centroamérica y el Caribe, según la metodología de la Organización Latinoamericana de Energía OLADE, son: Producción, Importación, Exportación, Oferta Total, (producción + Importación – Exportación), consumo propio para la producción de electricidad y consumo final (se tiene desglosado por tipo de uso: residencial, comercial, etc.).

PÉRDIDAS = OFERTA TOTAL – (CONSUMO PROPIO + CONSUMO FINAL)

El cuadro siguiente resume los balances eléctricos sub-regionales y de la región de la Organización Latinoamericana de Energía, correspondiente al año 2007 en Gigavatios hora:

ACTIVIDAD	CARIBE	CENTRO AMERICA	COMUNIDAD ANDINA	CONO SUR	LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE
PRODUCCIÓN	47000,6	33933,9	185610,7	205243,6	1060979
IMPORTACIÓN		1157	1690	11703,7	51988,1
EXPORTACIÓN		1242,3	1717,1	49164,4	53103,5
OFERTA TOTAL	47000,6	33848,6	185583,6	167782,9	1059863,6
CONSUMO PROPIO	1554,4	707,4	2656,8	8270,7	36174,9
CONSUMO FINAL	40124,1	28442,1			
PÉRDIDAS	5439,2	4540,3	41502,4	20237,1	170738,6
PÉRDIDA %	14%	11%	22%	12%	16%

Como se puede ver en el cuadro arriba descrito, en Centroamérica y el grupo de países del cono sur, los porcentajes de pérdidas de energía, están cercanos al 10 %, que es generalmente aceptado, pues corresponden fundamentalmente a las pérdidas técnicas (calentamiento de cables y equipos), cuya disminución implica grandes inversiones y por tanto se debe buscar en cada caso un porcentaje económicamente óptimo.

Lamentablemente, en El Caribe y más aún en la Comunidad Andina, los porcentajes son altos, lo cual implica que, a más de las pérdidas técnicas óptimas, se tienen pérdidas técnicas excesivas y especialmente, pérdidas no técnicas elevadas, cuya disminución requiere control a los usuarios, medidas drásticas contra quienes roban electricidad e inversiones en las redes y equipos, a fin de minimizar las posibilidades

de conexiones directas y de manipulación de los medidores de consumo de energía eléctrica.

Las pérdidas técnicas requieren ser calculadas para cada elemento del sistema de distribución, para lo cual son fundamentales los datos del sistema y la disponibilidad de modelos computacionales.

La generación de energía eléctrica en el Ecuador se inicia en 1897, cuando se formó en Loja la empresa "Luz y Fuerza", la misma que adquirió dos turbinas de 12 kw cada una, las que se instalaron al pie de una caída del río Malacatos. La ciudad de Quito dispuso de alumbrado público desde 1911. En Cuenca se instaló en 1914 una planta de 37,5 Kw que se amplió en 1922 hasta 102 Kw. En 1926 el Gobierno del Ecuador contrató por 60 años a la firma americana Foreign Power Co. para el suministro de electricidad de Guayaquil; y, similares proyectos entraron a operar en Quito, Riobamba y otras ciudades. Alrededor del año 1940 se adjudicó a las Municipalidades las responsabilidades del servicio eléctrico. Se instalaron masivamente pequeñas centrales hidroeléctricas, contándose hasta 1961 con una potencia total de dichas plantas de aproximadamente 120 Mw.

Mediante Decreto Ley de Emergencia No. 24 del 23 de Mayo de 1961 se creó el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) asignándole la responsabilidad de integrar el sistema eléctrico nacional y de elaborar un Plan Nacional de Electrificación que satisfaga las necesidades de energía eléctrica en concordancia con el Plan de Desarrollo Económico y Social del Ecuador.

Durante 38 años de vida, el INECEL desarrolló las grandes centrales de generación, el sistema nacional de transmisión y obras de distribución, pues según la Ley Básica de Electrificación vigente desde 1961, tenía bajo su responsabilidad todas las actividades inherentes al sector eléctrico, esto es: planificación, construcción, operación, regulación, aprobación de tarifas; y, era el accionista mayoritario en casi todas las empresas eléctricas que realizaban la distribución de electricidad en el país.

Las obras de electrificación ejecutadas por el INECEL a lo largo y ancho del territorio nacional, dejaron un balance positivo en el desarrollo de proyectos que permitieron el aprovechamiento de los recursos renovables y no renovables para la generación de energía eléctrica y el progreso del país. El INECEL concluyó su vida jurídica el 31 de marzo de 1999. Mediante Decreto Ejecutivo No. 773 del 14 de abril de 1999, se encargó al Ministerio de Energía y Minas, llevar adelante el proceso de cierre contable, presupuestario, financiero y técnico del INECEL, posterior a marzo de 1999, a través de la Unidad de Liquidación del INECEL.

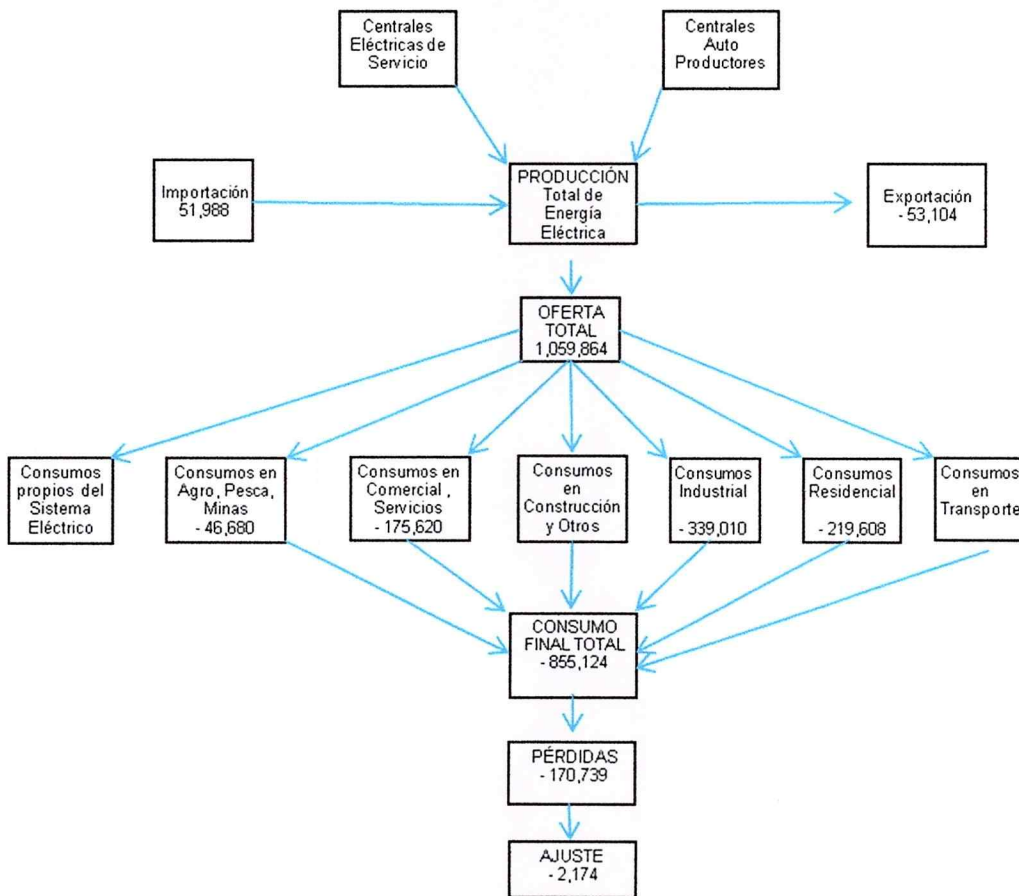
En virtud del Art. 26 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y por resolución del COMOSEL (Consejo de Modernización del Sector Eléctrico, adscrito al CONAM, Consejo Nacional de Modernización), las instalaciones de generación y las transmisión que eran de propiedad del Estado, por intermedio del INECEL, fueron transferidas a favor del FONDO DE SOLIDARIDAD, constituyéndose seis empresas de generación y una de transmisión, que se conformaron como sociedades anónimas, e iniciaron su operación el 01 de abril de 1999:

- Empresa Eléctrica de Transmisión: TRANSMISIÓN S.A.

- Empresa Eléctrica de Generación: HIDROPAUTE S.A.; HIDROAGOYÁN S.A.; HIDROPUCARÁ S.A.; TERMOESMERALDAS S.A.; TERMOPICHINCHA S.A.; y ELECTROGUAYAS S.A.

A inicios del año 2001, HIDROAGOYÁN S.A. absorbió a HIDROPUCARÁ S.A. A más de éstas, existen otras empresas generadoras, algunas de las cuales son completamente privadas. Según la misma ley, las empresas de distribución continuarán operando bajo su actual régimen jurídico hasta que negocien con el CONELEC sus concesiones de conformidad con las disposiciones de la LRSE.

1.6.2 SITUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ECUADOR



Las empresas generadoras, transmisoras y las distribuidoras que tienen participación accionaria del Fondo de Solidaridad, tendrán a futuro participación del sector privado (algunas distribuidoras ya lo tienen) pues hasta el 51 % de las acciones podrán ser transferidas a operadores calificados, que administrarán las empresas. Hasta el 10 % de dichas acciones se pondrán a disposición de los trabajadores y ex – trabajadores del sector eléctrico. La transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen monopolios naturales sometidos a regulación de precios, mientras que la generación se desarrolla en un ambiente de libre competencia.

Las empresas eléctricas de distribución a Diciembre del 2007 son las siguientes:

1. Empresa Eléctrica Ambato, Regional Centro Norte S.A.
2. Empresa Eléctrica Azogues C.A.
3. Empresa Eléctrica de Bolívar C.A.
4. Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.
5. Empresa Eléctrica Provincia de Cotopaxi S.A.
6. Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A.
7. Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil
8. Empresa Eléctrica Provincia de Galápagos S.A.
9. Empresa Eléctrica Regional Guayas – Los Ríos S.A.
10. Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A.
11. Empresa Eléctrica Los Ríos S.A.

12. Empresa Eléctrica Regional Manabí S.A.
13. Empresa Eléctrica Milagro C.A.
14. Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.
15. Empresa Eléctrica Quito S.A.
16. Empresa Eléctrica Riobamba S.A.
17. Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A.
18. Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A.
19. Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A.
20. Empresa Eléctrica Regional Sur S.A.

1.6.3 ANTECEDENTES CONTEXTUALES

Uno de los problemas críticos en muchos países de la región, es el alto nivel de pérdidas de energía eléctrica, que suman 170,738 Gwh en el 2006 y siguen manteniendo una tendencia creciente. (GRÁFICO 1)

En promedio se tiene un porcentaje de pérdidas del 16 %, que es alto comparado con el valor adecuado del orden del 10 %, que corresponde a pérdidas técnicas óptimas, en líneas, transformadores y otros elementos. Hay países de Latinoamérica y el Caribe, que se encuentran muy por debajo de este valor referencial y otros que sobrepasan largamente el 30 %.

Las pérdidas técnicas excesivas representan un manejo ineficiente de la energía, que se disipa principalmente por calentamiento de los elementos; y las pérdidas no técnicas causadas, principalmente por hurto, dan lugar a desperdicio por parte de quienes no pagan el servicio. En ambos casos se tiene como resultado: encarecimiento y disminución de calidad del servicio, así como afecciones ambientales, por la mayor generación termoeléctrica necesaria para cubrir las pérdidas.

Es para esto que el Gobierno creó las instituciones necesarias para normar y regular el proceso de despacho, venta y distribución de energía eléctrica en el país, un detalle de las funciones de las mismas se describen a continuación:

CENACE - Centro Nacional de Control de Energía

El Centro Nacional de Control de Energía CENACE, se constituirá como una Corporación Civil de derecho privado, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro, cuyos miembros serán todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores. Se encargará del manejo técnico y económico de la energía en bloque, garantizando en todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final.

CONELEC - Consejo Nacional de Electricidad.

Corresponde a la Función Ejecutiva, a través de las correspondientes Secretarías de Estado, la formulación y coordinación de

la política nacional del sector eléctrico. Para el desarrollo y ejecución de dicha política el Estado actuará a través del CONELEC, el cual a su vez se encuentra normado por el Fondo de Solidaridad. Además se encargará de elaborar planes para el desarrollo de la energía eléctrica y ejercerá todas las actividades de regulación y control definidas en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

A fin de cumplir ese objetivo, la institución se halla concentrada en preparar nuevos marcos jurídicos para regular el ámbito interno, pues no sería posible atender los problemas en el corto plazo, en caso de esperarse la aprobación de nuevas leyes, indica el funcionario.

1.6.4 ANTECEDENTES REFERENCIALES

1.6.4.1 PÉRDIDA DE ENERGÍA

El sector eléctrico Ecuatoriano atraviesa una profunda crisis, la cual se refleja en la ineficiencia de sus empresas de distribución, como producto de sus altos niveles de pérdidas de energía eléctrica y el incremento sostenido de su cartera.

De acuerdo a datos publicados por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), el total de la energía comprada al Mercado Eléctrico Mayorista M.E.M. (energía facturada a clientes regulados + perdidas) en el año 2006 por la Empresa Eléctrica fue de 3,577,374 de Megavatios Hora. Además de los Clientes Regulados en el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica, existen los Grandes Consumidores (Clientes No Regulados) quienes compran la energía eléctrica directamente del MEM, lo cual para el año 2006 representó 370,834 de Megavatios Hora. Para Febrero del 2007 la entrada total de energía al sistema de la Empresa Eléctrica fue de 302,960,27 Megavatios Hora.

El sistema en su totalidad creció en consumo de energía en un 12 % respecto a Febrero del 2006. De agosto 2005 a agosto 2006 el crecimiento del consumo de energía fue del 11% y el crecimiento de potencia fue del 6,45%. Esto dio como resultado que las pérdidas de energía eléctrica crecieran a un nivel nunca antes alcanzado en la Empresa Eléctrica, esto es del 27,29 % al 28,80 %. Otro factor que incide en la crisis del sector, es el elevado costo de la energía eléctrica, que así mismo convierte en ineficientes y poco competitivas nuestras Industrias en comparación con similares Industrias de la región, situación que obliga a muchos dueños de empresas al hurto de energía eléctrica.

1.6.4.2 Análisis de pérdidas en el Sistema de Distribución de la Categ.

En el siguiente cuadro y gráfico se presenta un resumen de las pérdidas técnicas y no técnicas del 2000 al 2005, de lo cual se observa que en este período de tiempo las pérdidas totales se han incrementado en 2.4%, de las cuales tan solo las pérdidas no técnicas alcanzan el 2.08%. (TABLA 1 – GRAFICO 2).

En el gráfico adjunto se detalla la proyección del consumo de energía para los próximos 10 años. (GRÁFICO 3).

Partiendo de los valores de pérdidas descritos anteriormente y tomando en cuenta los sectores en los cuales se implantaría el proyecto, éste se ha definido bajo las siguientes premisas:

- Los trabajos a ejecutarse, están planificados realizarlos en los sectores de la ciudad que presentan mayor consumo promedio.

- La infraestructura de las redes de media tensión y los postes existentes no sufrirán modificaciones.

- Se ha calculado el costo de reemplazar red secundaria existente por el conjunto transformador-panel antihurto apropiado para el número de consumidores que recibirán el suministro.

- Para el tendido de las Redes Secundarias no se requiere la utilización de conductores de acometida antihurto, puesto que dichos conductores saldrán medidos desde el Panel centralizado hasta el consumidor.
- Para fines de determinar la cantidad de transformadores y su capacidad para cubrir la demanda, se utilizó el método REA, considerando el valor promedio de los consumos en cada zona y la proyección de los incrementos en la cantidad de clientes y sus consumos.

1.6.4.3 ALCANCE DEL PROYECTO DE PÉRDIDAS

El Proyecto cubre los sectores de la ciudad donde se localizan los consumidores masivos de más alto consumo.

Si se toma en cuenta que a diciembre del 2005, la CATEG-SD tenía registrados 427.392 clientes, entonces el número de clientes sobre el que tendrá influencia este proyecto, representa el 13,67% del total de clientes de la empresa.

Para la ejecución del Proyecto se requerirá modificar los circuitos secundarios de baja tensión existentes en las zonas de aplicación del sistema centralizado de medición, para lo cual se determina la instalación de transformadores detallados en la siguiente tabla (TABLA 2): El

consumo esperado está basado en las estadísticas de los censos realizados en la ciudad en los años 2001 y 2002.

Para el cálculo de la capacidad y el número de transformadores se consideraron los siguientes aspectos: Los consumos producidos en los meses de invierno; el incremento del 7% en el número de clientes que serán normalizados ya que actualmente se encuentran en conexión directa sin el respectivo contrato de suministro y, una recuperación de pérdidas equivalente al 34%, de las cuales casi la totalidad corresponden a pérdidas no técnicas. Adicionalmente a lo presupuestado se realizarán gastos producto de las modificaciones en las redes, así como la inclusión de aquellos medidores que se encuentren fuera de sistema, conexiones directas, nuevos clientes, etc. El dinero para adquirir estos equipos se lo obtendrá de lo cobrado por manipulación de los equipos de medición o conexiones directas, lo cual representará cerca del 25% del valor del proyecto, esto se resume en el siguiente cuadro:

COSTO DE LA INVERSION			
ITEM	Clientes/Circuito	Costo unit. [\$]	Costos [\$]
Elaboración del Proyecto	5235	100	523,500
Tableros de medición	62,802	268	16,830,976
Transformadores 37,5KVA	1,525	1,424	2,171,600
Transformadores 25KVA	2,792	1,082	3,020,944
Readecuación de la red	62,802	113.18	7,108,111
Total		472.20	29,655,131

El valor correspondiente a la recuperación de las pérdidas de energía y a la disminución de los costos operativos de describe en la TABLA 3. Los transformadores de 37,5 y 25 KVA serán tomados de los que están actualmente instalados en los circuitos existentes.

Considerando que la energía recibida por la CATEG en el mes de Diciembre 2005 fue de 292'693.490 KWH, la reducción de pérdidas que se obtendrá será del 4%.

Aun cuando la valoración de la reducción de la totalidad de los rubros operativos mencionados, sin embargo considerando solamente aquellos costos cuya valoración es más objetiva y fácil, se ha establecido que con la ejecución del Proyecto se ocasionará la disminución de los costos operativos detallados en la siguiente tabla (TABLA 4):

Por lo tanto, el valor total correspondiente al beneficio económico que se obtendrá con la ejecución del Proyecto es (TABLA 5):

La espiral de crecimiento de la deuda de las Empresas Eléctricas no muestra señal de que dicho problema pueda ser solucionado en el corto plazo, ya que el no pago de sus obligaciones con las Generadoras eléctricas obliga a estas a cancelar contratos a largo plazo (Power Purchase Agreement ó PPA's), con las Empresas Distribuidoras y vender toda la energía que producen en el Mercado SPOT u ocasional, pero a un precio especulativo que depende de las fuerzas del Mercado y las leyes de la oferta y la demanda. Según datos del CONELEC, el valor de venta promedio de la energía por parte de la Empresa Eléctrica para sus abonados para Agosto del 2006 fue de 7,46 centavos por Kilovatio hora, mientras que el precio de compra de dicha energía ene. Mercado Eléctrico fue de 10,60758 centavos por Kilovatio hora. (GRAFICO 4)

El nivel de compra de energía en el Mercado SPOT fue del 86,24%, pero el nivel de compra en el Mercado de Contratos (Power

Purchase Agreement ó PPA's) fue del 13,76%. Situación que no le permite a la Empresa Eléctrica obtener un margen de ganancia aceptable. (FIGURA 5)

Al verse obligadas a obtener la energía eléctrica a precios más elevados, teniendo un precio referencial tope fijado por el Gobierno al consumidor final (Tarifa Regulada), las Distribuidoras comienzan a acumular pérdidas producto del diferencial tarifario, es decir deben vender la energía más barata de lo que la compran, lo cual las lleva al incumplimiento de los pagos a las Generadoras.

Dado que las Generadoras no reciben sus pagos de manera puntual por la venta de energía a las Distribuidoras, se envía señales al mercado internacional de que en el Ecuador no se respetan los contratos, ni se asegura el retorno de la inversión, por lo que es difícil atraer inversionistas que procuren nuevas fuentes de generación, tanto térmica como hidroeléctrica, ya que ven mermadas su liquidez y rentabilidad.

1.6.4.4 PROCESO DE FACTUARACIÓN DE VENTA DE ENRGÍA

El proceso de venta de energía involucra muchos aspectos dentro del funcionamiento y operación del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica, por ello es necesario que para un mejor entendimiento del proceso de facturación es necesario que se tomen en cuenta los siguientes puntos:

ESTRUCTURA DE COSTOS

Costos Atribuibles al Servicio.- Los costos para la determinación de las tarifas comprenderán, de conformidad con la ley, los precios referenciales de generación, los costos medios del sistema de transmisión y el Valor Agregado de Distribución (VAD) de empresas eficientes.

Componentes del Costo del Servicio.- Son componentes del costo del servicio:

a) Los costos de energía que corresponden a los costos variables para la producción de energía activa que incluyen: el suministro de combustible, o el valor del agua del embalse que está proveyendo la energía marginal y los gastos de operación y mantenimiento asociados; considerando un mercado abastecido;

b) El costo por restricción técnica del sistema, que corresponde al costo de la energía producida para mantener las condiciones del suministro del servicio en los niveles de calidad establecidos en la ley y sus reglamentos;

c) Los costos de capacidad, se refieren a los costos de inversión relacionados con los bienes destinados a la generación, transmisión o distribución, incluyendo el suministro, montaje, operación y mantenimiento;

d) Los costos de pérdidas atribuibles al proceso en los niveles admisibles aceptados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Las pérdidas consideradas en la fijación de tarifas son Pérdidas Técnicas y Pérdidas No Técnicas;

e) Los costos de comercialización, que corresponden a las obligaciones inherentes al proceso de comercialización entre el distribuidor y el consumidor final así como los servicios de medición prestados a los grandes consumidores; y,

Los costos de administración, que son aquellos que se atribuyen a la gestión general de la empresa.

METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Precio Referencial de Generación: El precio referencial de generación cuatrienal será calculado por el Consejo Nacional de Control de Energía, CENACE, y sometido a consideración y aprobación del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, considerando los siguientes componentes:

a) **Componente de Energía.-** Corresponde al promedio ponderado de los costos marginales de generación de corto plazo, para un período de simulación de cuatro años del despacho de carga de mínimo costo, proveniente de la planificación operativa del sistema de generación elaborado por el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, con el objeto de mitigar las variaciones que pueden experimentar los costos, tanto diaria como estacionalmente. Para efecto

de este cálculo, el CONELEC preparará y entregará al CENACE las hipótesis referentes al equipamiento previsto que opere en ese período.

Se obtendrán seis valores promedio para períodos horario - estacionales. Se considerarán dos estaciones al año: estación lluviosa y estación seca. Los valores correspondientes a la estación lluviosa se aplicarán a los consumos de los meses de abril a septiembre y los correspondientes a la estación seca se aplicarán a los consumos de octubre a marzo. En cada una de estas estaciones se considerarán los siguientes períodos horarios:

- 1) De punta: Desde las 17h00 hasta las 22h00 de lunes a domingo,

- 2) De demanda media: Desde las 07h00 hasta las 17h00 de lunes a viernes; y,

- 3) De base: Las restantes horas de la semana.

Para los días festivos nacionales se considerarán horas de punta y base similares a las del día domingo.

Este componente será calculado incluyendo el costo de las restricciones que impidan la ejecución de un despacho a mínimo costo, para mantener condiciones operativas apropiadas; o, aquellas aprobadas por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, respecto de la generación requerida para superar deficiencias en los sistemas de transmisión y distribución.

b) **Componente de Capacidad.**- Corresponderá a la anualidad de las inversiones consideradas a la Tasa de Descuento y para una vida útil aprobadas por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, para poner en funcionamiento un equipamiento marginal de mínimo costo, para cubrir la demanda máxima del sistema, a la que se agregarán los costos fijos de operación y mantenimiento correspondientes (FIGURA 7)

El Consejo Nacional de Control de Energía, CENACE, entregará al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, los resultados de estos cálculos, anualmente, hasta el último día laborable del mes de mayo, junto con las observaciones que considerara pertinentes.

En el caso de sistemas eléctricos no incorporados, el precio referencial de generación será calculado por el concesionario y sometido a la aprobación del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Costo Medio del Sistema de Transmisión: Corresponde al costo de capacidad que se determina como la suma de los costos de inversión, depreciación, administración, operación, mantenimiento y pérdidas.

Los costos de inversión provendrán del programa de expansión optimizada del sistema, para un período de diez años, cuyo estudio será preparado por el Transmisor, en coordinación con el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE y aprobado por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Mediante el flujo de caja descontado de los activos de la empresa de transmisión considerada la expansión optimizada; y, asociados a la demanda máxima correspondiente, se obtendrán los costos medios de inversión. El costo imputable a la tarifa será la anualidad de los costos medios de inversión para una vida útil de treinta años y la tasa de descuento aprobada por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Los costos de depreciación, administración, operación y mantenimiento serán calculados por el transmisor y aprobados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Los estudios con el cálculo de los costos medios de transmisión serán entregados por el transmisor al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC para su aprobación, hasta el último día laborable del mes de mayo de cada año, para que éste pueda fijar las tarifas de transmisión.

Valor Agregado de Distribución (VAD): El Valor Agregado de Distribución (VAD) será obtenido para los niveles de subtransmisión, media tensión y baja tensión y su costo, en cada uno de ellos, tiene los componentes de costo de capacidad, administración, pérdidas y comercialización.

El estudio técnico: económico respectivo con los resultados del cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD) será presentado por cada distribuidor al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, hasta el último día laborable del mes de mayo de cada año; estos resultados deberán ajustarse a los valores del Valor Agregado de Distribución (VAD)

para la empresa de referencia, según lo dispuesto en el artículo 56 de la Ley.

El CONELEC fijará y publicará anualmente las tarifas de distribución, considerando entre los elementos y factores que para tal efecto establecen la Ley y este Reglamento, como valor constante, un mismo VAD de distribución, individualizado para cada empresa, que se aplicará a períodos que no podrán exceder de cuatro años. Para determinar este VAD se tomarán en cuenta los programas cuatrienales de inversión preparados por las empresas distribuidoras y aprobados por el CONELEC; entidad que supervisará anualmente el cumplimiento de los programas:

a) Componente de Subtransmisión para el Valor Agregado de Distribución (VAD).

Corresponde al costo de capacidad que se determina como la suma de los costos de los activos en servicio y los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a la demanda máxima coincidente del sistema.

El cargo por el componente de capacidad corresponderá a la anualidad de las inversiones promedio por la unidad de demanda, para una vida útil de treinta años.

La tasa de descuento será aprobada por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

b) Componente de Media Tensión para el Valor Agregado de Distribución (VAD)

La valoración de activos en servicio, para establecer la componente de media tensión para el Valor Agregado de Distribución (VAD), se llevará a cabo sobre la base de un inventario físico de Unidades de Propiedad Estándar valoradas con Costos Normalizados, obtenidos por el distribuidor y aprobados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Las Unidades de Propiedad Estándar se establecerán para caracterizar lo más ampliamente posible los activos de media tensión en servicio, tomando en consideración, entre otros aspectos, el tipo de construcción, la conformación del circuito y el área geográfica que cubre.

La identificación de la composición típica de las Unidades de Propiedad Estándar será realizada por el distribuidor, a su costo, y provendrá de muestras representativas de tramos de red construidos con base en normas técnicas.

El Distribuidor determinará el costo de inversión de cada Unidad de Propiedad Estándar aplicando los costos normalizados de materiales y montaje a precio de mercado.

El valor agregado de cada Unidad de Propiedad Estándar corresponderá a la anualidad del costo de inversión más los costos de

operación y mantenimiento correspondientes. La anualidad se calculará para el período de vida útil y la Tasa de Descuento que el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, determine.

El Distribuidor mantendrá actualizado el inventario físico de los activos en operación para determinar con exactitud las existencias de cada unidad de propiedad definida.

La componente de media tensión para el Valor Agregado de Distribución (VAD), resultará de dividir la valoración de los activos entre la demanda máxima coincidente del Distribuidor, excluyendo las cargas conectadas en el Sistema de Subtransmisión;

c) **Componente de Baja Tensión** para el Valor Agregado de Distribución (VAD). Comprenderá los activos en servicio que corresponden a las instalaciones de transformadores de distribución y las redes de baja tensión.

En ambos casos se seguirá la metodología general indicada en el literal anterior para la componente de media tensión excluyendo, al conformar las unidades de propiedad, aquellos elementos que ya han sido considerados en las unidades de propiedad de media tensión.

La componente de transformadores de distribución para el Valor Agregado de Distribución (VAD) resultará de dividir la valoración de los activos correspondientes, entre la demanda máxima coincidente del

Distribuidor, excluyendo las cargas conectadas, en el sistema de subtransmisión y aquellos directamente atendidos en media tensión.

La componente de redes de baja tensión para el Valor Agregado de Distribución (VAD) resultará de dividir la valoración de los activos correspondientes, entre la demanda máxima coincidente del distribuidor, excluyendo las cargas conectadas en el sistema de subtransmisión, y de aquellos clientes directamente conectados a transformadores de distribución.

d) Componente de Comercialización para el Valor Agregado de Distribución (VAD)

Comprenderá los activos en servicio correspondiente a la acometida y Sistema de Medición del Cliente. Para la determinación de este costo se utilizará la metodología indicada en el literal b) de este artículo. En este caso, las Unidades de Propiedad Estándar serán definidas y valoradas en función del punto de entrega, sea este en subtransmisión, media tensión o baja tensión. El inventario se llevará a cabo para determinar las existencias de cada Unidad de Propiedad Estándar y el número de consumidores atendidos.

Adicionalmente incluirá los costos de operación, mantenimiento de acometidas y Sistemas de Medición y la facturación al cliente. Estos costos serán cargados proporcionalmente a los costos de activos obtenidos por nivel de servicio; y,

e) **Componente de Administración** para el Valor Agregado de Distribución (VAD)

El Distribuidor incluirá sus costos de administración en los costos de capacidad de los componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD) de subtransmisión, media tensión, baja tensión y comercialización, en proporciones iguales o en las proporciones que sean definidas por el distribuidor, con su respectivo justificativo.

Auditorías Técnicas: Cuando el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, lo solicite, los Distribuidores están obligados a contratar auditorías técnicas independientes para evaluar los costos del Valor Agregado de Distribución (VAD). Los informes de tales auditorías serán entregados al CONELEC y al distribuidor.

Pérdidas: Las cantidades adicionales de potencia y energía que se requieren para entregar un kilovatio y un kilovatio - hora al consumidor serán remuneradas al transmisor o al distribuidor, según corresponda, mediante la determinación de las pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Las pérdidas técnicas se valorarán a través de las simulaciones de los sistemas de transmisión y distribución, a fin de precisar el porcentaje de ellas para cada nivel de servicio: transmisión, subtransmisión, media tensión y baja tensión. El cálculo se llevará a cabo para potencia y energía.

Remuneración de pérdidas por Potencia: corresponde a la compensación de las pérdidas sobre los costos acumulados de capacidad en los distintos niveles de tensión. Remuneración de pérdidas por Energía: corresponde a la compensación de las pérdidas calculadas sobre la base del precio referencial de energía a nivel de generación.

Los estudios en los que se fijen los porcentajes de pérdidas técnicas serán elaborados por el Transmisor en coordinación con el Consejo Nacional de Control de Energía, CENACE y por el distribuidor según corresponda y serán presentados al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC. La magnitud de las pérdidas técnicas no excederá de los niveles que apruebe el CONELEC, los cuales se fundamentarán en los análisis técnicos económicos que le sean presentados.

Las pérdidas no técnicas resultarán de la diferencia entre las pérdidas totales menos las pérdidas técnicas. Los límites admisibles para las pérdidas no técnicas en el cálculo de tarifas, serán fijados, previo correspondiente análisis técnico, y bajo su responsabilidad, el CONELEC, entidad que considerara dentro del cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD), la incidencia de las inversiones e incrementos en costos que el Distribuidor realizará para cada período anual en el cumplimiento del programa de reducción de pérdidas no técnicas.

ESTRUCTURA TARIFARIA

Criterios para fijación de la estructura tarifaria: La estructura tarifaria reflejará los costos que los clientes originen según las características del consumo y el nivel de tensión al cual éste se presta.

Clasificación: Por las características del consumo se considerarán tres categorías de tarifas: residencial, general y alumbrado público; y, por el nivel de tensión, tres grupos: alta tensión, media tensión y baja tensión.

Al inicio de cada período tarifario, el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, podrá subdividir o plantear nuevas categorías si las características del mercado lo requieren, a fin de definir comportamientos que sean representativos y agrupen al menos al 10% de los Consumidores, cuando su aplicación signifique mejoras técnicas o económicas en la prestación del servicio tanto para los consumidores como para el distribuidor. (GRAFICO 6)

PLIEGOS TARIFARIOS

Contenido y Ámbito de Aplicación: Los pliegos tarifarios contendrán: tarifas al consumidor final, tarifas de transmisión, peajes de distribución, tarifas de alumbrado público y las fórmulas de reajuste correspondientes.

Las tarifas al consumidor final estarán destinadas a todos los consumidores que no hayan suscrito un contrato a plazo con un

generador o un distribuidor. La correcta aplicación de estas tarifas estará a cargo de los distribuidores en su zona de concesión.

Las tarifas de transmisión y los peajes de distribución serán los pagos que deberán realizarse a favor del transmisor o del distribuidor, respectivamente, por quienes utilicen dichas instalaciones. La liquidación de estos pagos estará a cargo del Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, en coordinación con el transmisor y los distribuidores y de conformidad con los reglamentos de Operación y Despacho del Sistema Nacional Interconectado y de Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

El pago del alumbrado público, es de responsabilidad de las respectivas municipalidades; el mecanismo de cobro se sujetará a las disposiciones que mediante regulación dictará el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Tarifas al Consumidor Final: Las tarifas al consumidor final serán estacionases y en función de los cargos variables se estructurarán como: monomias, monomias horarias, binomias y binomias horarias.

Las tarifas monomias, son aquellas que tienen un cargo por energía; las tarifas monomias horarias, son las que tienen tres cargos por energía: en período de punta, en período de demanda media y en período de base; las tarifas binomias, son aquellas que tienen un cargo por potencia y un cargo por energía; y, las tarifas binomias horarias tienen cargos por potencia y energía dependiendo de los períodos de: punta, demanda media y base.

Para alta y media tensión, serán binomias y binomias horaria. Para baja tensión, las tarifas residenciales y generales podrán ser: monomias, monomias horarias, binomias y binomias horarias en función de las características del consumo.

El cargo por potencia estará expresado en dólares por kilovatio, el cargo por energía en dólares por kilovatio - hora y el cargo por atención al cliente en dólares por consumidor.

El Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, definirá el Punto de Entrega en el cual se realizará el registro de consumo para cada una de las tarifas, de conformidad a lo establecido en el Reglamento Suministro del Servicio de Electricidad.

Tarifa de Transmisión: La tarifa de transmisión contemplará un cargo por transporte relacionado con el uso de las líneas y subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión y un cargo por conexión, relacionado con el uso de las instalaciones y equipos que, en forma exclusiva, le sirven a un agente del mercado mayorista para conectarse al Sistema Nacional de Transmisión, para materializar sus transacciones.

Estos cargos serán calculados con base en la demanda máxima mensual no coincidente. Los valores por pérdidas de energía serán remunerados conforme a lo establecido en el Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

Peajes de Distribución: Los peajes de distribución tendrán un cargo por potencia que corresponde al costo del Valor Agregado de Distribución (VAD) hasta el punto de entrega y la compensación por las pérdidas técnicas asociadas.

Se establecerán peajes de distribución para alta, media tensión y, de ser el caso, baja tensión.

Reajustes: Las tarifas publicadas en el pliego tarifario, tanto para el consumidor final, como la tarifa de transmisión y los peajes de distribución serán reajustadas automáticamente con base en fórmulas aprobadas por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, y que forman parte de los pliegos tarifarios. Los reajustes se harán efectivos siempre y cuando los costos de generación, la Tarifa de Transmisión y el VAD, individualmente considerados, presenten una variación acumulada en el tiempo, superior al 5% en más o en menos de su base de cálculo.

Para el diseño de las fórmulas de reajuste el CONELEC considerará los siguientes aspectos:

a) La variación del costo de generación entre los costos referenciales de generación y los costos marginales reales provenientes del despacho a mínimo costo del Centro Nacional de Control de Energía, CENACE;

La variación de los costos de inversiones:

b.1 La variación, previamente auditada y comparada con costos del mercado, de los costos de inversión inicialmente considerados en los

estudios, sustentados en los planes de expansión aprobados por el CONELEC.

b.2. La variación en los planes de inversión. Para este fin se tomarán en cuenta tanto los cambios en las anualidades de los activos a costo de reposición, como los cambios en la cobertura del servicio, la disminución de pérdidas y el mejoramiento de la calidad del servicio. Cualquier variación de los planes de expansión debe obtener, previamente, la aprobación del CONELEC; y,

b.3. La variación anual de los costos de reposición de los activos en servicio, por efectos de la inflación interna para bienes y servicios de origen local; o, externa para bienes y servicios importados, con respecto al valor que tenían a la fecha en la que se fijaron las tarifas al iniciar determinado período; y,

c) La variación de los costos de operación y mantenimiento inicialmente considerados en los estudios, en función del Índice Nacional de Precios al Consumidor.

Emisión de los Pliegos Tarifarios: Con base en la información entregada por el Consejo Nacional de Control de Energía, CENACE, el transmisor y los distribuidores, el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, fijará, aprobará y publicará anualmente los pliegos tarifarios y dispondrá a los distribuidores su difusión en los medios de comunicación de mayor cobertura de su área de concesión. De conformidad con la ley, los pliegos tarifarios entrarán en vigencia el treinta de octubre de cada año.

1.6.5 MEM - Mercado Eléctrico Mayorista

El mercado eléctrico mayorista (MEM) está constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado.

Las transacciones que podrán celebrarse en este mercado son únicamente ventas en el mercado ocasional o contratos a plazo. El mercado eléctrico mayorista abarcará la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre generadores; entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores. Igualmente se incluirán las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.

1.6.6 PPA'S - Power Purchase Agreements

Los Acuerdo de Compra de Potencia, o simplemente llamados Contratos a Largo Plazo, son los que libremente se acuerdan entre generadores y grandes consumidores y los que celebran los generadores y distribuidores, por un plazo mínimo de un año y a ser cumplidos a través del Centro Nacional de Control de Energía. (GRAFICO 7)

Los contratos a plazo deberán ser cumplidos por los generadores independientemente del hecho de que sus equipamientos de generación hayan sido o no despachados por el Centro Nacional de Control de Energía. De no haber sido despachados, el vendedor cumplirá con su

contrato por medio del Generador que haya resultado despachado y percibirá el precio pactado contractualmente con sus clientes, abonando a su vez al generador que haya resultado despachado el precio que corresponda.

El Centro Nacional de Control de Energía comunicará a todos quienes intervengan en el mercado el precio de venta para cada período horario, sobre la base del costo económico marginal instantáneo de corto plazo y el cargo de potencia que corresponderá a los costos fijos de la central de generación marginal, que resulte de la operación en tiempo real del sistema nacional interconectado. El precio así establecido será uniforme para todas las ventas realizadas durante el período de que se trate.

Nuestro negocio es brindar seguridad en la compra y disponibilidad abierta de energía. Dado que es un negocio nuevo en el mercado, todo lo que hagamos será observado por los futuros seguidores de este negocio, por lo que es necesario desde un principio mantener el liderazgo y ganarse la fidelidad de los clientes.

Uno de los paradigmas que debemos romper es el de que no podemos comprar energía que no sea generada por nosotros, dentro del territorio nacional, ya que al haber un mercado de energía en la red, podremos negociar directamente con los Generadores, tanto de Colombia como de Venezuela o Perú, esto debido a los procesos de interconexión ya establecidos con estos países (FIGURA 3).

Al crearse un mercado que siempre responda a nuestras necesidades, desaparecerán los períodos de estiaje y se eliminará la sombra de los apagones, ya que existe una estacionalidad diferenciada entre los países del norte con respecto a los del sur, lo que permite que cuando en el sur hay derramamientos de agua en las centrales del norte hay sequía y al cambiar la estación el proceso se repite de forma inversa.

Retomando la base de la información puramente económica, se concluye que los precios de oferta de los generadores están contruidos no solo con base en el costo marginal, sino que pueden contener factores adicionales que inciden en el ingreso de la empresa para obtener la maximización de utilidades, los cuales corresponden al precio por riesgo y/o estrategia.

Nuestra Empresa podría utilizar otros elementos estratégicos en la formación de los precios de oferta, como pueden ser:

- Los precios de los contratos
- La generación del despacho ideal
- El precio de Bolsa
- Las ventas en Bolsa
- Los ingresos por reconciliaciones
- Para las plantas térmicas, los precios de oferta de otras plantas
- Para las plantas térmicas, el embalse ofertable del sistema
- Los cambios de regulación

Algunas de las estrategias que presentan parámetros estadísticos que permiten catalogarlas como significativas de explicación en la formación de precios de oferta del mercado eléctrico, son las siguientes:

- Mayor generación en el despacho ideal induce a la reducción posterior del precio de oferta, estrategia que permite ajustar el precio a la mayor generación en el despacho ideal. Esta estrategia se presenta en generadores distintos a los que aumentan su precio de oferta en el mercado spot, al aumentar la generación del despacho ideal (TABLA 6).
- Los precios de oferta de otra u otras plantas de la misma empresa con independencia física de generación (no pertenecen a una misma cadena hidráulica, o sus aportes hidrológicos son independientes, o es de tipo térmica), presentan efectos contrarios debido a una posible estrategia de reemplazo de precios entre recursos del mismo propietario.

La componente del precio de oferta que corresponde al costo marginal está dada por los costos variables de la planta. El modelo empleado para explicar la variación de los precios de oferta de las plantas, considera tanto las variables estratégicas, como las variables no estratégicas (o costos variables); sus resultados también revelan indicios de comportamiento estratégico con variables no estratégicas, o sea, aquellas variables que determinan los costos variables resultan no ser explicativas del precio de oferta. Ejemplos de esta situación se presentan a continuación:

- En plantas hidráulicas se puede dar el caso de aumento del precio de oferta con la existencia de vertimientos, lo cual no es una estrategia razonable a menos que con vertimientos la planta sea despachada para proveer generación de seguridad.
- Los precios de combustibles de algunas plantas térmicas, no son significativos en la formación del precio de oferta. Esta estrategia que no parece razonable podría darse en plantas seguidoras.

En un mercado eléctrico existen diferentes riesgos que los agentes deben afrontar y manejar para realizar las transacciones que finalmente les permitan lograr el objetivo de maximizar sus beneficios; algunos de ellos son: riesgos tecnológicos, comerciales, regulatorios, financieros, de devaluación, políticos, ambientales, naturales, de fuerza mayor, etc.

El manejo de los riesgos mencionados tiene un costo para los agentes, el cual en la composición final del precio de oferta de los generadores corresponde al precio por riesgo y/o estrategia. Debido a que el Mercado se encuentra en pleno período de formación, nuestro mayor riesgo es el de tipo comercial.

El riesgo comercial es aquel que existe debido a la posibilidad que la demanda del producto o servicio resulte insuficiente para generar los ingresos necesarios para cubrir sus costos operativos, servir la deuda y además proveer un rendimiento normal a los inversionistas. Se identifican los siguientes elementos que forman parte del riesgo comercial que normalmente maneja el vendedor (generador):

- Los precios del mercado de corto plazo en un sistema hidrotérmico son altamente volátiles.
- La demanda es incierta y se corre el riesgo de no salir despachado.
- Existe riesgo de no poder cumplir la entrega de energía pues hay incertidumbre en la disponibilidad de la planta, en la disponibilidad de combustible en caso de plantas térmicas y de los caudales de los ríos en el caso de plantas hidráulicas.

Para el caso de los agentes comercializadores, se identifican los siguientes elementos de riesgo:

- Igual que para los generadores, los precios del mercado de corto plazo son altamente volátiles.
- La demanda presenta cierto grado de incertidumbre.
- Después de entregado el producto, existe la posibilidad que se presente mora en el pago por parte de los compradores.

1.6.7 SUBESTACIÓN

Centro de carga donde se receipta transforma y luego se distribuye la energía a las redes eléctricas del sector de influencia. Normalmente las subestaciones que se encuentran dentro de la ciudad receiptan la energía a un nivel de voltaje de 69,000 voltios y luego mediante un Transformador de Potencia, baja el nivel de voltaje hasta 13,800 voltios; de aquí se reparte a las redes de distribución de la Empresa Eléctrica. (FIGURA 4)

1.6.8 MERCADO SPOT

1.6.8.1 Mercado Ocasional

Los generadores podrán vender energía eléctrica en el mercado ocasional. Los generadores, distribuidores y grandes consumidores podrán, por su parte, comprar en el mercado ocasional. Las transacciones en dicho mercado se ajustarán a las siguientes reglas:

- ✚ Las ventas que realicen los generadores serán las que resulten de la generación de las unidades que despache el Centro Nacional de Control de Energía, conforme lo establece esta Ley.

- ✚ Las compras que realicen los distribuidores y grandes consumidores en el mercado ocasional se valorizarán al precio que periódicamente fije el Centro Nacional de Control de Energía de acuerdo con el literal

anterior y los procedimientos que para el efecto se determinen en el Reglamento.

1.6.9 MERCADO LIBRE ENERGÉTICO

El Mercado Eléctrico Ecuatoriano al momento se encuentra en una etapa incipiente, donde solo se realizan negociaciones entre Generadores y Distribuidores; entre Generadores y Grandes Consumidores; y entre Distribuidores y Grandes Consumidores.

Pero este esquema solo permite compras de energía dentro del mercado regulado (SPOT) o en contratos a largo plazo, los cuales deberán tener un mínimo de duración de un año y un máximo de dos, a esto se conoce como contratos PPA'S (POWER PURCHASE AGREEMENT).

Es necesario que se refuerce el mercado permitiéndole una mayor flexibilidad en cuanto al tipo de negociaciones realizadas, abriendo las alternativas a compras y ventas de Generador a Generador, de Distribuidor a Distribuidor, así como de Gran Consumidor a Gran Consumidor; e inclusive entre consumidores medianos que deseen tener un control tarifario acorde a sus niveles de consumo de energía eléctrica.

Este tipo de negocios solo se podrán implementar si existe una comunicación en tiempo real entre cada uno de los intervinientes, para

que de esta manera se pueda establecer y determinar las existencias en cuanto a las exigencias de los demandantes. La única herramienta que permitiría esta interacción dinámica es World Wide Web o más bien conocido como INTERNET.

MERCADO- LIBRE-ENERGÉTICO tiene como objetivo, mediante el uso del Internet ofrecer paquetes de energía cotizados en bolsa y vendidos bajo un esquema de subastas en línea. Serán objeto de subasta sólo la venta de los excedentes de energía eléctrica derivados de la liberación de los Contratos Iniciales y Equivalentes comprendidos como energía de generación propia.

Este esquema permitirá la compra, venta, reventa de energía, bajo cualquier situación de los ofertantes, porque dentro del Mercado, un producto vale lo que el Demandante esté dispuesto a pagar. Un ejemplo de esta situación sería si el consumidor tiene planeado reducir sus consumos en ciertos intervalos de tiempo; esto es, si ha pactado la compra de 20,000 Kwh para el día 10 de Septiembre del 2006, pero a las 12 del día debe detener la producción por falta de materia prima, entonces podrá subastar el excedente para un período de tiempo cualquiera dentro del mismo día.

La compra de energía por paquetes, alienta la inversión en nuevos proyectos de generación, ya que asegura un flujo de caja efectivo y una disponibilidad de recursos frescos.

1.6.10 ASPECTOS COMERCIALES Y ESTRATÉGICOS DEL MERCADO ELÉCTRICO

1.6.10.1 FORMACIÓN DEL PRECIO DE BOLSA

En la generación de energía eléctrica normalmente participa un grupo reducido de empresas, algunas de las cuales representan un porcentaje importante de la oferta total. Los mercados donde hay un reducido número de oferentes se denominan mercados oligopólicos, las empresas en un oligopolio determinan la cantidad ofrecida, de forma tal que maximizan su beneficio, dado que sus competidores elijen la cantidad que a su vez, maximiza también sus beneficios. Este equilibrio de Nash, lleva en general a soluciones en las que el precio de equilibrio de mercado se separa del costo marginal, generando pérdidas irrecuperables de eficiencia para la sociedad.

La diferencia entre el precio y el costo marginal es inversamente proporcional al número de empresas y a medida que aumenta el número de participantes en el mercado, el precio se aproxima al costo marginal y el juego oligopólico da lugar al tradicional análisis competitivo, en el que los oferentes son tomadores de precios y el equilibrio de mercado es óptimo, con el precio igual al costo marginal.

Un sistema de compra en línea induce a la entrada al mercado de generación, a un número mayor de pequeñas empresas las cuales pueden ingresar solo para cubrir necesidades de energía de punta. Bajo este esquema los oligopolistas determinarían el precio y no las cantidades a ofrecer. El caso más simple posible, en el que cada oferente puede

ofrecer una cantidad ilimitada a un precio dado con un costo marginal constante, lleva a que el precio ofertado sea igual al costo marginal, en el que la empresa con el costo marginal más bajo termina por atender la totalidad del mercado, o se reparte el mercado entre las empresas, si el costo marginal es igual para todos los participantes.

Este último resultado aplica sólo al caso en el que no se den restricciones de capacidad y el costo marginal sea constante. Por otro lado los oferentes se comportan estratégicamente, buscando fijar el precio que maximice su beneficio, dado que sus competidores fijan también su precio óptimo y los resultados son equivalentes a los que obtendría eligiendo cantidades. Las diferencias reales, en este caso, aparecen cuando se consideran situaciones de incertidumbre: las decisiones arrojan resultados distintos, cuando hay algún componente aleatorio en la demanda.

La compra on-line, elimina algunas consecuencias negativas de comprometer precios o cantidades y arroja resultados óptimos para el oligopolista, siempre y cuando pueda ser implementado. Lo interesante del tema es que, el enfoque se asemeja bastante a la oferta por tramos que las empresas generadoras hacen en los mercados spot de energía.

En cierto modo, la oferta por tramos (en la que cada tramo refleja las condiciones de una planta específica, para un oferente con varias plantas), es el equivalente de una función de oferta creciente, mediante la cual el oferente logra combinaciones óptimas de precios y cantidades.

Esta función implícita de oferta, de acuerdo a la cual los oferentes pueden incidir tanto en el precio como en la cantidad, a través de una adecuada anticipación en el proceso de subasta diario de la energía, tiene consecuencias importantes para el análisis. Con un precio único: el oferente puede construir su función de oferta, consiguiendo finalmente entregar la cantidad deseada, al precio correspondiente, ya que a través de la función de oferta, las empresas retienen la capacidad de controlar el volumen ofrecido, incluso en un sistema de subastas.

La posibilidad de establecer una función de oferta creciente es relevante, porque abre la posibilidad en el mercado de que el precio de equilibrio difiera del costo marginal. En efecto, basta que un oferente líder oferte su planta marginal a un precio mayor a su costo marginal, para que se dé la posibilidad que en el ordenamiento de ofertas, una planta menos eficiente de un tercero sea despachada, a un costo marginal superior al que la planta marginal del líder tendría.

En un esquema de funciones de oferta creciente, el hacer que una planta marginal de un líder no sea despachada, puede tener sentido, porque con ello se incrementa la rentabilidad de las plantas más eficientes del líder, al costo de no despachar una cantidad marginal, como lo ilustra el siguiente ejemplo sencillo, para dos oferentes hipotéticos:

DEMANDA TOTAL: 100 unidades.

OFERENTE A:

Planta 1: 80 unidades. Costo marginal: 10.

Planta 2: 20 unidades. Costo marginal: 30.

OFERENTE B:

Planta única: 20 unidades. Costo marginal: 50.

Si el oferente A presenta su oferta a costo marginal, sale despachado en la totalidad de su disponibilidad con un Costo Marginal de 1400, una facturación de 3000, pero con una rentabilidad neta de 1600. Pero si oferta la segunda planta a un precio de 60, A sale despachado sólo en 80 unidades, el oferente B sale despachado en 20; el Costo Marginal de A es 800, la facturación es de 4000, pero su rentabilidad neta aumenta a 3200.

En este caso, el precio debe diferir del costo marginal correspondiente a la función de oferta agregada, que es claramente 30.

DISPOSICIONES GENERALES ACERCA DEL COBRO DE TASAS

Aportaciones al Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM): A efectos del cumplimiento del artículo 62 de la ley, los distribuidores mantendrán un registro de los Consumidores Comerciales e Industriales ubicados en la categoría general.

Sujetos de subsidio: Serán sujetos de subsidio los consumidores finales de la categoría residencial de más bajos recursos económicos, cuyos consumos no superen el consumo mensual promedio del consumo residencial en su respectiva zona geográfica, y en ningún caso superen el consumo residencial promedio a nivel nacional.

Criterios para la Aplicación de los Subsidios: Se aplicarán subsidios por dos conceptos:

a) El proveniente del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal, FERUM, de conformidad con el artículo 62 de la ley y lo dispuesto en el tercer inciso del artículo 10 de este reglamento; y,

b) El subsidio cruzado previsto en el último inciso del literal e) del artículo 53 de la ley, que serán valores fijos que constarán en los pliegos tarifarios.

Cargos por bajo factor de potencia: Para aquellos consumidores a los cuales el Sistema de Medición fijado por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, considere la medición de energía reactiva, el distribuidor registrará mensualmente el factor de potencia.

Aquellos clientes que registren un factor de potencia medio mensual inferior a 0,92, la facturación total mensual será recargada en un factor igual a la relación por cociente entre 0,92 y el factor de potencia registrado.

Cualquiera sea el tipo de consumidor, cuando el valor medido del factor de potencia fuese inferior a 0,60, el distribuidor, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el consumidor adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

Errores en la Aplicación Tarifaria: Cualquier error en la aplicación del presente Reglamento será corregido de manera inmediata por el Consejo Nacional de Electricidad, CENACE, o el Distribuidor, según corresponda.

Las fallas reiteradas o la negligencia en la correcta aplicación de las tarifas, serán motivo de sanción al Distribuidor, con un valor equivalente a diez veces el perjuicio causado. Los valores recaudados por la aplicación de esta sanción pasarán a constituirse en recursos del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal, FERUM.

Emisión de Planillas y Facturación: Las planillas que emitan los distribuidores a sus consumidores deberán reflejar, con absoluta transparencia, los valores resultantes de la aplicación de las tarifas vigentes.

Disposiciones Transitorias

PRIMERA.- Fijación del primer VAD a cuatro años: El VAD que regirá para el período comprendido entre noviembre del año 2001 a octubre del año 2005, será el último VAD aprobado por el CONELEC en el año 2000, el que dentro de ese mismo período será considerado para la fijación y publicación de la tarifa que debe realizarse cada año por el CONELEC.

SEGUNDA.- Al finalizar el período de cuatro años antes referido, el CONELEC determinará el VAD aplicable para los siguientes cuatro años,

con base a los cálculos realizados por la empresa de distribución correspondiente de conformidad con lo establecido en este Reglamento.

La valoración de los activos en servicio que se considerará para la fijación de las tarifas al consumidor final y peajes de distribución que estarán vigentes a partir de noviembre del 2005, para efectos de la aplicación del artículo 10 de este reglamento, será el mayor valor que resulte de la comparación entre la valoración de los activos del año 2000 que ha sido considerada por el CONELEC para la fijación de tarifas del período noviembre 2001 a octubre 2005, y aquella que resulte de la aplicación del inventario físico de unidades de propiedad estándar, valoradas con costos normalizados.

TERCERA.- Durante el cuatrienio noviembre del 2001 a octubre de 2005, los reajustes del VAD, en la componente del costo de inversión, se realizarán con base a las inversiones ejecutadas en el año inmediatamente anterior, para la disminución de pérdidas, mejoramiento de la calidad y expansión del servicio, revisadas por el CONELEC.

Pliegos Tarifarios: Las tarifas a las cuales se refiere el presente reglamento se aplicarán mediante pliegos tarifarios una vez que éstos hayan sido aprobados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC y publicados de conformidad con la ley y este reglamento.

Los pliegos tarifarios aprobados se incorporarán a los contratos de concesión de los distribuidores.

KILOVATIO (KILOWATTS)

Unidad de medida de la Potencia, es el equivalente de 1000 watts.

KILOVATIO HORA (KILOWATTS - HORA)

Unidad de medida de la Energía, es el equivalente de 1000 watts-hora. La cantidad de Potencia requerida en una hora se denomina Energía.

MEGAVATIO HORA

Unidad de medida de la Energía, es el equivalente de 1000 Kilowatts-hora o 1'000,000 de watts-hora.

1.6.10.2 CONSUMIDOR FINAL

El Cliente siempre tiene la razón, es más el cliente es nuestro jefe puesto que tiene la capacidad de despedir empleados, empezando por el Presidente de la Compañía, simplemente dejando de comprar nuestro producto.

Estas líneas se ajustan a la realidad de cualquier empresa, pero en el caso de la CATEG, esta tiene el poder del monopolio, por lo que en nuestro caso estos axiomas no se cumplen. Por lo tanto a pesar de que el cliente no tiene la capacidad de poder elegir entre nuestra empresa eléctrica y otra distribuidora, es necesario proyectarnos y prepararnos para poder competir ante una situación de mercado competitiva, y esta tarea no se inicia con la aparición de un contrincante, al contrario, se debe

de aprovechar cuando se tienen todas las oportunidades de crecer sin nadie que se interponga en nuestro camino, pero sin desatar la ira o el inconformismo de nuestros clientes.

Es por este motivo que necesitamos darle a conocer a los clientes todos sus derechos y obligaciones que tiene la distribuidora para con ellos, esto es, que sepan exactamente de donde salen todos y cada unos de los rubros que aparecen en la factura de consumo de energía eléctrica. A continuación se exponen los puntos más importantes que debe conocer el cliente:

CAUSAS POR LAS CUALES SE FACTURAN VALORES O CARGOS ADICIONALES A LA PLANILLA DE CONSUMO ELÉCTRICO DEL ABONADO.

Medidores con disco frenado: el disco no gira. En estos casos se procede a retirar el medidor, se lo arregla y se lo reinstala a su respectivo usuario.

Medidores con sellos de TV rotos: ocurre cuando el sello de seguridad de la tapa de vidrio del medidor, está violado por la manipulación del cliente: En estos casos se multan a los infractores.

Medidores con TV rota y obsoletos: cuando se detecta este caso se procede a hacer el cambio.

Medidores cruzados y nombres cambiados: se produce cuando el usuario está usando un medidor que no le corresponde.

Medidores en que no engrana la rueda helicoidal : en estos casos el disco gira, pero no marca los Kilowatios hora. Cuando esto ocurre se retira el medidor para arreglarlo y se lo reinstala a su respectivo usuario.

Medidores escondidos: en ciertos casos los medidores se encuentran dentro de los hogares, dificultando la labor de los lectores de medidores.

Medidores fuera de sistema : cuando no existe archivo del usuario en la base de datos de la CATEG.

Preguntas frecuentes de los clientes:

A continuación se presentan las preguntas más comunes que realizan los usuarios en la temática del consumo residencial.

¿Por qué el disco de mi medidor gira más rápido que el de mi vecino?

- Los medidores tienen características de vatios-horas por revolución diferentes, dependiendo de su capacidad nominal de corriente y del voltaje nominal de funcionamiento.

- Por ejemplo, un medidor monofásico clase 100 de 120 voltios tiene una constante de vatios-horas por revolución de 1.8, mientras que en un medidor monofásico clase 100 de 240 voltios dicha constante es de 3.6.
- Consecuentemente, el disco del primero gira al doble de velocidad que el segundo cuando registran el consumo de la misma carga.

¿Registra más un medidor comercial que uno residencial?

No, los medidores comerciales registran el Consumo de energía de los aparatos y equipos utilizados por el Consumidor sin diferenciar si el servicio es comercial o residencial. El consumo registrado solo depende de la utilización de la carga. Sin embargo, el precio del KWH de energía sí depende de la tarifa aplicada, la misma que es función de la clase de servicio, (residencial, comercial o industrial), y del voltaje de suministro (Alta, Media o Baja tensión).

¿Consume más un medidor de 240 voltios que uno de 120 voltios?

No, ambos medidores registran el mismo consumo de energía cuando se trata de la misma carga.

¿Cómo me aseguro que no me han facturado con una lectura errada?

Tome la lectura de su medidor y compárela con la "lectura actual" que aparece en la última factura. La lectura tomada por usted debe ser mayor que la facturada puesto que el medidor ha registrado un consumo

adicional desde la fecha de la última lectura facturada; si no ocurre así, ha ocurrido un error de lectura.

¿Cómo calcular el consumo de electricidad en el hogar?

Generalmente cuando compramos un artículo electrodoméstico, (televisor, refrigerador, lavadora, secadora, etc.), estamos agregando un consumo adicional al diseño original de nuestro circuito eléctrico, lo cual puede generar un sobre consumo (sobrecarga) que puede redundar en un peligro de incendio producto del recalentamiento de los conductores (cables eléctricos). Para no exponerse a esta situación es recomendable, antes de instalar un artefacto, asegurarse que nuestra instalación tiene la capacidad necesaria para absorber este nuevo elemento.

¿Cómo Calcular el consumo del hogar?

Para calcular en forma eficiente el consumo eléctrico del hogar, debo sumar los consumos individuales de los artefactos a los que estoy sometiendo el circuito y dividirlos por el voltaje. Esto dará como resultado la corriente que estoy consumiendo y a la cual estoy sometiendo el circuito.

Por ejemplo: El televisor tiene un consumo de 50 watts, la lavadora consume 800 watts, el microondas 1.200 watts, una secadora 1.800 watts, más 10 ampolletas de 100 watts cada una que equivalen a 1.000 watts. (en los catálogos y en las placas de los artefactos está descrito su consumo).

La suma anterior (50 + 800 + 1.200 + 1.800 + 1.000) da un consumo total de 4.850 watts, lo que dividido por el voltaje de la casa (220 voltios) da un consumo de 22 Amperes.

Si Ud tiene un automático en su casa de 15 Amperes y una línea (cable) de 1,5 m.m. está sobrepasado en un 50% el consumo para lo cual está diseñado el circuito, por lo tanto esta **EN UN EMINENTE RIESGO DE INCENDIO.**

¿Porque se producen los incendios de tipo eléctrico?

Los incendios de tipo eléctrico se producen por sobrecalentamiento: Por ejemplo tengo un cable que está capacitado para un consumo de 15 amperes y lo someto a un sobre consumo de 25 amperes. Esto va a generar un recalentamiento del cable el que al estar expuesto a una superficie combustible (madera, aislante) va a producir un incendio. En otras oportunidades los cables están a merced de roedores que quitan su aislamiento o a “maestros” que efectúan algún trabajo de carpintería o techumbre y los pasan a llevar.

Otra forma de producir un incendio eléctrico es por conexiones defectuosas sin el aislamiento adecuado o sin cajas de conexión. El estar los cables en el entretecho un incendio no lo vamos a detectar inmediatamente, lamentablemente solo nos percataremos del peligro cuando veamos las llamas y ya será tarde.

¿Qué hacer?

Las soluciones podrían ser:

a) Cambiar (recablear) con un conductor adecuado a las necesidades de la casa. (Error sería cambiar exclusivamente el automático por uno de mayor capacidad (ejemplo de 25 amperes), ya que su problema sigue estando presente en los conductores (cables) de menor capacidad).

b) La solución ideal es independizar los circuitos eléctricos del hogar; por ejemplo: Un circuito especialmente dedicado a la cocina y lavadora. Un segundo circuito para enchufes. Un tercer circuito solo para alumbrado. Y no está demás un cuarto circuito para accesorios delicados como un computador FIGURA 6.

¿Es caro instalar circuitos independientes?

Definitivamente NO. Si Ud, calcula el valor de su vivienda, sus artefactos y principalmente algo invaluable como la vida de su familia, es una obligación incurrir en esta inversión. Pero en términos reales, cada circuito en una vivienda promedio está en el orden de los \$ 40.000.- incluyendo los materiales y mano de obra. Y esto está listo durante el día.

¿Quiénes están más expuestos?

Generalmente las casas de antigüedad superior a 20 años, las cuales contaban con un solo circuito eléctrico, pues en ese tiempo las necesidades y los artefactos disponibles eran mínimos. Hoy en día todas las familias de una u otra manera tienen la oportunidad de acceder a

diversos electrodomésticos del mercado y saberlo también se están exponiendo. En definitiva todos estamos expuestos, Lo importante es asegurarse y prevenir.

¿Cuándo duran los conductores (cables) eléctricos?

Los cables están diseñados para durar muchos años si son instalados en forma correcta. El problema radica cuando sobrepasamos el consumo para lo cual fue diseñado, o utilizamos cables que son para ductos (cañerías) a la intemperie. Por lo tanto existe un cable adecuado para cada ocasión.

¿Por qué me facturaron más consumo en este mes que en el mes pasado, si tengo los mismos aparatos?

Puede deberse a varias razones:

- En el presente mes se ha facturado por un periodo de mayor número de días que en el mes anterior. Tenga presente que un diferencia de tres días representa el 10% de variación del consumo.
- El hecho de que tenga los mismos aparatos no implica que consuma siempre la misma energía; todo depende del uso que de a sus aparatos y equipos. Es normal que con los mismos aparatos, en los meses de invierno se consuma mayor energía que en verano.
- Revise periódicamente su instalación, en algunas ocasiones el aumento del consumo se debe a fugas de energía eléctrica producidas por conexiones defectuosas, conductores con aislamiento deteriorado o equipos defectuosos.

¿Por qué he recibido dos facturas en el mismo mes?

Una debe corresponder al consumo de energía registrado por el medidor en el periodo de facturación indicada en la factura. La otra factura puede corresponder a cualquier de los siguientes conceptos:

Energía no facturada en un periodo determinado, debido a un daño en el medidor o en los equipos conexos.

- Energía no facturada por una anomalía detectada en el equipo de medición o en sus instalaciones, imputable al Consumidor.
- Transferencia de una deuda que mantiene el Consumidor con el Distribuidor por el servicio eléctrico en otra dirección.

¿Cuesta más el consumo en un sector que en otro?

No, no hay diferencia entre la tarifa que se aplica a un Consumidor que recibe el suministro en un zona socioeconómica alta, que la que se aplica a aquellos consumidores localizados en zonas medias o bajas.

Si tengo el suministro eléctrico cortado por deuda, ¿qué debo hacer para que me reconecten?

Puede proceder de cualquiera de las siguientes maneras:

- Pagar por lo menos el 50% de la deuda en cualquiera de los puntos de pago.
- Acercarse al Departamento de Servicios al Cliente y realizar un Convenios de pago.

Si me cambio de domicilio, ¿me puedo llevar el medidor?

No; el medidor es propiedad del Distribuidor. Si requiere servicio en una nueva dirección, acérquese a los puntos de atención indicados en este instructivo.

1.7 Eficiencia de los Sistemas de Monitoreo y Control Remoto de los Consumos de energía de los medidores.

En toda empresa de distribución de energía eléctrica que utilizare sus recursos de manera eficiente, los niveles de pérdida de energía eléctrica no deberán de sobrepasar un 2% del total de pérdidas no técnicas, y para las pérdidas técnicas los niveles aceptados son del 7% al 9%, por lo que el nivel de pérdidas totales aceptables en una empresa de distribución bien administrada es del 9% al 11%.

Es por esto que un sistema de control y comunicación telemétrica, permitiría mejorar muchos índices de desempeño dentro de la empresa, debido al hecho de que al ser un proceso automático, se disminuirían o eliminarían los errores cometidos por el personal de campo, técnico y de oficina, ya que en promedio la precisión en la toma de lectura manual bordea entre el 93% y 95%, pero en un sistema automático es menor al 0.01%, lo que le agrega eficiencia a los procesos de facturación.

La eficiencia de los procesos de toma de datos y procesamiento de información se deben básicamente al tipo de elementos de comunicación que se utilizan, donde la pieza fundamental son las tarjetas de memoria

de masa. Estas tarjetas son In-Glass (internas al medidor), de transmisión inalámbrica RF (915 Mhz o 2400 Mhz) y leen del medidor cada 15 minutos los valores de energía, corrientes, voltajes y ángulos, almacenándolos en una memoria de masa de 18 días. Son compatibles con medidores GE modelo KV, KV2c y KV2.

Cada tarjeta transmite sus datos a una distancia de 3 km si hay línea de vista, distancia que se reduce geométricamente según los obstáculos que existan. La transmisión es cada dos horas, es decir en este tiempo acumula 8 juegos de lecturas para lanzarlos en un solo disparo de transmisión.

El receptor de esta información es un concentrador de datos llamado gateway, siempre y cuando se encuentre en el radio de cobertura de la tarjeta. Cada tarjeta transmite sus datos y también sirve de repetidor de datos de otras tarjetas que no tengan en su radio de cobertura al gateway, formándose una red tipo tela de araña de transmisión de datos.

Las tarjetas tienen la opción de instalarles 3 tipos de antena:

- Antena interna de 5 cm., usadas en medidores que están en exteriores en zonas de óptima cobertura.
- Antena externa de 3 ft. usada en medidores que están en exteriores en zonas de baja cobertura.
- Antena externa coaxial de 10 mt., usada en medidores en cuartos interiores en zonas de baja cobertura.

En el caso de que una tarjeta instalada en un medidor, no tenga en su radio de cobertura a un gateway, ésta buscará una tarjeta vecina que sí tenga a un gateway en su radio de cobertura para que sirva de medio de transmisión de sus datos.

Esta tarjeta vecina puede ser de un medidor instalado en los alrededores, o de una tarjeta exclusivamente dedicada a tareas de repetición, que llamamos equipo Repetidor.

Los repetidores están instalados en postes, fachadas de edificios, antenas, corredores, según sea la necesidad. En muchos casos será necesario contar con una comunicación de parte de la CATEG dirigida a las Administraciones de edificios para que den el permiso de instalación respectivo.

La red de transmisión permite que una tarjeta pueda usar hasta 8 saltos de repetición par alcanzar a un gateway. Estos son los concentradores de datos y almacenan la información de medidores aledaños en una memoria Flash de 128 MB, lo cual permite almacenar la información de lecturas hasta por 30 días. Existe un promedio de 100 medidores por gateway, aunque cada gateway puede soportar hasta 1000 nodos.

Note que existe redundancia en almacenamiento de información, ya que además de almacenarse los datos en el gateway por 30 días, también se almacenan en la memoria interna de cada tarjeta por 18 días.

De esta forma si existiese alguna pérdida de comunicación con el medidor, no habrá pérdida de datos, ya que están almacenados en la memoria anteriormente mencionada, y cuando se restablezca la comunicación, la información será actualizada.

Los gateways tiene un puerto ethernet que se conecta en una red WAN de fibra óptica con el servidor central de Base de datos. Si ese enlace se pierde, la información se mantendrá respaldada en la memoria flash hasta por 30 días.

Los gateways están instalados en postes, fachadas de edificios, antenas, corredores, según sea la necesidad. En muchos casos será necesario contar con una comunicación de la CATEG dirigida a las Administraciones de edificios para que den el permiso de instalación respectivo.

1.8 Marco Conceptual

Ya que el Proyecto es de carácter eminentemente Técnico - Comercial, para un mejor entendimiento, será necesario indicar el significado de cada uno aquellos términos que se utilizan de manera regular dentro del Sector Eléctrico, particularmente en las Empresas de Distribución y de Generación de energía eléctrica.

Los términos señalados a continuación tendrán los siguientes significados:

Alta Tensión: Nivel de voltaje superior a 40 kv. y asociado con la subtransmisión (FIGURA 4).

Baja Tensión: Instalaciones y equipos del Sistema del Distribuidor que operan a voltajes inferiores a los 600 voltios.

Consumidor: Persona natural o jurídica que recibe el servicio eléctrico debidamente autorizado por el Generador o Distribuidor, dentro del área de concesión. Incluye al consumidor final y al gran consumidor.

Consumidor Comercial: Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para fines de negocio, actividades profesionales o cualquier otra actividad con fines de lucro.

Consumidor Industrial: Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial.

Costo de Capacidad: Valor correspondiente a los costos fijos de generación, transmisión y distribución.

Costo Normalizado: Costos uniformes aplicables a todos los distribuidores del país, aplicables a la valoración de las Unidades de Propiedad Estándar, para condiciones de diseño técnico similares.

Costo por Restricción Técnica del Sistema: Cargo con el cual se compensará la generación de potencia activa cuando no se pueda realizar un despacho de mínimo costo debido a restricciones de la red o de otra índole.

Costo Marginal de Energía: Es el costo marginal de generación, calculado para cada hora, de aquella central que, en condiciones de despacho económico, sea la que atienda un incremento de carga.

Precios de Referencia: Precios homologados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, para la valoración de las Unidades de Propiedad Estándar.

Punto de Entrega: Se entenderá como tal el lado de la carga del Sistema de Medición, es decir, los terminales de carga del medidor en los sistemas de medición directa y el lado secundario de los transformadores

de corriente en los sistemas de medición indirecta o semi-indirecta, independientemente de donde estén ubicados los transformadores de tensión. (FIGURA 5)

Sistema de Medición: Son los componentes (aparatos) necesarios para la medición o registro de energía activa y reactiva, demandas máximas u otros parámetros involucrados en el servicio. Incluyen las cajas y accesorios de sujeción, protección física de la acometida y del (de los) medidor(es), cables de conexión y equipos de protección, transformadores de instrumentos y equipo de control horario.

Sujetos de Aplicación: Son sujetos de aplicación del presente reglamento todas las personas naturales o jurídicas dedicadas a las actividades referidas en el artículo 4 de la ley, aquellas dedicadas a la importación y exportación de energía eléctrica y los consumidores o usuarios del servicio.

Acometida: Es el conjunto de conductores y equipos utilizados para suministrar energía eléctrica desde el sistema de distribución del Distribuidor hasta las instalaciones del Consumidor.

Acometida en Baja Tensión: Es la que se conecta a una red secundaria con un nivel de tensión de hasta 60 voltios.

Acometida en Media Tensión: Es la que se conecta a una red primaria de distribución sobre 60 voltios y hasta 15 KV, y comprende los

conductores de alimentación, con sus accesorios, desde dicha red hasta los bornes del transformador o hasta el equipo de medición en media tensión en caso de existir.

Acometida Monofásica: Es aquella que arranca desde la red de la Empresa con uno o dos conductores activos y uno conectado al neutro o tierra de referencia del sistema.

Acometida Trifásica: Es aquella que arranca desde la red de la Empresa con dos o tres conductores activos y uno conectado al neutro o tierra de referencia del sistema.

Acometida Individual: Es aquella que da servicio a un solo Consumidor y comprende la línea de alimentación con sus accesorios, desde la red de distribución hasta el punto de entrega del medidor.

Acometida Colectiva: Sirve a dos o más consumidores en un mismo inmueble y comprende la línea de alimentación con sus accesorios, desde la conexión a la red secundaria de distribución hasta el punto de entrega.

Acometida Provisional: Es aquella que se instala para suministrar servicio eléctrico durante corto tiempo, como sucede en las construcciones.

Acometidas Perforadas : el usuario de manera consciente y clandestina, establece una línea ilegal para evadir el pago por su consumo.

Base (socket): Es el elemento sobre el cual se realiza el montaje del medidor.

Carga: Es la cantidad de potencia que debe ser entregada a un Consumidor.

Demanda: Potencia requerida por el Consumidor.

Disyuntor (breaker): Es el interruptor provisto de dispositivos para la desconexión automática en caso de sobrecarga o cortocircuito en la respectiva instalación.

Doble facturación: ocurre cuando el cliente recibe dos planillas, una con un precio fijo, y otra con medidor, este caso se soluciona terminando el precio fijo y asociando la deuda a la cuenta que tiene actualmente el medidor.

Factor de Potencia: Es un indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica y se la define como la relación entre la potencia activa (KW) que utiliza la carga del consumidor y la potencia aparente (KVA) que entrega el Distribuidor.

FERUM: Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal

Medidor: Es un equipo electro-mecánico o electrónico que registra el consumo de energía y otros parámetros eléctricos requeridos por el Distribuidor y el Consumidor.

Medidor Autosuficiente o Auto-contenido: Es un equipo electro-mecánico que registra el consumo de energía, demanda y otros parámetros eléctricos requeridos por la Empresa y el Consumidor. Para su funcionamiento, utiliza directamente las señales de corriente y voltaje, y no requiere transformadores de medición.

Medidor para Medición Indirecta: Es un equipo electrónico que registra el consumo de energía, demanda y otros parámetros eléctrico requeridos por la Empresa y el Consumidor. Para su funcionamiento utiliza señales de control provenientes desde los transformadores de medición.

Medidor Totalizador: Es el medidor que registra la energía total entregada a un predio o inmueble, en cuyo interior se ha instalado un conjunto de medidores.

1.8.1 PÉRDIDAS NEGRAS

Se conoce con el nombre de “Pérdidas Negras” al diferencial de energía que se produce entre lo que las Empresas Eléctricas compran a los Generadores y lo que se logran facturar al usuario final, excluyendo las pérdidas que son inherentes a los procesos de transporte de energía, las cuales se denominan Pérdidas Técnicas.

1.8.2 TELEMETRÍA

Sistema mediante el cual se convierte una serie de datos de registro de eventos y se los convierte en pulsos o señales digitales, mediante el uso de un convertidor de señal. Esta señal luego es enviada por un medio de transporte, el cual puede ser vía telefónica, ya sea alámbrica o celular; vía radio, para lo cual se pueden utilizar distintos anchos de banda; o mediante la utilización de redes particulares que pueden ser de cobre o de fibra óptica (FIGURA 10).

Una vez transportados los paquetes de datos a través de un Gateway de Transmisión de Datos, estos son llevados a un centro de control donde vuelven a ser convertidos en información compresible a los usuarios del sistema. Todo este proceso se lleva a cabo en cuestión de segundos, agregando eficiencia y rapidez en el manejo de información (FIGURA 6).

El elemento de transporte de información es la tarjeta de comunicación de datos. (FIGURA 7)

1.8.3 EFICIENCIA

La eficiencia es un proceso que posee diversas interpretaciones que obliga a delimitar la acepción del mismo que se pretenda utilizar en una investigación, por lo que antes de analizar la definición de Eficiencia de un proceso, se deberá tener en claro lo que es la Eficacia.

Eficacia es la capacidad de establecer y lograr metas preestablecidas, mientras que eficiencia (en términos genéricos, únicamente con el fin de distinguirla de la eficacia y sin perjuicio de su posterior e inmediato análisis conceptual pormenorizado) aludirá a la capacidad de obtener objetivos por medio de una relación deseable entre inputs y outputs o, en otros términos, de existencia de máxima productividad de los inputs empleados y/o de mínimo coste de obtención de producto.

Quizá la idea más entendida de eficiencia sea el concepto de Pareto según el cual una asignación de recursos A es preferida a otra B si y solo si con la segunda al menos algún individuo mejora y nadie empeora, es decir, un óptimo paretiano es una asignación de recursos que no puede modificarse para mejorar la situación de alguien sin empeorar la de otros.

La garantía de la existencia de este tipo de equilibrio conlleva el cumplimiento de tres condiciones que están relacionadas con el término eficiencia: eficiencia productiva, de intercambio global.

La primera se cumple cuando existen iguales relaciones marginales técnicas de sustitución entre los recursos empleados para generar los outputs. La segunda, cuando la relación de sustitución entre los bienes son las mismas para todos los consumidores y, la tercera, necesita de la igualdad entre las relaciones marginales de sustitución entre pares de bienes y su relación marginal de transformación para la totalidad de los individuos.

1.8.4 MONITOREO A CONTROL REMOTO

Controlar o monitorear los consumos de los clientes a distancia, incluidas las alternativas de realizar corte y reconexión automáticas es la mayor aspiración de todo administrador o gerente de una empresa distribuidora de energía eléctrica, ya que con ello lograría reducir prácticamente a cero: la antigüedad de la cartera, los gastos por dispositivos de seguridad, gastos por pago a contratistas que realizan actividades de corte y reconexión, etc.; ya que el corte del suministro de aquellos clientes que no cancelen sus deudas por consumo de energía sería inmediato y sin intermediarios. De la misma manera se podría realizar la reconexión del servicio.

El monitoreo no solo consiste en conocer el estado de situación de los consumos de energía de los clientes, además podemos realizar un balance energético en base a las demandas registradas en cada uno de los medidores controladores de circuito, lo que nos ayudará a realizar una carga de capacidad de los transformadores de circuito.

El conocimiento de los límites de carga de cada uno de los transformadores, nos permitiría reducir los niveles de pérdidas técnicas de energía del núcleo de los transformadores, mediante la optimización y reubicación de los mismos hacia puntos con altos niveles de densidad de uso de carga, y a la vez ampliando circuitos y eliminando transformadores subutilizados lo que produce consumos innecesarios de energía debido a que se encuentran en conexión continua a nuestras redes de distribución.

1.9 HIPÓTESIS Y VARIABLES

1.9.1 Hipótesis General

La baja rentabilidad y los bajos niveles de facturación de la Empresa Eléctrica, se deben a la sustracción ilegal de energía en las redes de Distribución.

1.9.2 Hipótesis Particulares

- Se pierde diariamente un alto nivel de energía, lo cual se origina por el robo en las redes de Distribución de la Empresa Eléctrica.

- Uno de los principales problemas en la facturación de la Empresa Eléctrica es el tiempo que se demora en emitir la factura de consumo de energía al cliente final.

- Existe un bajo nivel de eficiencia en los sistemas de monitoreo y control de los consumo de energía eléctrica hacia los clientes residenciales, lo cual permite el hurto de energía y la manipulación del equipo de medición.

- La Empresa Eléctrica posee un número limitado de equipos para realizar las labores de control y monitoreo de energía.

- La implementación de un Sistema de Monitoreo y Control con corte y reconexión del suministro eléctrico vía remota y en tiempo real, mediante el uso de la Telemetría, disminuiría sensiblemente el nivel de pérdidas de energía eléctrica.

1.9.3 VARIABLES

1.9.3.1 VARIABLES INDEPENDIENTES DE LA HIPÓTESIS GENERAL

Sustracción Ilegal de Energía

1.9.3.2 VARIABLES DEPENDIENTES DE LA HIPÓTESIS GENERAL

Baja Rentabilidad

Bajos Niveles de Facturación

1.9.3.3 VARIABLES INDEPENDIENTES DE LAS HIPÓTESIS PARTICULARES

- Robo en las redes de Distribución de la Empresa Eléctrica
- Problemas en la facturación
- Bajo nivel de eficiencia en los sistemas de monitoreo y control de los consumo de energía eléctrica.

- Número limitado de equipos para realizar las labores de control y monitoreo de energía.
- Sistema de Monitoreo y Control con corte y reconexión del suministro eléctrico vía remota y en tiempo real, mediante el uso de la Telemetría

1.9.3.4 VARIABLES DEPENDIENTES DE LAS HIPÓTESIS PARTICULARES

- Pérdida de energía
- Demora en emitir la factura
- Hurto de energía y la manipulación del equipo de medición.
- Disminuirá sensiblemente el nivel de pérdidas de energía eléctrica.

1.10 DISEÑO METODOLÓGICO DE LA INVESTIGACIÓN

1.11 Tipo y Diseño de la Investigación

Por la naturaleza del proyecto y los objetivos que se persiguen, no manipularemos deliberadamente las variables independientes y solo observaremos los fenómenos tal y como se dan en la realidad, la investigación que realizamos es de tipo **No Experimental**, con un enfoque **Descriptivo – Explicativo**. Descriptivo ya que nos tocará descubrir e identificar los principales problemas causantes de la crisis del sector eléctrico; y Explicativo, porque vamos más allá de la mera descripción del problema, atacándolo de manera frontal con una solución que elimine la crisis de manera definitiva.

Desde el punto de vista del propósito o razón del proyecto, la investigación cae en el campo de la investigación aplicada, por cuanto se busca resolver un tema en concreto, que es la causa o motivo por la que la Empresa Eléctrica tiene una baja rentabilidad y una deficiencia en sus niveles de facturación.

El diseño de la Investigación será de corte Transversal, ya que realizaremos un análisis de la situación actual de la Empresa Eléctrica, y el porqué de su baja rentabilidad y deficiente nivel de facturación, para que, de estos parámetros, podamos inferir las respuestas a la problemática de la crisis por la que actualmente atraviesa. El diseño también será de tipo experimental.

1.12 Selección de la Muestra

Debido al hecho de que la población objeto de la muestra son los abonados Residenciales e Industriales y Comerciales medidos en nivel de Baja Tensión, localizados en la ciudad de Guayaquil, dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica. Se tomará como muestra de estudio dentro de esta población a aquellos clientes que se encuentren concentrados en áreas con el mayor porcentaje de pérdidas no técnicas.

En nuestro proyecto de investigación tomaremos “*muestras intencionadas o dirigidas*”, es decir una muestra No Probabilística, ya que poseemos medidores totalizadores en todos los sectores de alto consumo de la ciudad de Guayaquil, por lo que actualmente conocemos donde se produce el mayor nivel de pérdidas de energía eléctrica.

Se tomaron 9 zonas poblacionales, en las cuales se poseen un poco más de 200,000 abonados, de un total de 12 zonas de la ciudad de Guayaquil, por ser estas las de mayor densidad de consumo de energía y donde se registra así mismo un mayor robo de energía. En las mismas existe una población de 465,000 abonados, pero alrededor de 600,000 usuarios del servicio de energía eléctrica.

De esta muestra poblacional se escogió 50,000 clientes que se encontraban dentro de los circuitos de mayor registro de pérdida de energía, con el fin de que sean a quienes se les instale los nuevos dispositivos de monitoreo y control telemétrico.

1.13 Métodos de Investigación

1.13.1 Métodos Teóricos

Debido a que nuestra investigación trata de encontrar los causales de la crisis de la Empresa Eléctrica, el método de investigación que utilizaremos será el Inductivo – Deductivo, ya que de una situación concreta esperamos obtener resultados que nos servirán para replicarlos a gran escala no solo en esta Empresa de Distribución, sino que se podría replicar dicho esquema en las otras Empresas que se encuentran atravesando crisis similares.

Igualmente se empleó el método Analítico, Sintético, Histórico Lógico y el Método Sistémico.

1.13.2 Métodos Empíricos y Técnicas

1.13.2.1 Métodos Empíricos Complementarios

La información utilizada como base para el desarrollo de la investigación se la obtuvo a través del módulo del Sistema Comercial de la Empresa Eléctrica, de la Gerencia de Control de Pérdidas, la información correspondiente a los medidores controladores de circuito se obtuvo del módulo de registros de controladores de la Subgerencia de Control de Pérdidas y la información acerca de los niveles de facturación y datos sobre el esquema de facturación de la Empresa Eléctrica, se la obtuvo a través de la Gerencia de Control e Inspecciones

La investigación utilizará información de fuentes *Primarias* y *Secundarias*, fundamentalmente en información a través de la observación, ya que nuestro mercado objetivo son los medidores totalizadores controladores de circuitos. Estos nos brindan la información de en qué punto existe el mayor nivel de pérdidas y donde deberemos de comenzar los operativos de control.

Como fuente de información Secundaria, utilizaremos documentos emitidos por el CONELEC, así como trabajos realizados por Empresas del sector eléctrico especializadas, dedicadas al control de *pérdidas no técnicas* en empresas de distribución de energía eléctrica.

1.14 TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

La información recopilada a través de las técnicas y procedimientos aprendidos, será ordenada, procesada, codificada y tabulada; de acuerdo a los criterios y objetivos tanto generales como particulares que se desea alcanzar, de tal manera que se facilite la disponibilidad de dichos datos al momento de requerirlos, para cotejarlos y aplicarlos a un modelo matemático o estadístico. Tanto los resultados preliminares, como los resultados finales, serán presentados en tablas o gráficos para una mejor comprensión y análisis de la investigación.

Capítulo 2 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

2.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL

2.1.1 CORRELACIÓN ENTE EL BALANCE ENERGÉTICO Y EL BALANCE COMERCIAL

Producto de las pérdidas de energía eléctrica que registra la Empresa eléctrica del Ecuador, cada mes esta empresa pierde al menos seis millones de dólares. Esto se debe al hecho de que se compra en el mercado eléctrico un poco más de 300 millones de Kwh cada mes, pero la Empresa Eléctrica solamente consigue facturar cerca de 220 millones de Kwh.

En cuanto al promedio nacional de las pérdidas negras (robo de energía), del 21,3% que representa una rebaja de nueve décimas en relación a 2006, el dato “es bastante modesto” no se le puede pedir resultados inmediatos por un problema que lleva ya más de tres décadas sin solucionar. Las pérdidas negras se deben básicamente al mal manejo de las empresas eléctricas de parte de sus administradores y directorios improvisados.

Un 25% del robo de energía se produce por las conexiones ilegales; el 31%, por la manipulación de medidores y el uso de by pass; otro 25% se origina por las malas administraciones y las emisiones incorrectas de las planillas; un 11% tiene que ver con conexiones en

zonas socialmente conflictivas que no están bajo el control de las distribuidoras, y el 8% restante tiene que ver con errores de medición, según el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace). (GRÁFICO 8)

Conocedores de la problemática del sector eléctrico manifiestan que más del 50% de los transformadores de Transelectric supera los 36 años de uso, cuando la vida útil es de 20 años. El manejo de un Estado requiere mucho más que buenas intenciones y declaraciones. Sobre todo cuando se trata de solucionar problemas que afectan, de una u otra manera, a grandes segmentos de la población, y que requieren soluciones urgentes.

El país se ve obligado a comprar energía cara a los países vecinos debido al déficit de producción interna existente. Además, las autoridades no logran controlar las pérdidas que dejan en el sector situaciones como conexiones clandestinas, problemas en medidores y emisiones incorrectas de planillas. Eso sin contar las deudas eléctricas acumuladas, y no cobradas, tanto por el sector privado como por el sector público.

2.2 COMPARACIÓN, EVALUACIÓN, TENDENCIA Y PERSPECTIVA

Con este panorama, resulta claro que se requieren acciones urgentes. Sin embargo, la acción del Gobierno ha tropezado, hasta ahora, en los conflictos de la burocracia. El nombramiento de los presidentes de las empresas eléctricas, de propiedad del Fondo de Solidaridad (FS), sujetas a nuevas normas, no se ha concretado. En su lugar, se ha realizado la designación de presidentes temporales, atendiendo al criterio de la "meritocracia". Los elegidos provienen de fuentes diversas, mezcla de sindicalismo, carrera administrativa y recomendaciones.

La acción de estos funcionarios, sin embargo, aún no ha producido resultados contundentes. Mientras tanto, el presidente de la República publicita en la tarima la entrada en vigencia de la llamada "tarifa de la dignidad", que ofrece la reducción del costo de la energía para quienes registren consumos menores a 110 kilowatios/hora en la Sierra y 130 kilowatios/hora en la Costa.

Una medida que es puesta en duda incluso por los sectores más humildes de la sociedad, que, dicen, no podrán cumplir los requisitos, a pesar de que, se supone, los beneficiará.

2.3 RELACIÓN ENTRE OBJETIVO E HIPÓTESIS

El objetivo principal de esta investigación es la de determinar las causas que inciden en la baja rentabilidad y un deficiente nivel de facturación de la Empresa Eléctrica del Ecuador en los últimos años, para lo cual es necesario demostrar en base a las hipótesis planteadas que las mismas son veraces y cuantificables, lo que a su vez nos permitirá de un manera acertada y veraz poder llegar a la conclusión de que la baja rentabilidad y los bajos niveles de facturación de la Empresa Eléctrica, se deben a la sustracción ilegal de energía en las redes de Distribución.

La comprobación de las hipótesis particulares a través de un análisis ponderable de las mismas es lo que nos permitirá medir el alcance y la veracidad de los argumentos.

2.4 VERIFICACIÓN DE LAS HIPÓTESIS

Se pierde diariamente un alto nivel de energía, lo cual se origina por el robo en las redes de Distribución de la Empresa Eléctrica, esto se demuestra en base al nivel de pérdidas registradas por los medidores controladores de circuito que se encuentran instalados en toda el área urbana de la ciudad y que nos permiten determinar el valor real de las pérdidas de energía en cada uno de los circuitos que ellos controlan. En promedio se registra una pérdida de energía a nivel residencial, entre un 15% y un 35 % de la energía que registra el medidor controlador.

Este criterio se refuerza con los infractores que día a día se encuentran en las inspecciones realizadas por el personal técnico de la Empresa Eléctrica. Esto es, cerca de un 20% de las revisiones de usuarios dentro de la zona de concesión del servicio reportan: manipulación de los equipos de medición, manipulación de las acometidas principales, conexiones directas con líneas abiertas y medidores fuera del sistema de facturación.

Estas manipulaciones y conexiones directas le significan a la Empresa Eléctrica una pérdida de cerca del 18% del total de la energía comprada, lo que en promedio significa un valor de 1'872,000 dólares mensuales, valores que no pueden entrar en la facturación de la Empresa, aceptándose de esta manera la hipótesis formulada.

Uno de los principales problemas en la facturación de la Empresa Eléctrica es el tiempo que ésta demora en emitir la factura de consumo de energía al cliente final, este problema se debe al hecho de que al haber un poco más 465,000 clientes dentro del área de concesión, es técnicamente imposible el tomarles a todos y cada uno de ellos las lecturas de registro del consumo del medidor dentro del mismo día, para solucionar este problema se crearon las rutas de lecturas, las cuales se ejecutan de manera zonal durante todo el mes.

A pesar del hecho de que la Empresa Eléctrica compra la energía al mercado eléctrico y este se la factura los tres primeros días del mes, los consumos correspondiente del primero al treinta y uno de cada mes, por problemas de facturación nos vemos obligados a facturarles prácticamente durante todo el mes siguiente.

Adicional a este hecho la Empresa se demora un día para aperturar el ciclo de facturación, dos días para realizar el proceso de toma de lectura, un día para realizar análisis de lecturas y revisión de lecturas en campo, un día para procesar la información y un día más para la impresión de las facturas. A todo este proceso que dura seis días, es necesario agregarle el período de tiempo que demoran los planilleros en repartir las facturas de consumo y luego el tiempo que por ley le corresponde al cliente que es de diez días, posteriores a la impresión de la factura, aceptándose de esta manera la hipótesis formulada.

Existe un bajo nivel de eficiencia en los sistemas de monitoreo y control de los consumo de energía eléctrica hacia los clientes residenciales, lo cual permite el hurto de energía y la manipulación del equipo de medición, esto queda demostrado en base al número de unidades que se encuentran destinadas para atender las inspecciones de campo en lo referente a las manipulaciones de los equipos de medición, acometidas principales y conexiones directas mediante líneas abiertas. Existe una camioneta con dos técnicos y un chofer para cada 8,000 clientes, lo cual quiere decir que no existen más de 50 camionetas destinadas a realizar estas labores en toda la ciudad de Guayaquil, aceptándose de esta manera la hipótesis formulada.

Se asume que la Empresa Eléctrica posee un número limitado de equipos para realizar las labores de control y monitoreo de energía, debido a que en un período de más de cuatro años no se han realizado adquisiciones de equipos especializados para ayudar a los técnicos a realizar sus labores de una forma mucho más eficiente.

Actualmente, para realizar una inspección del funcionamiento de los medidores electromecánicos, es necesario que estos sean retirados y llevados al Laboratorio de Medidores, para luego de un período de prueba, y si es que pasan el examen, estos sean devueltos en un período no menor de tres días. Obviamente esto le trae inconvenientes al cliente y es perjudicial para la Empresa Eléctrica, ya que al no tener el medidor instalado, este no puede registrar los consumos del cliente y a su vez no se le puede facturar los días que éste estuvo en conexión directa autorizada.

Por lo tanto, aún a pesar de que el cliente no hubiere manipulado el equipo de medición, de igual manera la Empresa Eléctrica pierde dinero, por el tiempo que el medidor dejó de registrar la energía realmente consumida por el cliente. Este problema se solucionaría si es que la empresa contara con un laboratorio de pruebas portátil, que permita el técnico realizar la prueba en el sitio, sin dejar en ningún momento al cliente en conexión directa, aceptándose de esta manera la hipótesis formulada.

La implementación de un Sistema de Monitoreo y Control con corte y reconexión del suministro eléctrico vía remota y en tiempo real, mediante el uso de la Telemetría, disminuiría sensiblemente el nivel de pérdidas de energía eléctrica.

El solo hecho de que el cliente tenga conocimiento de que se lo está monitoreando en tiempo real, y que la Empresa Eléctrica tiene conocimiento del comportamiento de uso de carga del mismo, es un elemento disuasivo para el mismo, que disminuirá la tentativa de los clientes, ya sea de manipular el equipo de medición, la acometida

principal o el conectarse directamente a la red eléctrica a través de líneas abiertas.

Es necesario mencionar que el sistema de corte y reconexión a distancia y en tiempo real, adicionalmente también disminuirá el nivel de pérdidas de energía, ya que al no existir manipulación ni del equipo de medición ni de los cables de acometida principal, ni de las redes secundarias, evitamos que el cliente opte por sacar el medidor y conectarse de manera directa, debido a que el medidor se encontrará en un panel protegido, en la parte alta del poste donde se aloja el transformador de potencia que alimenta a los clientes de cada circuito. El cliente solamente tendrá acceso a un visor que le informará su fecha máxima de corte y el valor que deberá de cancelar al final de su período de facturación.

De manera colateral, al disminuir el robo de energía por manipulación de los equipos de medición o por eliminación de las conexiones directas, también disminuirá la cantidad de energía que tendremos que comprar al mercado eléctrico, ya que el cliente que no roba, no desperdicia energía eléctrica, por lo tanto su nivel de consumo a más de que queda totalmente registrado, comenzará a disminuir, porque ahora le tocará pagar hasta el último Kwh de energía que consuma, disminuyendo así la base para el cálculo del porcentaje de pérdidas, lo cual acelerará la disminución del índice mensual de pérdidas totales, aceptándose de esta manera la hipótesis formulada.

Capítulo 3 PROPUESTA DE SOLUCIÓN

3.1 TITULO DE LA PROPUESTA

IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL TELEMÉTRICO DE LA ENERGÍA CONSUMIDA EN LA CIUDAD DE GUAYAQUIL.

3.2 OBJETIVOS DE LA PROPUESTA

Estructurar un nuevo sistema de monitoreo y control del nivel de pérdidas de energía, para la contribución de una mejor eficiencia y rentabilidad de la empresa eléctrica.

3.3 JUSTIFICACIÓN DE LA PROPUESTA

Uno de los mecanismos para solucionar el problema de los bajos índices de facturación, sería el que se desarrolle e implemente un *Sistema de Monitoreo y Control Telemétrico* entre los medidores de los clientes y el centro de cómputo de la Empresa Eléctrica, lo que permitiría disponer en tiempo real de los datos de consumos de energía eléctrica de todos los abonados dentro del área de concesión de la empresa.

3.4 FUNDAMENTACIÓN DE LA PROPUESTA

Este proyecto se estructuraría basado en un *sistema bidireccional de telemetría*, mediante la instalación de una tarjeta de comunicación de datos, la cual tomaría la información del registro de lectura del medidor y lo enviaría a la Empresa Eléctrica, utilizando ya sea líneas de telefonía celular, ancho de banda de radio o cable de fibra óptica; dependiendo de la ubicación geográfica del cliente a ser controlado. Esto es posible ya que la Empresa Eléctrica actualmente posee la infraestructura necesaria para realizar dicha tarea, ya que recientemente realizó un contrato con una compañía proveedora de servicio de comunicación de voz y datos, por lo que al existir dicha red los costos de implementación del nuevo proyecto se reducirían sensiblemente.

Debido a que la información de los consumos de energía de cada uno de los clientes llegaría casi de manera instantánea luego de ser registrados por el medidor, esto permitiría a la Empresa Eléctrica mejorar sus índices financieros al disminuir la antigüedad promedio de la cartera ya que se reduciría el tiempo entre la venta de la energía y el cobro al usuario final al realizar el proceso de facturación en forma inmediata y precisa. Cada día el Sistema Comercial emitiría un parte con las novedades encontradas durante la transmisión de datos, de tal manera que los Supervisores de los Departamentos de Inspecciones de la Empresa Eléctrica, procedan a verificar el funcionamiento de los medidores.

La implementación de este mecanismo transparente de toma de registros de lectura nos ayudaría a enfrentar con seguridad y certeza los

reclamos que muchas veces son presentados a la Defensoría del Pueblo, con el fin de evitar el pago de multas por Conexiones Directas.

Esto se debe al hecho de que en la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor existen artículos que claramente defienden al infractor, dejando a la Empresa Distribuidora atada de manos para poder ejecutar los cobros debidos. Un ejemplo de esto es lo que se indica en los artículos 39 y 40 de la mencionada ley, la cual se indica textualmente:

Art. 39.- Facturación de Consumo Excesivo.- Cuando el consumidor considere que existe facturación excesiva en la planilla de un período, podrá cancelar únicamente un valor equivalente al promedio del consumo mensual de los seis meses inmediatamente anteriores.

Para poder ejercer este derecho, el consumidor debe presentar hasta dentro de los diez días posteriores al vencimiento de la factura o planilla, las correspondientes al período de seis meses inmediatos anteriores a la objetada. De no contar con los documentos anotados, el consumidor podrá solicitar las respectivas copias a la empresa prestadora del servicio, en cuyo caso, el plazo anotado comenzará a correr desde la fecha en que se entreguen las copias.

La empresa proveedora del servicio dispondrá de un plazo de treinta días a partir del reclamo del usuario para acreditar que el consumo facturado fue efectivamente realizado, en cuyo caso tendrá derecho a reclamar el pago de la diferencia más los intereses legales correspondientes.

Si el pago efectuado por el consumidor en ejercicio del derecho contemplado en el inciso primero del presente artículo excede del valor real de consumo, la empresa otorgará un crédito idéntico a dicho exceso a favor del consumidor, el mismo que deberá hacerse efectivo en la planilla inmediata posterior.

Mientras se desarrolle el trámite previsto en los incisos precedentes, la empresa proveedora estará obligada a seguir prestando el servicio sin interrupción alguna.

Art. 40.- Valores de las Planillas.- En las planillas emitidas por las empresas proveedoras de los servicios públicos domiciliarios, deberá constar exclusivamente el valor del consumo respectivo, más los recargos legales pertinentes y cobros adicionales establecidos expresamente por leyes y ordenanzas. Queda prohibido incluir en dichas planillas rubros adicionales a los señalados.

Es un derecho del consumidor el conocer el valor exacto que debe cancelar por concepto de consumo y recargos legales adicionales, por tanto, queda prohibido el planillaje en base de sistemas diferentes a la medición directa, tales como valores presuntivos o estimativos, con excepción del sector rural que no disponga de instrumentos de medición. Por excepción, en caso de pérdida, daño o imposibilidad física de acceder al sistema de medición, la planilla correspondiente al período inmediatamente posterior al momento del daño, podrá ser emitida por un valor equivalente al promedio mensual de los seis períodos inmediatamente anteriores. En tal caso, es obligación de quien presta el servicio público domiciliario, reparar o reponer el sistema de medición respectivo o notificar al consumidor sobre la imposibilidad física de

acceder al medidor para que éste solucione dicha situación, con la finalidad de que la factura o planilla del siguiente período sea emitida en función de datos reales. Si quien presta el servicio no cumple con la obligación de reparar o reponer el sistema de medición, en ningún caso los montos de las planillas de los períodos posteriores podrán ser aumentados presuntiva o estimativamente, siendo obligación del consumidor en los siguientes períodos, pagar exclusivamente un valor igual al del promedio mensual de las planillas de los seis meses inmediatamente anteriores.

Los proveedores de servicios públicos domiciliarios que sufrieren pérdidas por deficiencias técnicas, u otras causas debidamente comprobadas, imputables a la empresa, deberán asumirlas en su totalidad, quedando prohibido el traslado de dichas pérdidas a las planillas de los consumidores.

Como podemos observar, a las Empresas de Distribución no les es posible cobrar la energía que el cliente consumió cuando se conectó de manera directa, ya que al no poseer un medidor de registro de consumo de energía eléctrica, entonces legalmente no es posible “estimar” la energía consumida y no facturada al cliente.

El sistema de Telemetría ha demostrado ser una herramienta eficiente para el control y monitoreo de los Clientes Industriales y Comerciales, ya que ha permitido vigilar su comportamiento y uso de carga de manera continua, en tiempo real y obteniendo información que le ha brindado a la Empresa Eléctrica la oportunidad de conocer mejor los hábitos de consumo de energía eléctrica de los Grandes Consumidores y

como esto afecta la capacidad de operación de cada una de las Subestaciones de Distribución.

Si de la misma manera pudiéramos conocer los hábitos de consumo de los clientes residenciales y el uso que estos le dan a su carga, podríamos asignar de una manera mucho más técnica la capacidad de los transformadores de distribución.

Con nuestra propuesta se lograría obtener los siguientes beneficios:

Se reducen los Costos Operativos de la Empresa Eléctrica en vista de que no se incurre en pagos a los contratistas por concepto de Inspecciones, corte y reconexión del servicio de energía eléctrica.

La medición en línea nos permite obtener y visualizar información en tiempo real acerca de los consumos de energía de los clientes y en base a éstos poder inferir pronósticos de uso de carga.

El sistema de telemetría propuesto nos permite visualizar una gama mucho más amplia de parámetros incluyendo algunos a los que no se tiene acceso con el sistema actual.

El visualizador del sistema le permite al usuario tener la información de consumo actualizada en todo momento, tanto de consumo de energía como de ciertos parámetros de nuestro sistema comercial.

Se observa que, efectivamente; las pérdidas han aumentado a lo largo de los últimos años, como lo muestra el Gráfico 1 y la Tabla 1.

La implementación del sistema de monitoreo y control telemétrico permite reducir en un 95% las pérdidas no técnicas de la empresa a un costo que es fácilmente compensado por dicha reducción de pérdidas.

Al ejecutar el proyecto se aumenta la eficiencia de la empresa ubicándola al nivel de parámetros internacionales.

Las fallas principales en la facturación de la empresa se deben a los atrasos o diferenciales de tiempo que se producen por todo el proceso que conlleva la toma de la lectura, la medición, el informe de datos, el acceso de la información al sistema y la emisión de la factura.

Los métodos y equipos actuales de monitoreo y control implican elevados costos y un excesivo uso de tiempo para la ejecución de los mismos, ya que se lo realiza de manera manual sin intervención de ningún proceso automático de ayuda, lo cual produce ineficiencias que al final incrementan las pérdidas de la Empresa Eléctrica.

El cambio y renovación de los equipos de macro y micro medición para una gestión remota de corte, reconexión, lectura y detección de fraudes reducirá los costos operativos de la Empresa Eléctrica.

La instalación de estos nuevos equipos de medición permitirá a la Empresa Eléctrica, la obtención de información en tiempo real, sobre la demanda de consumo, con lo cual se conseguiría una ejecución más confiable y precisa de presupuestos efectivos de compra y venta de energía en el mercado Eléctrico Mayorista.

La información provista a través del visualizador, permitirá una adecuada difusión y comercialización de nuestros servicios. Este sistema permite cumplir con los requerimientos de la transparencia en la información suministrada al cliente, acatando la Ley de Defensa del Consumidor. Las pérdidas seguirán incrementándose si no se realizan acciones tendientes a cambiar los procesos.

El sistema es financieramente factible y rentable, permitiendo a la empresa recuperar su inversión y facilitando acceso a fondos que en este momento esta perdiendo. Se podrá tener parámetros de eficiencia internacionales que atraerán en el futuro próximo más capitales de inversión y crecimiento con los que la empresa ganará solidez y el usuario un óptimo servicio acorde a la realidad actual. Al implementar el sistema de monitoreo se reducirán los procesos de facturación y reconexión con lo que mejorará la rentabilidad financiera de la compañía. El sistema permitirá la automatización de procesos que en este momento son manuales y costosos, mejorando la eficiencia en los sistemas de monitoreo y control.

3.5 UBICACIÓN SECTORIAL Y FÍSICA

Estos sectores se detallan a continuación:

(*) Estas zonas corresponden a las establecidas en las rutas de lectura que tiene definidas el sistema comercial de la empresa.

ZONA 50 (Barrio Seguro-Centenario-Sect.Sur-Oeste)		
Subzona 1: Barrio del Seguro I		
1	Nicolás Segovia	De 10 de Agosto 100 a Bolovia 2698 (P.)
2	Nicolás Segovia	De 10 de Agosto 101 a Bolovia 2699 (I.)
3	Bogotá	De Maracaibo 101 a Av.J.V.Trujillo 1199 (I.)
	Amarilis Fuentes	De Chambers 101 a Av.J.V.Trujillo 699 (I.)
	La Habana	De Maracaibo 101 a Av.J.V.Trujillo 1299 (I.)
4	Bogotá	De Maracaibo 100 a Av.J.V.Trujillo 1198 (P.)
	Amarilis Fuentes	De Chambers 100 a Calles E-F (P.)
	La Habana	De Maracaibo 100 a Av.J.V.Trujillo 1298 (P.)
5	Washington	De Maracaibo 100 a Calle C 1498 (P.)
	México	De Jambelí 100 a Calle D 1398 (P.)
	San Salvador	De Tegucigalpa 200 a Oriente 1298 (P.)
	Buenos Aires	De Maracaibo 100 a O'Connors 898 (P.)
	Clljn.Pedro Moncayo	De Montevideo 500 a Rosendo Avilés (P.)

Subzona 3:		Barrio del Seguro II
7	Washington	De Maracaibo 101 a Calle C 1399 (I.)
	México	De Jambelí 101 a Calle D 1399 (I.)
	San Salvador	De Guatemala 301 a Calle C 1499 (I.)
	Buenos Aires	De Caracas 101 a O'Connors 999 (I.)
	Cljin.Pedro Moncayo	De Maracaibo 101 a Rosendo Avilés 503 (I.)
8	Montevideo	De Bogotá 101 a Buenos Aires 799 (I.)
	Montevideo	De Bogotá 100 a Buenos Aires 698 (P.)
	Tegucigalpa	De Bogotá 101 a Buenos Aires 599 (I.)
	Tegucigalpa	De Bogotá 100 a Buenos Aires 598 (P.)
	Asunción	De Bogotá 101 a Buenos Aires 599 (I.)
	Asunción	De Bogotá 100 a Buenos Aires 598 (P.)
	Costa Rica	De Bogotá 100 a Buenos Aires 598 (P.)
9	Costa Rica	De La Habana 101 a San Salvador 499 (I.)
	Caracas	De La Habana 101 a Buenos Aires 699 (I.)
	Caracas	De La Habana 100 a Buenos Aires 698 (P.)
	Valparaiso	De La Habana 101 a Buenos Aires 599 (I.)
	Valparaiso	De La Habana 100 a Pedro Moncayo 598 (P.)
	Guatemala	De La Habana 101 a Buenos Aires 699 (I.)
	Guatemala	De La Habana 100 a Av.QUITO 698 (P.)
Subzona 5:	Barrio del Centenario II	
10	Rosa Borja de Icaza	De El Oro 101 a Av.J.V.Trujillo 999 (I.)
	Rosa Borja de Icaza	De El Oro 100 a Av.J.V.Trujillo 998 (P.)
	Arguelles	De El Oro 101 a Calles C-D 899 (I.)
	Arguelles	De El Oro 100 a Calles C-D 898 (P.)
	11	Dolores Sucre
Dolores Sucre		De El Oro 100 a Av.J.V.Trujillo 998 (P.)
José Salcedo		De El Oro 101 a Av.J.V.Trujillo 999 (I.)
José Salcedo		De El Oro 100 a Av.J.V.Trujillo 998 (P.)

12	Pasaje Rosendo Avilés	De La Habana 101 a México (I.)
	Rosendo Avilés	De Rosa B.de Icaza 101 a Av.Quito 1199 (I.)
	Nicolás A.González	De Rosa B.de Icaza 101 a Bogotá 599 (I.)
	La Condamine	De Rosa B.de Icaza 101 a Av.Quito 1199 (I.)
	Maracaibo	De Rosa B.de Icaza 101 a Buenos Aires 599 (I.)
13	Pasaje Rosendo Avilés	De La Condamine 100 a O'Connors 200 (P.)
	Rosendo Avilés	De Rosa B.de Icaza 100 a Pedro Moncayo 1198 (P.)
	Nicolás A.González	De Rosa B.de Icaza 100 a 6 de Marzo 598 (P.)
	La Condamine	De Arguelles 100 a Pedro Moncayo 1198 (P.)
	Maracaibo	De Rosa B. de Icaza 100 a La Habana 698 (P.)
14	Chambers	De Bogotá 101 a Buenos Aires 1099 (I.)
	Chambers	De Bogotá 100 a Buenos Aires 1198 (P.)
	O'Connors	De Arguelles 101 a Buenos Aires 1199 (I.)
	O'Connors	De Arguelles 100 a Buenos Aires 1198 (P.)
	Callejón O'Connors	De 6 de Marzo 100 a Bogotá (P.)
Subzona 7:	Sur Oeste I	
15	Callejón Parra	De Los Ríos 1400 a Tungurahua 2998 (P.)
	Oriente	De Av.Quito 700 a Los Ríos 1898 (P.)
	Sedalana	De Av.Quito 1200 a Lizardo García 2298 (P.)
	Sector Sur Calle A	De Cljn.Machala 200 a Los Ríos 1798 (P.)
	1er.Cljn.Sedalana	De Av.del Ejército 102 (P.)
	2do.Cljn.Sedalana	De García Moreno 102 (P.)
16	Callejón Parra	De Los Ríos 1801 a Carchi 2099 (I.)
	Oriente	De Av.Machala 1301 a Carchi 2099 (I.)
	Sedalana	De Av.Quito 1201 a Lizardo García 2299 (I.)
	Sector Sur Calle A	De Cljn.Machala 201 a Los Ríos 1799 (I.)
	1er.Cljn.Sedalana	De García Moreno 101 a Av.del Ejército (I.)
	2do.Cljn.Sedalana	De García Moreno 101 a Av.del Ejército (I.)
17	Francisco Segura	De Av.Quito 1200 a 17va. Calle 3998 (P.)
18	Francisco Segura	De Av.Quito 1201 a 17va. Calle 3999 (I.)

Subzona 9:		Sur Oeste II	
19	Cristóbal Colón	De Esmeraldas 1700 a 17va. Calle 3998 (P.)	
	O'Connors	De Buenos Aires 1100 a Tungurahua 2198 (P.)	
	Callejón O'Connors	De Gallegos Lara 1100 a A.J.Valenzuela (P.)	
20	Cristóbal Colón	De Esmeraldas 1701 a 17va. Calle 3999 (I.)	
	O'Connors	De Buenos Aires 1101 a Tungurahua 2199 (I.)	
	Callejón O'Connors	De Gallegos Lara 1101 a A.J.Valenzuela (I.)	
21	Chambers	De Buenos Aires 1000 a Esmeraldas 1798 (P.)	
	Chambers	De Buenos Aires 1001 a Esmeraldas 1799 (I.)	
	Callejón Chambers	De José Mascote 100 a Guerrero Martínez 1198 (P.)	
	Callejón Chambers	De José Mascote 101 a Nicolás Segovia 1299 (I.)	

Subzona 11:		Barrio del Seguro III	
22	Domingo Savio	De Esmeraldas 100 a Guerrero Valenzuela 898 (P.)	
	Domingo Savio	De Esmeraldas 101 a Guerrero Valenzuela 899 (I.)	
	Rosendo Avilés	De Pedro Moncayo 1100 a Tulcán 1998 (P.)	
	Rosendo Avilés	De Pedro Moncayo 1101 a Tulcán 1999 (I.)	
	Cljn.Rosendo Avilés	De Tungurahua 100 a Guerrero Valenzuela 498 (P.)	
	Cljn.Rosendo Avilés	De Tungurahua 101 a Guerrero Valenzuela 499 (I.)	
25	Modesto Chavez Franco	De Av.QUITO 1201 a Guerrero Valenzuela 2599 (I.)	
	Modesto Chavez Franco	De Av.QUITO 1200 a Guerrero Valenzuela 2598 (P.)	
	Nicolás A.González	De Av.QUITO 1200 a Guerrero Valenzuela 2598 (P.)	
Subzona 13:	Sur Oeste III		
27	Maracaibo	De Av.QUITO 1201 a Carchi 2099 (I.)	
	Maracaibo	De Av.QUITO 1200 a Carchi 2098 (P.)	
28	Nicolás A.González	De Av.QUITO 1201 a Guerrero Valenzuela 2599 (I.)	
	4 de Noviembre	De Cljn.Machala 101 a Guerrero Valenzuela 2599 (I.)	
29	4 de Noviembre	De Cljn.Machala 100 a Guerrero Valenzuela 2598 (P.)	
	S.Robles Chambers	De José Mascote 1001 a 8va. Calle 2399 (I.)	
	S.Robles Chambers	De José Mascote 1000 a 8va. Calle 2398 (P.)	
	Cljn.S.Robles Chambers	De Guerrero Valenzuela 100 a Gallegos Lara (P.)	

ZONA 70 (Av.C.J.Arosemena-Via Costa)	
Subzona 1:	Av. Carlos Julio Arosemena
1	Av. Carlos Julio Arosemena, Km. 1 al 3.5
	Urb. La Costeñita
	Cdla. Hermitage
	Urb. Altagracia
2	Av. Carlos Julio Arosemena, Km. 4 en adelante
	Urb. Prof.Colegio 28 de Mayo (I.P.)
	Urb. La Cogra
	C.C. Mi Comisariato
	C.C. La Tienda
C.C. La Línea	
Subzona 3:	Cdla.Ferroviaria
3	Avs. 1ra. a 4ta. (I.P.)
	Malecón del Salado (I.P.)
4	Calles 1ra. a 10ma.(I.P.)
Subzona 5:	Coop. San Pedro - Nueva Esperanza - Sol Naciente
6	Urb. La Fuente
	Coop. San Pedro Sector Lomas
7	Coop. San Pedro Sector San Pablo
	Coop. San Pedro Sector Explanada
	Coop. San Pedro Sector Terrazas
	Coop. Nueva Esperanza
	Coop. Sol Naciente
Subzona 11:	Urb. Bellavista
11	Urb. Bellavista (Mz.# 1 a Mz.# 12 más Mz.# 20)
12	Urb. Bellavista (Mz.# 13 a Mz.# 28)
13	Urb. Bellavista (Mz.# 29 a Mz.# 34)
	Coop.Vista Alegre
14	Urb. Bellavista (Mz.# 35 a Mz.# 53)
15	Urb. Bellavista (Mz.# 54 al final)
Subzona 13:	Cdla. El Paraiso
16	Las Toronjas (I.P.)
	Los Guayabos (I.P.)
	Los Mangos (I.P.)
	El Bosque (I.P.)
18	Los Limones (I.P.)
	Las Palmas (I.P.)
	Los Ciruelos (I.P.)
	Las Acacias (I.P.)
20	Av. Carlos Julio Arosemena (I.)
	Los Naranjos (I.P.)
	Las Chirimoyas (I.P.)
	Los Almendros (I.P.)
Subzona 15:	Urb.Ceibos Norte - Urb. Las Cumbres
21	Urb.Ceibos Norte (Mz.# 840 a Mz.# 858)
22	Urb. Ceibos Norte (Mz.# 859 a Mz.# 875)
23	Urb.Las Cumbres (Mz.# 1 a Mz.# 20)

Subzona 17:	Urb. Los Ceibos
24	Av. Principal (P.I.) 1ra. Interior (P.I.)
25	Av. 1ra. (P.I.) 1ra. Calle (I.)
26	Calles 8va. Hasta 17va. (P.I.) Transversal (P.I.) 2da. Interior (P.I.)
27	Av. 2da. (P.I.)
28	Avs. 3ra.-4ta. (P.I.) Calles 6ta.-7ma. (P.I.)
29	1ra. Calle (P.) Calles 2da, 3ra, 4ta y 5ta. (P.I.)
Subzona 21:	Cdla. Colinas de los Ceibos - Cdla. Santa Cecilia Urb. Parque de los Ceibos
31	Cdla. Colinas de los Ceibos (Mz#.1 a Mz#.12) (Urb. Parque Ceibos)
32	Cdla. Colinas de los Ceibos (Mz#. 13 a Mz#.27)
33	Cdla. Santa Cecilia (Mz#. 1 a Mz#. 12 y Mz#. E-F-G)
Subzona 23:	Cdla. Santa Cecilia
34	Mz. H-T-TA Mz. Q-R-RR-S-U- Mz. UA-V-VA-VB-W-X-XA-XB
35	(D-K-KA-KB-L-LL-M-N-O-Y-Z-ZA)
Subzona 25:	Urb. Los Olivos - Urb. Los Parques
37	Urbanización Los Olivos
38	Urb. Los Parques (Manzanas Alfabéticas) Urbanización Los Cedros Urbanización Los Olimpus Conjunto Residencial Manantial
Subzona 31:	Puerto Azul
40	Mz.# A1=100-132, A1-A=133, A2=101, A2-A=102, A-3=103, A-4=104, A-5=105, P'COMPLEJO=Mz.106, A-7=107, A-9=109, A-10=110, A-11=111 Mz# D-1=112, D-2=113, D-3=135, D-4=114, D-5=115, D-6=116, D-7=117, D-8=118 PARQUE= 120, D-11=121, D-12= 122
41	D-13=123, D-14=124, D-15=125 E-4=126, E-5=127, E-6=128, E-7=129, E-1=200, E-2=202, E-3=203, E-9=205, E-10=206 E-14=209, F2-A=232, F2-B=233, F-4=234, F5-A=235, F5-B=236, F5-C=237, F5-D=238, F5-E=239
42	B-6=212, B-10=213, B-11=214, B-9=215, B-8=216, B-7=217, MZ#119 MG=220, MF=221, ME=222, MD=223, MC=224, MB=225, MA=226, B-3=227, B4A=228 C-2=241, C2-A242, C-2B=243, B4-B=245, B4-C=246, B4-D=247
43	Mz.# F-2=301, F4-A=304, C-3=310, C-4=311, C-5=312, C3-A=313, C3-B=314 C-7=315, C-13=320

Subzona 34:	Costa
45	Urb.Bim-Bam-Bum (Mz.# A-B-C-D-E)
	Vía a la Costa, Km. 5 al 5,5
	Urbanización Los Senderos
47	Coop.Trabajadores Junta de Beneficencia (Mz.# 1 a Mz.# 15)
48	Coop.Trabajadores Junta de Beneficencia (Mz.# 16 a Mz.# 39)
	Coop.San Eduardo
	El Mirador de Barcelona
50	Urbanización Girasol
52	Vía a la Costa (Km.10 a Km.13,5)
Subzona 35:	Costa
55	Coop. Apolinar Morán
	Conjunto Residencial Ficus
	Vía a la Costa, Km. 15 al 16.5
	Vía a la Costa, Km. 17 Puerto Hondo
56	Coop. El Crisol
	Coop. Renacer
	Coop. Jardines del Salado
57	Coop. Puertas del Sol
58	Vía a la Costa, Km. 6 al 7.5-COOP. PORTETE DE TARQUI
	Vía a la Costa, Km. 9 al 9.5
	Urb. Laguna Club
	Vía a la Costa, Km. 14 al 14,5 y Km.17
59	Vía a la Costa, Km. 19 al 21,5
	Coop.Nueva Esperanza
Subzona 36:	Costa
60	Vía a la Costa, Km. 23.5 al 24.5
	Coop. San Gerónimo 1
	Coop. San Gerónimo 2
	Vía a la Costa, Km. 24.5 (Pasando San Gerónimo 2)
61	Chongón Comuna San Pedro
	Chongón
62	Vía a la Costa, Km. 22 al 23
	Vía a la Costa, Km. 24,5 al 30,5

ZONA 77 (Urdesa-Miraflores)	
Subzona 1:	Urdesa Central I
1	Circunvalación Norte (P. I.)
2	Circunvalación Sur y Calle Unica (I.)
3	Circunvalación Sur y Calle Unica (P.)
4	Mirtos - Ebanos (I.P.)
Subzona 3:	Urdesa Central II
5	Acacias (I.P.)
6	Bálsamos Norte (P. I.)
7	Bálsamos Sur (I.)
8	Bálsamos Sur (P.)
9	Av. Víctor Emilio Estrada (Hasta Cuadra 798) (P.)

Subzona 5:	Urdesa Central III
10	Av. Víctor Emilio Estrada (Hasta Cuadra 799) (I.)
11	Av. Víctor Emilio Estrada (Desde Cuadra 801 - 800) (I.P.)
12	1ra.calle (P.)
13	1ra.calle (I.)
14	Cedros Norte y Sur (I.P.)
Subzona 7:	Urdesa Central IV
15	Todos Los Santos - Av.Las Lomas - Ficus Sur y Norte (I.P.)
17	Av. Las Monjas Sur y Norte - Dátiles (I.P.)
18	2da. Calle - 3ra. Calle - 4ta. Calle (I.P.)
19	Av. De Las Aguas - Alianza - Vehicular (I.P.)
Subzona 9:	Urdesa Central V
20	5ta. Calle - Cljn.5ta. Calle (P.I.)
	6ta. Calle - Cljn. 6ta. Calle (P.I.)
22	Guayacanes Sur y Norte (I.P.)
23	Laureles Norte y Sur (P.I.)
	Jiguas Norte y Sur (P.I.)
	Ilanes Norte y Sur (P.I.)
	Higueras Norte y Sur (P.I.)
25	Diagonal - Costanera (P.)
	Costanera A - B - C (P.)
26	Diagonal - Costanera (I.)
	Costanera A - B - C (I.)
Subzona 11:	Urdesa Norte
28	Av. 1ra.(L.I.) - 1ra. Calle (P. I.)
29	Av. 1ra. (P.)
30	Av. 2da.- Av. 3ra. (P. I.)
	Cljn. Av. 3ra. (P. I.)
31	Av. 4ta. (I.P.)
	2da. Calle - 3ra. Calle (I.P.)
	Pasajes A - B - C - D (I.P.)
32	Av. 5ta. (I.P.)
	4ta. Calle - 5ta. Calle - Cljn. 5ta. Calle - 6ta. Calle (I.P.)

Subzona 13:	Cdla. Lomas de Urdesa - Urb. Portón Lomas
33	Mzs. 62 , 62-A , 62-B , 63
	Mzs. 64 , 65 , 66 , 66-A
34	Mzs. 162 , J , 161
	Mzs. 161-A , 164
35	Mz. 168-A , Sol. 1 al 30
	Mz. 165 , Sol. 1 al 13
	Mz. 163 , Sol. 1 al 28
	Mz. 160 , Sol. 1 al 29
36	Mzs. M , 167 , 166
	Mzs. R , RR-1
37	Urb. Portón Loma (Mz. 1 a Mz. 12)
Subzona 15:	Cdla. Miraflores
38	Av. Miraflores -Av. Central-Av.Palmas-Av. Guayas (P.I.)
39	Av. Carlos Julio Arosemena (P.) Av. Porvenir
	1ra. Calle - 2da. Calle (P.)
40	3ra. Calle - 4ta. Calle - Av.Linderos (P.I.)
41	5ta. Calle- 6ta. Calle - Av.Puntilla (P. I.)
44	7ma. Calle - 8va. Calle - Av. Del Salado (P.I.)
	Av. Malecón del Salado - Av. Brisas (P.I.)
Subzona 17:	Urbano
46	Coop. Paz y Amor
	Mz. U - V - W - X - Y - Z - AZ-1 A a AZ-8
48	Mz. CA- F- JM- CO- Z1-Z2-Z4-PA- PA-1-PA2-N-YZ
50	Coop. Urbano
	Mz #. 118 a Mz #. 129
	Mz #. 160 a MZ #. 166
51	Coop.Urbano
	Mz #. 130 a Mz #. 159
	Lotización Urbano
52	Coop. Cordillera El Cóndor
	Mz #. 168 a Mz #. 194
Subzona 19:	Bosques Del Salado - Urb. Principado De Las Lomas
56	Bosques Del Salado
	Urb. Principado De Las Lomas

ZONA 81 (Cdela.del Norte)	
Subzona 1:	Cdla. Kennedy Oeste
1	Calles F, G y H (I.P.)
2	Calle Única - 1ra. a 4ta. Calle (I.P.)
3	7ma. Calle, 7ma. Calle Peatonal (I.P.)
	8va. a 10ma. Calle (I.P.)
4	Av.San Jorge (I.) Kennedy Oeste
	Av. San Jorge (P.) Kennedy Este
5	Av. 1ra. (I.P.)
	Av. Kennedy (De Cuadra 100 a 400) (P.)
Subzona 3:	Cdla. Kennedy Este, Cdla. Sagrada Familia
6	Calle A - Calle B (P .I.)
7	Calles C y D 1ra. Calle (I.P.)
8	Calle E Calle 2da. Y 3era (P .I.)
9	4ta. y 5ta. Calles (I.P.)
	Av. Olimpo (I.P.)
10	6ta. a 12va. Calle (I.P.)
11	Cdla. Sagrada Familia (Mz.# A a Mz.# N)
Subzona 5:	Cdla. Bolivariana
12	Mz. A a Mz. M
	Bloques
Subzona 7:	Cdla. Modelo
13	Avs. 1ra. 2da. y 3ra. (I.P.)
	1ra. a 10ma. Calles (I.P.)
Subzona 9:	Cdla. Naval Norte
14	Mz. 1 a Mz. 10
Subzona 11:	Cdla. Bella Aurora, Coop. Aguirre Abad, Coop. 29 de Junio
15	Cdla. Bella Aurora (Manzanas alfabéticas)
	Coop. Aguirre Abad (Manzanas numéricas)
	Coop. 29 de Junio (Manzanas alfabéticas)
Subzona 13:	Cdla. Guayaquil, Av. Carlos Luis Plaza Dañín, Av. Francisco de Orellana, Cdla. Albatros
16	Cdla. Guayaquil (Av.Carlos L.Plaza Dañín) Mz# 1 a Mz.# 2
	Av. Carlos Luis Plaza Dañín (P.)
	Av. Francisco de Orellana (Centropolis)

Subzona 15:	Cdla. Adace, Cdla. Simón Bolívar, Cdla. Vernaza Norte
18	Av. De Las Américas (I.)
	Calles A a C (I.P.)
	1ra. a 11va. Calle (I.P.)
	12va. Calle (I.)
	Av. Juan Tanca Marengo (P.)
19	Cdla.Simón Bolívar (Mz.# 1, 2)
20	Cdla.Simón Bolívar (Mz.# 3, 4, 5)
21	Cdla. Vernaza Norte (Manzanas numéricas)
Subzona 17:	Cdla. Kennedy Norte, Coop. Vivienda Guayaquil
22	Mz#. 101 a Mz#. 105, Mz#. 201 Hasta Mz#. 309
23	Mz#. 401 Hasta Mz#. 507
24	Mz#. 110-111-112, Mz#. 601 Hasta Mz#. 705
25	Mz#. 108, Mz#. 801 Hasta Mz#. 1011
26	Coop. Vivienda Guayaquil (Av.J.Tanca marengo) Mz.# 1 a Mz.# 22
Subzona 19:	Cdla. Consejo Provincial del Guayas, Urb. Unión y Progreso
	Cdla. Velasco Ibarra
27	Cdla. Consejo Provincial del Guayas (Manzanas numéricas)
	Urb. Unión y Progreso (Manzanas alfabéticas)
	Cdla. Velasco Ibarra (Manzanas numéricas)
Subzona 21:	Cdla. Alamos I - II , Coop. Profesores Aguirre Abad
28	Cdla. Alamos I (Mz.# A, B, C, D, E, F)
	Cdla. Alamos II (Mz# G, H, I, J, K, L)
	Coop. Profesores Aguirre Abad (Frente a Cdla.Alamos II-Mz.# K)
	Mz# A a Mz# D
Subzona 23:	Cdla. FAE, Urb. Río Guayas Club
29	Mz.# 1 a Mz.# 15
30	Mz.# 16 a Mz.# 29
31	Mz.# 30 a Mz.# 41
32	Bloques
	Urb. Río Guayas Club (Manzanas alfabéticas)
Subzona 25:	Av. De Las Américas
33	Av. De Las Américas (P.I.)

Subzona 27:	Cdla. Santa Leonor, C.C. El Terminal, C.C. Bahía Norte
34	Cdla. Santa Leonor (Manzanas numéricas)
	C.C.El Terminal
	C.C.Bahía Norte
Subzona 29:	Cdla. Atarazana - Av. Roberto Gilbert Elizalde
35	Mz.# A-1 a Mz.# A-7
	Mz.# B-1 a Mz.# B-4
	Mz.# C-1 a Mz.# C-5
36	Mz.# D-1 a Mz.# D-5
	Mz.# E-1 a Mz.# E-4
	Mz.# F-1 a Mz.# F-4
37	Av. Roberto Gilbert Elizalde
	Mz.# G-1 a Mz.# G-3
	Mz.# H-1 a Mz.# H-3
	Mz.# I-1 a Mz.# I-5
38	Mz.# J-1 a Mz.# J-3
	Mz.# K-1 a Mz.# K-3
	Mz.# L-1 a Mz.# L-3
39	Mz.# M-1 a Mz.# M-5
	Mz.# N-1 a Mz.# N-2
	Mz.# O-1 a Mz.# O-2
40	Mz.# P-1 a Mz.# P-6
	Mz.# Q-1 a Mz.# Q-6
41	Bloques de la Atarazana (Bloque # 1 al 15)

ZONA 83 (Cdela.del Norte)	
Subzona 1: Urb.La Garzota	
1	Mz.# 1 a Mz.# 20
2	Mz.# 21 Hasta Mz.# 29 más 98 hasta Mz# 109
3	Mz.# 30 Hasta Mz.# 57
4	Mz#. 58 Hasta Mz#. 77
5	Mz.# 78 Hasta Mz#. 97 más Mz#. 110 Hasta Mz#.114
6	Mz#. 127 Hasta Mz#. 143
7	Mz#. 144 Hasta Mz#. 157
Subzona 3: Urb.La Herradura, Cdla.IETEL	
10	Urb. La Herradura (Manzanas Numéricas) Cdla.IETEL (Mz.# 26 al final)
11	Cdla. IETEL (Mz.# 1 a Mz.# 25)
Subzona 5: Urb.Los Samanes, Cdla.Polaris	
13	Mz.# 101 a Mz.# 121 (Samanes I)
14	Mz.# 122 a Mz.# 142 (Samanes I)
15	Mz#. 143 a Mz# 149 (Samanes I) más Cdla. Polaris
16	Mz.# 200 a Mz.# 219 (Samanes II)
17	Mz.# 220 a Mz.# 299 (Samanes II)
18	Mz.# 300 a Mz.# 311 (Samanes III)
19	Mz#. 400 a Mz#. 409 (Samanes IV)
20	Mz#. 410 Hasta el Final (Samanes IV)
21	Mz.# 923 a Mz.# 934 (Samanes V)
22	Mz#. 935 a Mz#. 942 (Samanes V)
23	Mz.# 944 a Mz.# 961 (Samanes VI)
24	Mz#. 962 Hasta el Final (Samanes VI)
28	Mz#. 2201 a Mz#. 2230 (Samanes VII)
30	Mz.# 2231 a 2250 (Samanes VII)
Subzona 7: Urb.Guayacanes	
32	Mz.# 0 a Mz.# 18
34	Mz.# 19 a Mz.# 33
36	Mz.# 34 a Mz.# 52 + Mz#. 69 a Mz#. 71
37	Mz.# 53 a Mz.# 68
38	Mz.# 72 a Mz.# 89
39	Mz.# 90 a Mz.# 101
40	Mz.# 102 a Mz.# 116
42	Mz.# 117 a Mz.# 130
44	Mz.# 131 a Mz.# 145 + Mz#. 104-A+ Mz#. 173 a 176
46	Mz.# 146 a Mz#. 172
48	Mz#. 177 a Mz#. 192
49	Mz#.193 a Mz#. 218
52	Mz#. 219 a Mz#. 237
Subzona 9: Urb.Los Rosales I - II, Cdla.Goleta Alcance	
54	Urb.Los Rosales I (Mz.# 1 a Mz.# 11)
56	Urb.Los Rosales II (Mz.# A a Mz.# L)
Subzona 11: Coop. Abdón Calderón, Coop. Justicia Social Cdla.Huancavilca-Ciudad del Norte	
58	Coop.Abdón Calderón (Manzanas numéricas)
60	Coop.Goleta Alcance Coop.Justicia Social (Manzanas Alfabéticas)
62	Cdla.Huancavilca-Ciudad del Norte

ZONA 85 (Cdelas.del Sur)	
Subzona 1: Bloques Albán Borja, Conj.Res.Granada, Urb.La Ronda, Cdla.Villamil	
1	Bloques Albán Borja
	Conjunto Residencial Granada
	Urbanización La Ronda
	Cdla.Villamil (Mz.# A a Mz.# C)
2	Cdla.Villamil (Mz.# D a Mz.# M)
Subzona 3: Cdla.Centenario Sur, Cdla.Las Palmas	
3	Cdla.Centenario Sur (Mz.# A a Mz.# I)
	Cdla.Las Palmas (Mz.# A, B, C)
Subzona 5: Urb.La Saiba, Cdla.La Saiba	
4	Urb.La Saiba (Mz.# A a Mz.# H)
5	Urb. La Saiba (Mz.# I a Mz.# Q)
6	Cdla.La Saiba (Mz.# A a Mz.# Ñ)
	Cdla.La Saiba (Bloques N-1 a N-4 ; C-1 a C-6 ; S-1 a S-4)
Subzona 7: Cdla.Pradera I	
7	Bloques A-1 a A-10 ; B-1 a B-10 ; C-1 a C-7
8	Mzs.# A-1 a A-6 ; B-1 a B-6 ; C-1 a C-5 ; D-1 a D-4
Subzona 9: Conj.Habitacional Guayasur, Bloques Guayasur, Av.Ernesto Albán, Av.25 de Julio, Cdla.9 de Octubre	
10	Conjunto Habitacional Guayasur
	Bloques Guayasur
	Av.Ernesto Albán (Guayasur) (I.)
	Av.25 de Julio
	Cdla.9 de Octubre - 1ra. Calle, (I.P.)
Subzona 11: Cdla. 9 de Octubre	
12	2da. Hasta 4ta. Calles (I.P.)
14	5ta. Hasta 8va. Calles (I.P.)
16	9na. Hasta 11va. Calles (I.P)
	Av. 1ra. Hasta 4ta. Ave. (I. P)
	Av. Domingo Comín (P)
18	Callejón A Hasta Callejón I (I.P.)
20	Callejón J Hasta Callejón K (I.P.)
	Av.5ta. a Av.7ma. (I.P.)
	Av.25 de Julio (I.)

Subzona 13:	Cdla.Pradera I - II
21	Cdla.Pradera I (Mz.# D-5 a D-10 ; E-1 a E-18 y E-18A)
22	Cdla.Pradera II (Mz.# D-5 Hasta D-16)
24	Cdla.Pradera II (Mz.# D-1 a D-4, D-19, D-20, Bloque S-1 Hasta S-6)
Subzona 15:	Cdla.Pradera II - III
26	Cdla.Pradera II (Mz.# D-28 a D-32, Bloque N-1, a N-6)
28	Cdla Pradera II (Mz.#. D-21 a D-27, D-34 a D-38)
30	Cdla. Pradera III (Mz.# D-84 a Mz.# D-119)
Subzona 17:	Cdla.Los Almendros
32	Mz.# A a Mz.# S
Subzona 19:	Cdla.La Libertad, Urb.Las Terrazas
34	Cdla.La Libertad (Mz.# 1 a Mz.# 7)
	Urb.Las Terrazas
	Mz.# A (Del Solar # 1 al 10)
	Mz.# B (Del Solar # 11 al 32)
	Mz.# C (Del Solar # 33 al 41)
	Mz.# D (Del Solar # 42 al 46 y del 64 al 73)
	Mz.# E (Del Solar # 47 al 63)
Subzona 21:	Cdla.Floresta I
36	Mz.# 1 a Mz.# 20
38	Mz.# 21 a Mz.# 39
40	Mz.# 40 a Mz.# 57
Subzona 23:	Cdla.Floresta I, Floresta - Programa 25 de Julio
42	Cdla. Floresta I (Mz.# 58 a Mz.# 73)
	Floresta - Programa 25 de Julio (Mz. A, B, C)
44	Cdla.Floresta I (Mz.# 74 a Mz.# 91)
46	Mz.# 92 a Mz.# 111
Subzona 25:	Cond.La Primavera, Cdla.Los Delfines, Av.Aurora Estrada
	Urb.Las Tejas
48	Cond.La Primavera (Bloques # 1 al 6)
	Cdla.Los Delfines (Mz.# A a Mz.# E)
	Av.Aurora Estrada (P.)
50	Urb.Las Tejas (Mz.# 1 a Mz.# 20)

Subzona 27: Condominio Valdivia	
52	Bloques 1 al 14
54	Bloques 15 al 28
Subzona 29: Cdla.Floresta II, Coop.Los Laureles, Coop.Los Jazmines-Guasmonte Norte	
56	Mz.# 117 a Mz.# 137
58	Mz.# 138 a Mz.# 155
60	Mz.# 156 a Mz.# 160 + Coop. Los Laureles
62	Mz.# 186 a Mz.# 202 + Coop. Los Jazmines
64	Mz.# 161 Hasta Mz# 185
Subzona 31: Coop.Floresta III, Cdla.Floresta III	
66	Coop.Floresta III (Mz.# A a Mz.# O)
	Cdla.Floresta III (Mz.# A-1 a Mz.# A-10)
68	Coop.Floresta III (Mz.# P a Mz.# Z)
	Cdla.Floresta III (Mz.# 203 a Mz.# 215)
Subzona 33: Coop.Los Tulipanes	
70	Coop.Los Tulipanes (Mz.# 1110 a Mz.# 1128)
72	Coop.Los Tulipanes (Mz.# 1129 a Mz.# 1147)
Subzona 35: Casas Colectivas	
74	Venezuela # 1501 (Bloques 1 y 2)
	Colombia # 1200 (Bloques 3 y 4)
	Bolivia # 1300 (Bloques 1 al 5)
	Avenida del Ejército # 2400 (Bloque 1)
	José Mascote # 2601 (Bloque 2)
	Callejón Calicuchima # 1700 (Bloque 1)
	Callejón Calicuchima # 1702 (Bloque 2)
	Gómez Rendón # 1701 (Bloque 1)
	Gómez Rendón # 1703 (Bloque 2)

ZONA 90 (ALBORADA)	
Subzona 1: Cdla. Alborada I	
1	Mz. A a Mz. Ñ
	Conjunto Residencial Vicky (Mz. 33)
2	Mz. O a Mz. Z
Subzona 3: Cdla. Alborada II	
3	Mz. AA a Mz. AO
Subzona 5: Cdla. Alborada III	
5	Mz. BA a Mz. BM
6	Mz. BN a Mz. BY
	Mz. CA a Mz. CG
	Plaza Mayor # 2 (Mz. CH)
Subzona 7: Cdla. Alborada IV	
8	C.C. Albocentro # 1
	Mz. FA a Mz. FU
9	C.C. Albocentro # 2
	Mz. DA a Mz. DU
10	C.C. Perca (Mi Jugueteria, Devoto, etc.) (Mz. GA)
	Edificio M-1(Mz. GA)
	Mz. EA a Mz. ES
	Mz. GB a Mz. GG
Subzona 9: Cdla. Alborada V , Bloques Aparnor	
11	Mz. 5-CA a Mz. 5-CD
	Mz. 5C-SC1
	Mz. 5-CE a Mz. 5-CO
	Mz.5-CS y Mz. 5-CX
	Mz. 5-DA a Mz. 5-DL
	Mz. 5D-SC1 , Mz. 5D-SC2 , Mz. 5D-SC3
12	Albocentro # 4
	Mz. 5-IA a Mz. 5-IR
	Gold Center (Mz. 5-IY, sol. 1-2)
	La Concordia (Mz. 5-IY, sol. 12)
13	Mz. 5-DM a Mz. 5-DR y Mz. 5-DX
	Bloques Aparnor
	Bloques 401 al 411 (Alborada IV)

Subzona 13:	Cdla. Alborada VI
15	Conjunto Residencial St. Gallen
	Mz. 601 a Mz. 619
	Mz. 620-A y Mz. 620-B
16	Mz. 621 del sol. 12 al 26
	Mz. 622 del sol. 1 al 11
	Mz. 623 a Mz. 645
17	Mz. 646 a Mz. 669
	Mz. 670-1 , Mz. 670-2 , Mz. 670-3 , Mz. 670-4
Subzona 15:	Cdla. Alborada VII
18	Mz. 701 a Mz. 727
19	Mz. 728 a Mz. 749
	C.C. Albocentro # 3
	C.C. El Paseo de la Alborada (Mz. 749, sol. 1-2)
	Edificio Albomedicos (Mz. 749, sol. 3)
Subzona 17:	Cdla. Alborada VIII
21	Mz. 801 a Mz. 826
22	Mz. 827 a Mz. 852
Subzona 19:	Cdla. Alborada IX
23	Mz. 901 a Mz. 925
24	Mz. 926 a Mz. 955
Subzona 21:	Cdla. Alborada X , Cdla. Alamos III
26	Mz. 10-101 a Mz. 10-111
	Mz. 10-201 a Mz. 10-210
	Mz.10-211A, Mz.10-211B, Mz.10-211C, Mz.10-211D, Mz.10-211E
27	Mz. 10-301 a Mz. 10-309
	Mz. 10-401 a Mz. 10-408
28	Mz. 10-409A y Mz. 10-409B
	Mz. 10-410 a Mz. 10-419
	Mz. 10-501 a Mz. 10-505
29	Cdla. Alamos III (Mz. 1 a Mz. 26)

Subzona 23: Cdla. Alborada XI	
30	C:C. Albocentro # 5 (Bloques A-1, A-2, B-1, B-2, C)
	C:C. Albocentro # 5-B (Bloques D-1, D-2)
	Mz. 11-03 a Mz. 11-16
31	Bloques Torres de la Alborada (Bloques A, B, C, D)
	Mz. 11-17 a Mz. 11-30
32	Mz. 11-31 a Mz. 11-37
	Bosques de la Alborada (Sector A, B, C, D)
	Mz. 11-39 a Mz. 11-46
Subzona 25: Cdla. Alborada XII	
33	Mz. 12-01 a Mz. 12-12
34	Mz. 12-13 a Mz. 12-28
	Albonegocios
Subzona 27: Cdla. Alborada XIII	
35	Mz. 13-01 a Mz. 13-15
	Mz. 13-A1 a Mz.13-A4
36	Mz. 13-16 a Mz. 13-29
Subzona 29: Cdla. Alborada XIV	
37	Mz. 14-B
	Mz. 14-1 a Mz. 14-9

ZONA : 91 (SAUCES)	
Subzona 1: Cdla. Saucés I	
1	Mz.# F-1 a Mz.# F-14
2	Mz.# F-15 a Mz.# F-27
3	Mz.# F-28 a Mz.# F-36
Subzona 3: Cdla. Saucés II	
4	Mz.# F-37 a Mz.# F-54
5	Mz.# F-55 a Mz.# F-70
6	Mz.# F-71 a Mz.# F-86
Subzona 5: Cdla. Saucés II	
7	Mz.# F-87 a Mz.# F-108
8	Mz.# F-111a Mz.# F-114

Subzona 7:	Urb.Brisas del Río, Coop.Médica del Guayas, Urb.Acuarela del Río
10	Urb. Brisas del Río Mz.# B-1 a Mz.# B-3 ; Mz.# C ; Mz.# D-1 a Mz.# D-5 Mz.# F ; Mz.# H-1 a Mz.# H-2 ; Mz.# K-1 a Mz.# K-2 Mz.# L-1 a Mz.# L-5 ; Mz.# N-1 a Mz.# N-2 Coop.Médica del Guayas Mzs.# A - B - E - G - I - M - O - P
12	Urbanización Acuarela del Río Mz.# 1125 a Mz.# 1143 + 1177 a 1184
14	Mz#. 1144 a Mz.# 1174
Subzona 9:	Coop.Brisas del Norte, Coop.Juan Pablo II Coop.El Limonal
16	Coop.Brisas del Norte
18	Coop.Juan Pablo II
20	Coop.El Limonal
Subzona 11:	Cdla. Sauces III
22	Mz.# F-115 a Mz.# F-127
24	Mz.# F-128 a Mz.# F-140
26	Mz.# F-141 a Mz.# F-152
Subzona 13:	Cdla. Sauces III
28	Mz.# F-153 a Mz.# F-168
30	Mz.# F-169 a Mz.# F-181
32	Mz#. F-182 a Mz#. F-196
Subzona 15:	Cdla. Sauces IV
34	Mz. F-361 a Mz. F-366
36	Mz. F-367 a Mz. F-371
38	Mz. F-372 a Mz. F-377
40	Bloque 1 a Bloque 28
42	Bloque 29 a Bloque 68
44	Bloque 69 a Bloque 98
Subzona 19:	Cdla. Sauces V
46	Mz. F-197 a Mz. F-213
48	Mz. F-214 a Mz. F-229
50	Mz. F-230 a Mz. F-242
52	Mz. F-243 a Mz. F-258
Subzona 21:	Cdla. Sauces VI

54	Mz. 259-F-1 a Mz. 259-F-22+ Mz.F-41a F-44
56	Mz. 259-F-34 a Mz. 259-F-40 + Mz.F-260 a Mz.F-268
58	Mz. F-269 a Mz. F-286
60	Mz. F-287 a Mz. F-305
62	Mz. F-306 a Mz. F-311 + Mz.F-259F-45 a Mz. 259F-56
64	Mz. F-312 a Mz.F-320 + Bloques
66	Mz. F-321 a Mz. F-336
68	Mz. F-337 a Mz.F-353
70	Mz. F-354 a Mz. F-360 + Mz. 259F-23 a Mz. 259F-33
Subzona 23:	Cdla. Sauces VII
72	Mz. F-379 a Mz. F-395 Mz. F-400 a Mz. F-404 Mz. F-439 a Mz. F-440 y Mz. F-449 Bloques 1 - 3 y 4
74	Mz. F-408 a Mz. F-413 Mz. F-419 a Mz. F-422 Mz. F-427 a Mz. F-432 Mz. F-434 a Mz. F-438
76	Mz. A-1 a Mz. A-3 ; Mz. B-1 a Mz. B-9 Mz. C-1 a Mz. C-6 ; Mz. D-1 a Mz. D-9
Subzona 25:	Cdla. Sauces VIII
78	Mz. 454-F-1 a Mz. 454-F-20 Mz. F-455 a Mz. F-460
80	Mz. 454-F-26 a Mz. 454-F-31 Mz. F-461 a Mz. F-473
82	Mz. 454-F-32 a Mz. 454-F-50 Mz. F-474 a Mz. F-476
84	Mz. 454-F-21 a Mz. 454-F-25 Mz. F-477 a Mz. F-493
86	Mz. F-494 a Mz. F-512

Subzona 27:	Cdla. Sauces IX
88	Mz. F-514 a Mz. F-531
90	Mz. 532 a Mz.F-544
	Mz. R-6,R-7,R-8,R-9,R-10,R-11,R-12,R-13
92	Mz. F-545 a Mz. F-559
	Mz. R-1 a Mz. R-5
94	Mz. F-560 a Mz .F-570
	Bloque 1 a Bloque 6
	Mz. R-17a R-19, + R-39 a R-40, + L-4 a L-8
96	Mz. R-20 a Mz. R-26,+ R-36 a R-38, + R-41 a R-42 +
	Mz.R-27 a R-31+ Bloques 1 al Bloque 16 + R-32 a R-35+
	Mz.R-43 a R-44, L-1,L-2,L-3,L-9
98	Mz. R-45 a R-51+ L-10 a L-18

3.6 FACTIBILIDAD

Las zonas seleccionadas se encuentran dentro del perímetro urbano de la ciudad de Guayaquil, por lo que se podrá trabajar en estas zonas sin mayores inconvenientes, ya que en estas zonas se encuentra un segmento poblacional que evita conflictos y enfrentamientos con las instituciones de servicios. Adicionalmente se eligió estas zonas porque cada una de ellas se encuentran próximas entre sí mismas.

Las zonas escogidas representan un segmento de la población con capacidad adquisitiva media y alta, de tal manera que los costos por implementación del proyecto de control y monitoreo telemétrico de los consumos de energía puedan ser cubiertos en base a los valores recaudados por los niveles de facturación que alcanza este segmento de la población.

3.7 DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA

Con el fin de poder llevar a cabo la propuesta realizada acerca del control y monitoreo de los consumos de los clientes a través del sistema de telemetría, deberemos de poner en marcha todas y cada una de las actividades que citamos a continuación.

3.7.1 Actividades

Los equipos a ser utilizados en el Programa Piloto son un Sistema de medición monofásico para 12 medidores dentro del área correspondiente a medición, corte y reconexión remota del servicio de energía eléctrica, los que estarán compuestos básicamente por los siguientes elementos:

Dos gabinetes con sus correspondientes borneras de ingreso de energía, riel y 12 medidores monofásicos 15 - 100 Amp, 120/204V, 60 Hz., 24 visualizadores para instalar en el exterior de las casas, y lector mediante puerto óptico incorporado en el medidor. (FIGURA 8)

Con el fin de optimizar los recursos y con el objetivo de controlar detalladamente la energía entregada y el consumo de los usuarios, hemos determinado que la instalación de Sistemas de Redes Anti Hurto nos permite maximizar dicho control.

Los Sistemas de Redes Anti Hurto están compuestos principalmente por dos elementos: el Cable anti hurto y el Panel o

gabinete anti hurto. Este sistema ataca con extrema eficacia, principalmente, al llamado “by pass” en los circuitos de baja tensión y a la manipulación dolosa de los medidores por parte de personas ajenas a la empresa eléctrica de distribución.

Los Paneles o gabinetes se instalan, preferentemente, en los postes donde se encuentren instalados los transformadores de baja tensión. La conexión desde la red pública será directa a estos paneles o gabinetes a través de cables antihurto los cuales complementan el sistema de control de la energía provista y registrada. (FIGURA 9)

El proceso o cronograma de instalación de estos paneles o gabinetes se sustenta en una estrategia delineada a fin de ir paulatina pero constantemente cubriendo todas las zonas de influencia de la empresa eléctrica. Evidentemente el mencionado Plan de Instalación de la Red Anti Hurto deberá considerar su arranque en aquellas áreas o zonas de mayor registro monetario de pérdidas no técnicas.

La empresa eléctrica, a través de este proyecto, podrá prestar un mejor servicio a sus clientes y paralelamente reducirá a cifras razonables estas pérdidas no técnicas que significan aproximadamente un 15.68% de su entrega total al sistema.

Con la utilización de este Sistema el consumo de cada medidor es monitoreado constantemente desde el Centro de Control, donde se almacena toda la información tomada de los medidores en el campo. Desde dicho Centro de Control se podrá facturar el consumo mensual, administrar y realizar automáticamente cortes y reconexiones del servicio,

así como, lo más importante, identificar oportunamente cualquier anomalía que ocurra en los medidores o en los paneles monitoreados.

La infraestructura a instalarse permitirá a la empresa de distribución de energía eléctrica contar con ingresos adicionales a los actuales. Son justamente estos ingresos adicionales los que ayudarán a la permanente modernización, su lógica evolución administrativa y su permanencia en el tiempo (FIGURA 10).

Configuración del sistema:

Cada medidor viene configurado e incluye lo siguiente:

- Entradas de Corriente y de Voltaje
- Registrador de Demanda de Facturación
- Sistema de Corte y reconexión
- Bobina de corte de 100 Amp.
- Medición a través de puerto óptico
- Dos software para realizar medición, corte y reconexión.

3.5 INSTALACIÓN DE LOS GABINETES Y SOFTWARE

Los gabinetes vienen instalados con sus correspondientes medidores y sistemas de corte y reconexión. La Empresa Eléctrica, realizará la instalación física de los gabinetes al poste y las acometidas y conexión de los visualizadores en el frente de la casa o local del abonado de acuerdo al mejor criterio del técnico de instalaciones.

Para el desarrollo de este proyecto la Empresa Eléctrica asignará un Ingeniero Eléctrico, para que supervise las tareas de montaje e instalación, conexión y puesta en marcha de los equipos. Esto con el fin de que una vez que se inicien las operaciones, el mismo éste lo suficientemente familiarizado con el sistema y pueda instruir al personal que sea necesario involucrar dentro del proyecto, mediante Seminarios-Talleres, en los cuales se darían todas las instrucciones para la instalación del sistema y programación de los software para la toma de la lectura, corte – reconexión, así como del mantenimiento del sistema completo. Por tratarse de medidores escalables, estos se pueden configurar de acuerdo a nuestras necesidades.

3.6 PROPUESTA GENERAL DEL PROYECTO A NIVEL DE CIUDAD

En vista del grave problema que tienen casi todas las empresas de distribución eléctrica en lo que se refiere a pérdidas no técnicas, nuestro Sistema tiene como objetivo la reducción de la pérdida no técnica en al menos el 95% en los puntos controlados; para lo cual se procederá de la siguiente manera:

- Instalar paneles o gabinetes con capacidad de hasta 12 medidores para usuarios finales y un totalizador para medir la energía entregada a este grupo de medidores, para 4,167 Gabinetes (el número de gabinetes es variable de acuerdo a la zonificación y distribución de medidores por gabinete) en distintos puntos de la ciudad, cubriendo 50,000 Medidores (11% del total de abonados) en los postes del tendido eléctrico adyacentes a los transformadores de baja tensión.

- Estos gabinetes estarán conectados directamente a los transformadores de baja tensión por medio de los Cables Anti Hurto. Los medidores se ubican dentro de estos paneles o gabinetes que estarán sellados, de manera que solo el personal autorizado de la Empresa pueda acceder a ellos y por ende se impide cualquier manipulación no autorizada del medidor o la instalación de conexiones directas entre el transformador y la acometida del usuario sin que pase por el medidor (by pass).

- El visor de consumo se podrá ubicar al interior de la residencia en cualquier tomacorriente de 110 Volt., y la información del

medidor al visor será transportada vía PLC (Power Line Carrier). El cliente podrá visualizar su consumo actual, valor por pagar al corte, fecha máxima de pago, fecha de corte del servicio, etc.

- Las lecturas, el corte y reconexión de energía serán automáticos y ordenados y controlados desde el Centro de Control (individualmente o en lote), lo que significará un importantísimo ahorro en costos para las actividades de lectura, corte y reconexión.

3.6.1 Cobertura

La cobertura será a lo largo del área de influencia de la empresa distribuidora: zonas residenciales y principales zonas comerciales de la ciudad de Guayaquil.

La infraestructura física del proyecto se instalará inicialmente en 4,167 puntos aproximadamente, cubriendo 50,000 usuarios de la empresa distribuidora de energía eléctrica, agrupados geográficamente de acuerdo con una estrategia que prioriza la instalación de estos paneles o gabinetes en las zonas de mayor nivel de pérdida técnica (FIGURA 11).

La empresa distribuidora de energía eléctrica ha realizado un análisis para evaluar las zonas de mayor pérdida de energía. En base a este análisis se procederá a instalar la tecnología mediante el cual se estima controlar hasta un 35.61% del total de la energía eléctrica facturada por la Empresa Distribuidora.

El mercado que se va a atender en este proyecto es el de los usuarios de las zonas donde se registra la mayor densidad de energía, así como donde se registran las mayores incidencias económicas para la empresa distribuidora en la relación entre la energía entregada y la energía facturada. Estimamos cubrir el 11% del total de los abonados.

3.6.2 Instalación de los Equipos

En los gabinetes se instalarán hasta 12 medidores digitales y un totalizador, los cuales estarán conectados a los transformadores de baja tensión mediante cable anti hurto. Cada gabinete contará con monitoreo por telemetría, para vigilar constantemente al medidor. También se instalará un visor digital, que podrá ser instalado dentro de las instalaciones del cliente y medida en cualquier tomacorriente de 110 Voltios, para que pueda verificar su consumo actual, su consumo del mes con fecha máxima de pago y fecha de corte de energía.

Los cortes y reconexiones (individuales o en lote) serán ordenados automáticamente desde el Centro de Control, reduciendo los costos directos de la toma de lectura, el corte y la reconexión.

Esta información también podrá ser consultada por el usuario final vía Internet, Call Center (IVR "Interactive Voice Response") y SMS (Sistema de Mensajes Cortos).

Una vez que se ha ordenado la desconexión del suministro, éste será habilitado única y exclusivamente una vez que el cliente cancele los valores adeudados por concepto de consumo de energía eléctrica, ya sea mediante el pago directo en las ventanillas de la Empresa Eléctrica, en los Bancos autorizados al cobro o mediante el uso de la página Web de la Empresa.

Luego de haber realizado el pago el sistema dará la orden al panel de control para que habilite el servicio a la orden del cliente, ya que de esta manera se evita que al realizarse la reconexión, se produzca un incendio al interior del domicilio del cliente producto de una entrada abrupta de carga.

Para evitar esto el visor posee un botón que enviará una orden al panel de control para que este vuelva a cerrar el circuito y así permita el paso de la energía hacia la residencia del cliente.

En resumen los servicios y beneficios mas importantes que se prestaran con este sistema son:

- Lectura en línea.
- Corte en línea.
- Reconexión en línea.
- Sistema de bloqueo automático en el visor, que no permite la reconexión del suministro hasta que el cliente lo autorice, mediante el desbloqueo manual.

- Habilitación de nuevos servicios en línea
- Sistema de Prepago.
- Información de pre-factura.
- Evita el consumo de energía de parte del cliente si es que este no ha realizado el respectivo contrato de suministro.
- Impide el robo del medidor, ya sea por parte de simples delincuentes o por el propio cliente.
- Impide manipulación o retroceso de lecturas en los medidores
- Impide manipulación de la acometida principal o conexiones directas no autorizadas desde el secundario
- Mensajes de alarma en el visor anunciando fecha de corte del suministro de energía.
- Mensajes acerca de puntos de recaudación y centros de cobro autorizados.
- Tarifas diferenciadas para uso eficiente de energía.
- Alarmas de Operación en línea.
- Consultas de consumo para abonados vía Internet, Call Center (IVR) y SMS (Sistema Mensajes de Cortos)
- Otros nuevos servicios a ser implementados.

3.6.3 Gabinete Inteligente

FIGURA 2 Panel de prueba con sistema de corte y reconexión

FIGURA 8 Visualizador para uso interior (25mm x 10mm x 8mm)

3.6.4 MEDIDOR G-E UTILIZADO PARA PANEL DE PRUEBA

FIGURA 12 Sistema Integrado de Corte y Reconexión

FIGURA 13 Medidor Alterno de Escalabilidad MS-320EM

3.6.5 Panel de Comunicación Telemétrica

FIGURA 19 Panel con capacidad hasta 12 medidores

3.7 ANÁLISIS FINANCIERO

3.7.1 Inversión Presupuestada del Plan General

La inversión total se estima en US \$ 13,500,000 lo que representa un costo de US\$ 270 cada medidor o totalizador aproximadamente, inversión que corresponde a:

Adquisición e implementación de medidores digitales y visores de consumo

- Medidores digitales
- Visores digitales PLC (Power Line Carrier) instalables en cualquier tomacorriente de 110 Voltios.

Adquisición e instalación de gabinetes donde se almacenaran los medidores

- Interruptor Maestro
- Base
- Dispositivo de Corte
- Convertidor Analógico Digital
- Gateway (Puerta) de Comunicaciones y Control

- Modulo PLC
- Totalizador del Gabinete
- Dispositivos de Seguridad y Control

3.7.2 Ingresos

La CATEG anualmente factura un valor aproximado a los US\$ 192 millones y tiene un aproximado del 18.23% de pérdidas no técnicas que corresponden a una cifra de US\$ 35 millones, es decir la máxima facturación posible de la CATEG es de US\$ 227 millones. Implementando esta tecnología en los 50,000 mil medidores asignados por la CATEG se controlaría hasta un 35.61% de la facturación de la CATEG, y considerando que con esta tecnología se asegura un 95% de recuperación sobre el nivel de pérdidas totales, se estima que la CATEG reciba ingresos sobre perdida no técnica recuperada de hasta US\$ 12 millones anuales.

También se percibirán ingresos netos por concepto de cargo del corte y reconexión del servicio de energía eléctrica. El nivel de órdenes de corte y reconexión que se genera mensualmente es de alrededor del 13% de los abonados, lo que sobre el grupo de medidores controlados significaría una suma alrededor de los US\$ 480 mil dólares anuales.

3.7.3 Gastos y Costos

Los gastos por el servicio de monitoreo tercerizado, es de US\$ 1.00 mensual por medidor, teniendo un total de 50,000 medidores que corresponden un costo total de monitoreo de US\$ 50 mil mensuales aproximadamente.

3.7.4 Análisis de Factibilidad por Evaluación Financiera

Considerando una tasa de descuento del 10%, para los flujos netos de caja resultante de los flujos operativo, de inversión y financiero durante un horizonte de 5 años. En consecuencia el proyecto persigue un retorno del 95% del total de pérdidas controladas, que representan un estimado del 35.61% del total de la facturación de la empresa de distribución. El período de recuperación finaliza totalmente a inicios del tercer año, adicionalmente los flujo durante los 5 años del proyecto, hacen que la tasa interna de retorno (TIR) se ubique en el 35.86 %.

3.7.5 VAN, TIR y Periodo de Recuperación

Todos estos cálculos son basados en el Presupuesto reflujo de Caja que se detalla en el siguiente acápite

Tasa de Descuento	10%
Periodo de Recuperación	3 años
Tasa Interna de Retorno	35.86%
Valor Actual Neto	US\$ 13,633,864

3.7.6 Flujo de Caja

El flujo de caja muestra, la disponibilidad suficiente para cubrir los costos y gastos operativos, como para cubrir el pago del financiamiento del proyecto, el cual será financiado en un 100% por la CAF, considerando una tasa de interés del 7%.

A continuación se refleja el flujo de caja de los 5 primeros años (TABLA 7):

3.7.7 Amortización de la Inversión

De acuerdo a la tabla de amortización, el monto de la inversión es cubierto al cabo de tres años de haber comenzado el proyecto de recuperación de pérdidas. (TABLA 8)

3.8 EJECUCIÓN Y OPERACIÓN

3.8.1 EJECUCION

La inversión estimada para la adquisición de todos los elementos del proyecto es de US\$ 13'500.000 para los 50 mil medidores, de tal forma que se estima un costo aproximado por medidor de US \$ 270.

Las fases que cubren este proyecto son las siguientes:

- Estudio para determinar áreas de cobertura y despliegue del nuevo sistema de medición, basado en niveles de consumo y pérdidas no técnicas en los diferentes sectores de la ciudad.
- Basado en el estudio anterior se necesita determinar los volúmenes de equipamiento y materiales necesarios para la instalación del servicio.
- Ordenes de pedido de fabricación e importación de componentes. Tiempo estimado de entrega 45 días.
- Ejecución del plan de instalación, se estima instalar 4,167 paneles de medición aproximadamente, con una capacidad total de hasta 50,000 abonados en un periodo de aproximado de 1 año.

3.8.2 OPERACIÓN EXTERNA

El costo operativo es de US\$ 1.00 mensuales por cada medidor, lo cual monitoreando 4,167 gabinetes tendrá un costo mensual de US\$ 50 mil. La definición del esquema estructural para la operación, cumplirá los siguientes objetivos:

- Monitorear el consumo de los medidores 7 x 24.
- Operar y mantener los equipos de transmisión de los diferentes nodos y puntos de presencia.
- Mantener los medios físicos de transmisión.
- Garantizar los SLA's suscritos con los clientes. (SERVICE LEVEL AGREEMENT Acuerdo de Nivel de Servicio. Mantenimiento de la disponibilidad de un determinado servicio basado en un compromiso, medible y demostrable, del nivel de cumplimiento.
- Operar bajo un sistema de distribución comercial que garantice a los clientes un servicio eficiente respecto a PQR's (Se entenderá por PQR toda solicitud que formule un consumidor ya sea verbal o escrita, que implique ajuste o sustitución de partes, piezas o repuestos con cargo a la garantía)
- Desarrollar y aplicar un modelo de indicadores que garantice la calidad del servicio a los usuarios finales.
- Definir procedimientos formales para control y estadísticas que garanticen la calidad de los servicios ofrecidos a los abonados.

Valorar la emisión de facturación, tarifas y recaudación; vinculando la gestión administrativa, comercial, y de tecnología para emitir estados financieros, flujo de caja y análisis de sensibilización.

3.9 IMPACTO DE LA PROPUESTA

3.9.2 ANÁLISIS DEL IMPACTO SOCIAL

Debido a la magnitud e importancia del proyecto dentro de la comunidad, el desarrollo integral del mismo traerá grandes beneficios colaterales intangibles, los cuales se verán plasmados en el mejoramiento de la autoestima de los abonados, así como en el mejoramiento de la imagen de la Empresa Eléctrica y en el fortalecimiento de la relación entre la Empresa y los abonados.

Uno de los principales beneficios será que al disminuirse el robo de energía, la ciudadanía sentirá que no existen inequidades sociales y que aquel que más energía consume más dinero tendrá que pagar, lo que desincentivaría el hurto o manipulación de los medidores.

Esta situación se ve reflejada en los condominios, donde cuando uno de los abonados observa que otro de los condóminos se encuentra manipulando el equipo de medición y robando energía, éste con el paso del tiempo al no observar que existan medidas represivas contra dicho robo, comenzará a realizar la manipulación en su propio equipo de medición. Con el tiempo esta irregularidad es repetida por la mayoría de los condóminos, los cuales encuentran justificación en el hecho de que “si los otros no pagan, por qué yo si tengo que hacerlo”, llegando a situaciones tales como las que se atraviesa en el edificio de oficinas El Forum, donde el robo de energía llega a niveles alarmantes de hasta un 70% de la energía consumida y registrada en el medidor totalizador, el

cual se encarga de registrar el total de la energía consumida por todos y cada uno de los locales comerciales y oficinas dentro del edificio.

Otro de los beneficios sociales es el que al instalarse medidores de energía a personas de bajos recursos, los cuales nunca habían sido tomados en cuenta, ni nunca habían recibido un documento con su nombre impreso, saben que ya no son un número más en las estadísticas del país, sino que ahora son “personas” que incluso pueden acceder a un crédito en una casa comercial, donde una de las primeras cosas que se les solicita es una factura de luz o de agua.

Así mismo, el hecho de que tanto el corte como la reconexión del servicio se los realizará de una manera automática y remota, el cliente no tendrá la oportunidad de interactuar con el personal de las unidades de corte y reconexión, por lo que la responsabilidad estricta de la suspensión del servicio de energía dependerá exclusivamente de la atención que éste ponga a sus cuentas pendientes para con la Empresa suministradora del servicio. Esto desarrollará un interés de parte del usuario por conocer de qué manera están creciendo sus consumos de energía, así como su facturación en dólares, lo que permitirá a la Empresa Eléctrica reducir el tiempo de la antigüedad de la cartera por cobrar a corto plazo.

3.9.3 ANÁLISIS DEL IMPACTO AMBIENTAL

Uno de los mayores problemas con los que tendremos que enfrentarnos dentro del desarrollo de éste proyecto, será el “Impacto Visual” de los nuevos equipos de medición, los cuales serán colocados en un panel de medidores en la parte superior del poste de alumbrado público, siendo además fuente de salida de un número determinado de cables de acometida, los cuales serán enviados en forma de líneas aéreas hacia cada una de las residencias de manera independiente. (FIGURA 15)

Para disminuir el impacto visual en zonas residenciales de nivel medio y nivel medio alto, se utilizarían medidores colocados directamente en el poste exterior de las viviendas con un solo concentrador de datos en la parte superior del poste, esto debido al hecho de que al ser residencias de mayor nivel de consumo, originaría que el peso de los conductores necesarios de acometida hacia cada uno de los predios imposibilite que estos sean enviados en forma aérea, adicionalmente se esta manera se evitaría el uso excesivo de conductor, así como el sobrecalentamiento de los mismos. (FIGURA 9). Vista de la ubicación de medidores en las zonas residenciales de estratos altos.

Este sistema cambia de manera radical el esquema que se ha mantenido en la Empresa Eléctrica desde su creación misma, lo que adicionalmente implicará un fuerte rompimiento de paradigmas en cuanto a la manera de recibir el servicio de energía eléctrica.

3.10 LINEAMIENTO PARA EVALUAR LA PROPUESTA

Exigir que uno de los parámetros a ser cumplidos obligatoriamente sea el de la comunicación en tiempo real, con todos y cada uno de los medidores comunicados a través del sistema de control telemétrico.

Verificar que el sistema propuesto permita la medición y visualización de múltiples variables de interés a través del equipo de medición, tanto para el usuario como para la Empresa Eléctrica, de tal manera que me permitan obtener provecho a la vez que le brindo valor agregado al cliente.

Verificar que el sistema adquirido incluya el visualizador el cual permitirá la observación por parte del cliente de ciertos parámetros de información de tal manera que se cumpla con lo establecido en la Ley de Defensa del Consumidor en lo concerniente al conocimiento de los valores de registro de su contador de energía.

Implementar el plan piloto como una primera fase que muestre en campo la fidelidad y operatividad del sistema, de una manera tal que se pueda medir y evaluar los resultados del plan.

Ejecutar el plan general como una segunda fase con el apoyo y auditoria de la Corporación Andina de Fomento (CAF) para implementarlo en un período de cinco años como se muestra en este estudio.

Revisar continuamente los índices de eficiencia de las áreas técnica, facturación y operaciones de la empresa, para verificar la puesta a punto del sistema en funcionamiento, mantenimiento y su sostenibilidad en el tiempo.

Implementar el sistema de monitoreo con el fin de que se optimicen los procesos administrativos y técnicos al interior de la Empresa Eléctrica.

Certificar que el costo de la implementación de las nuevas tecnologías no conlleve valores agregados a los ya presupuestados.

Realizar la actualización de los equipos de medición para obtener los beneficios económicos producto de la reducción de los costos operativos y pagos a contratistas.

4 CONCLUSIONES

En base a la información obtenida entre la comparación del balance energético y el balance comercial de la energía comprada y vendida por la Empresa Eléctrica, además de los reportes de infracciones reportadas por los departamentos de Control e inspecciones, podemos concluir que existe un alto nivel de pérdidas de energía a través de las redes de distribución de la Empresa Eléctrica.

Debido a los procesos manuales por los que atraviesa el esquema de toma de lectura, revisión de lecturas, ingreso manual de información de los registros de los medidores, novedades de lecturas y certificaciones de toma de datos, existen fallas que se multiplican y que inciden directamente en el tiempo de elaboración y posterior entrega de la factura de consumo de energía eléctrica a los clientes.

Los actuales sistemas de monitoreo y control del consumo de energía eléctrica de la ciudad de Guayaquil no son eficientes, debido al hecho de que básicamente se realizan tal y como se han venido llevando a cabo desde hace más de veinte años, ya que no se ha incluido en la cadena de procesos de control, sistemas inteligentes o automatizados que aumenten la eficiencia de los procesos.

La Empresa Eléctrica no cuenta con los equipos adecuados y suficientes para realizar las labores necesarias de monitoreo y control de los 460,000 clientes que posee en su área de concesión.

Es necesario que la Empresa Eléctrica implemente un Sistema de Monitoreo y Control Remoto de los consumos de los medidores de energía de la Empresa Eléctrica, ya que esto ayudaría a disminuir drásticamente los niveles de pérdidas no técnicas de todos y cada uno de los circuitos que se controlen a través de este sistema.

5 RECOMENDACIONES

Es necesario implementar de forma urgente un Sistema de Monitoreo y Control Remoto de los consumos de los medidores de energía de la Empresa Eléctrica, con el fin de poder reducir de manera radical las manipulaciones de los equipos de medición, así como el robo de energía eléctrica en la ciudad de Guayaquil.

De manera paralela se deberá de trabajar en la modificación de los procesos de facturación, de manera que se puedan automatizar ciertos pasos, aumentando la productividad y la eficiencia en la emisión de las facturas de consumo de energía eléctrica.

6 BIBLIOGRAFÍA

- ❖
- ❖ CIER 2006. SÍNTESIS INFORMATIVA ENERGÉTICA DE LOS PAÍSES CIER.

- ❖ COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL, Proyecto CIER 09, Identificación y Control de Pérdidas de Energía Eléctrica en Sistemas de Distribución, Quito, 2004.

- ❖ CONELEC. ESTADÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO DEL AÑO 2005

- ❖ CONELEC. ESTADÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO RESÚMEN DEL AÑO 2006.

- ❖ CONELEC. ESTADÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO RESÚMEN DEL AÑO 2007.

- ❖ EDENOR. DIRECCIÓN COMERCIAL PROYECTO SUSTENTABLE DE MEDIDORES PREPAGO EN LA ARGENTINA.

❖

- ❖ Eficiencia de la Gestión de los Institutos Públicos de la Provincia de Alicante, España. El Concepto de Eficiencia.
- ❖ GUÍA ELÉCTRICA 2006. Especializada del Sector Eléctrico. Pérdidas de Energía Eléctrica en Latinoamérica y el Caribe.
- ❖ LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO, Cap. III, Estructura del Sector Eléctrico, Quito, 1996.
- ❖ LEY ORGÁNICA DE DEFENSA DEL CONSUMIDOR, Artículo 39 y Artículo 40, Servicios Públicos Domiciliarios, Quito, 4 de Julio del 2000.
- ❖ PÉRDIDAS NEGRAS. DIAGNÓSTICO DE SITUACIÓN ACTUAL. Histórico de Pérdidas Anuales de energía Eléctrica.

7 ANEXOS

7.1 ANEXOS DE FIGURAS

7.2 ANEXOS DE GRÁFICOS

7.3 ANEXOS DE TABLAS

FIGURA 1

SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



FIGURA 2

SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

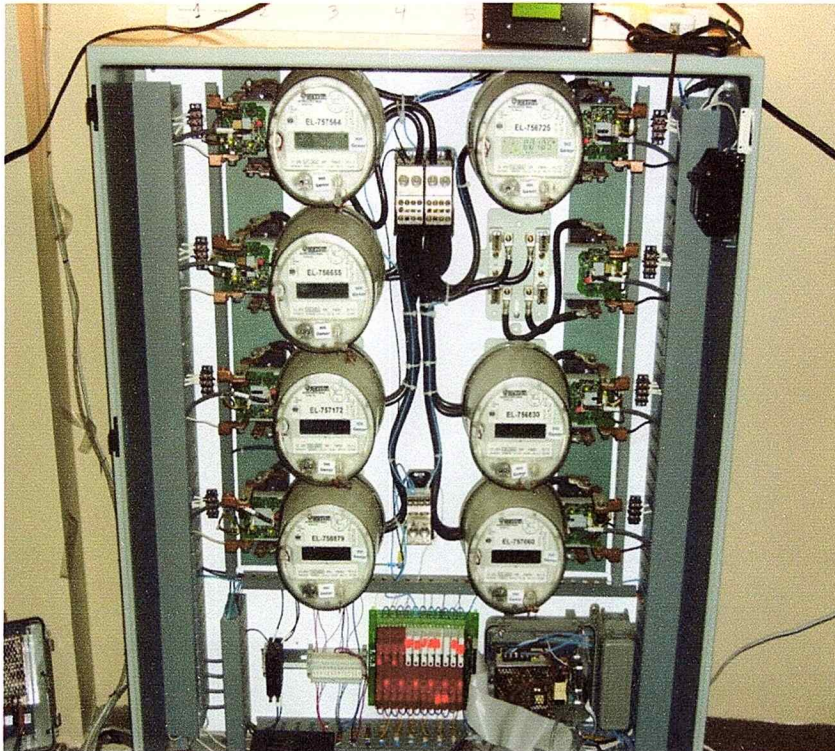


FIGURA 3

INTERCONEXIÓN ECUADOR – PERÚ - COLOMBIA - VENEZUELA

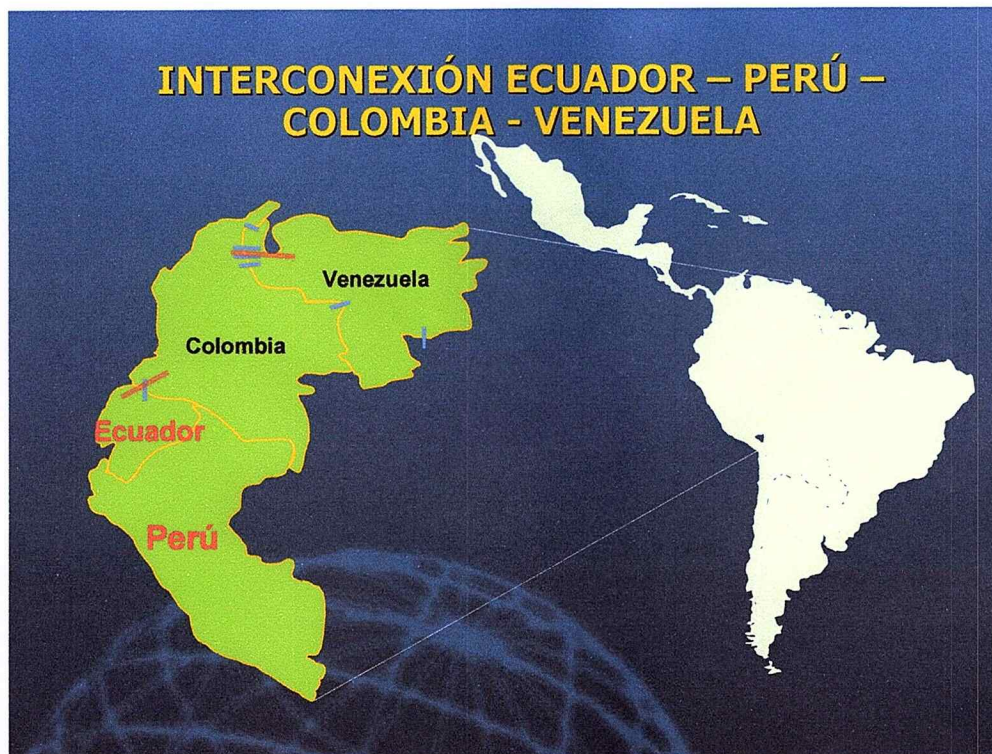


FIGURA 4

ESQUEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

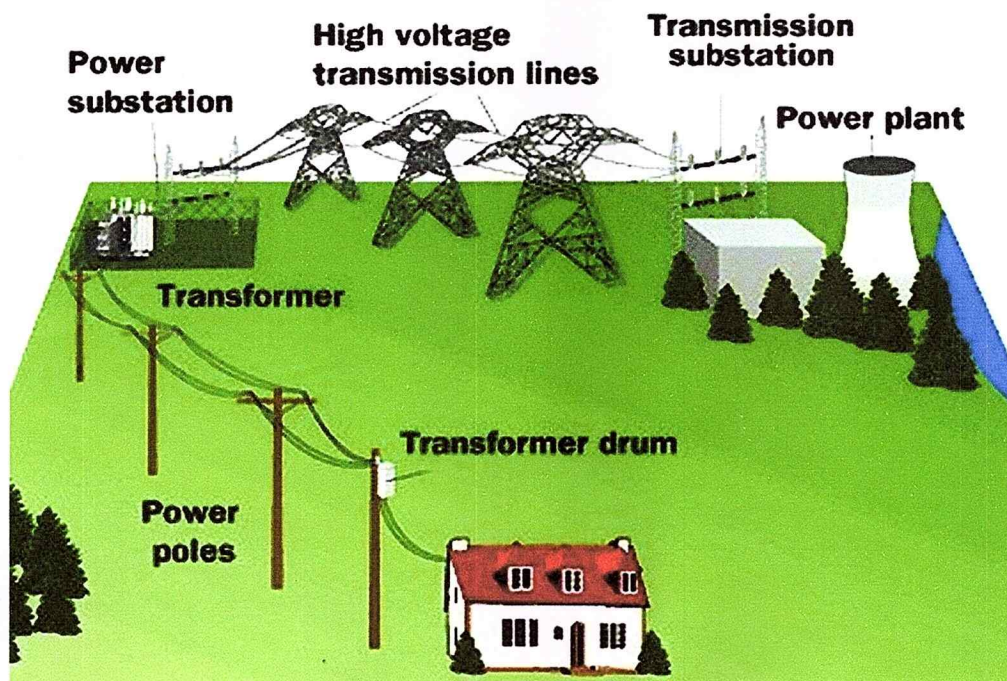


FIGURA 5
PUNTO DE ENTREGA DE UNA SUBESTACIÓN

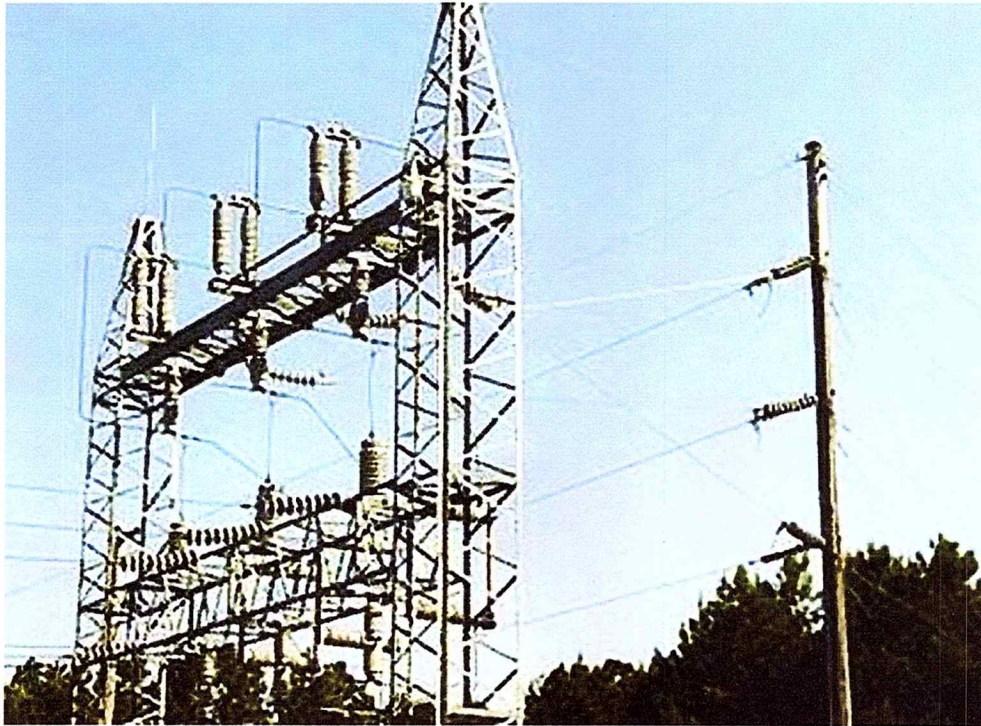


FIGURA 6
GATEWAY DE TRASMISIÓN DE DATOS

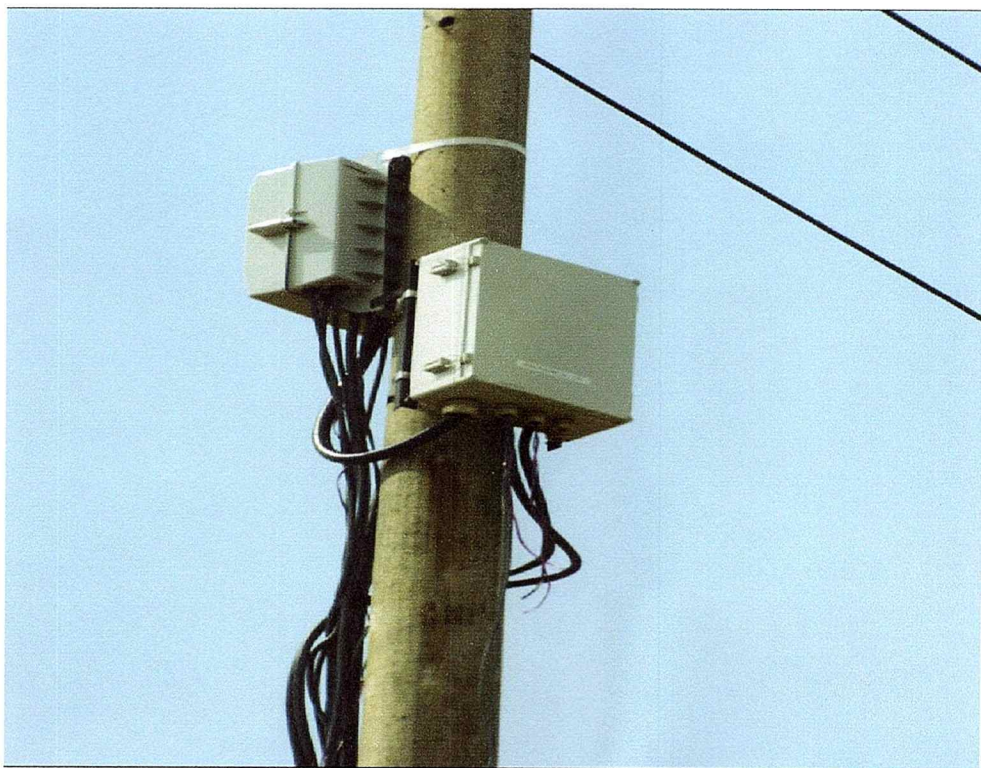


FIGURA 7
TARJETA DE COMUNICACIÓN DE DATOS

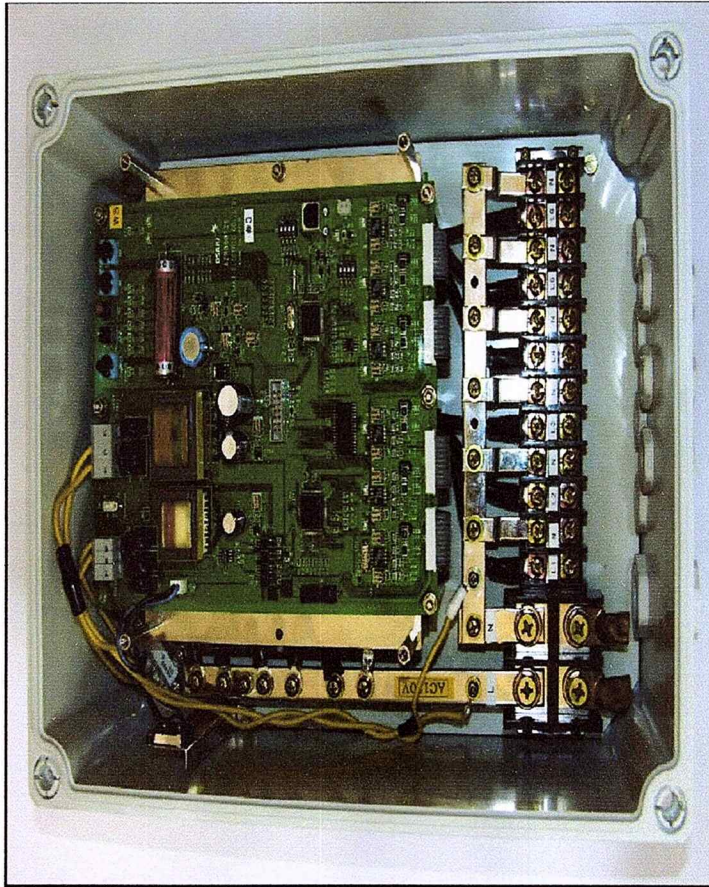


FIGURA 8
VISOR DE DATOS DE CONSUMO

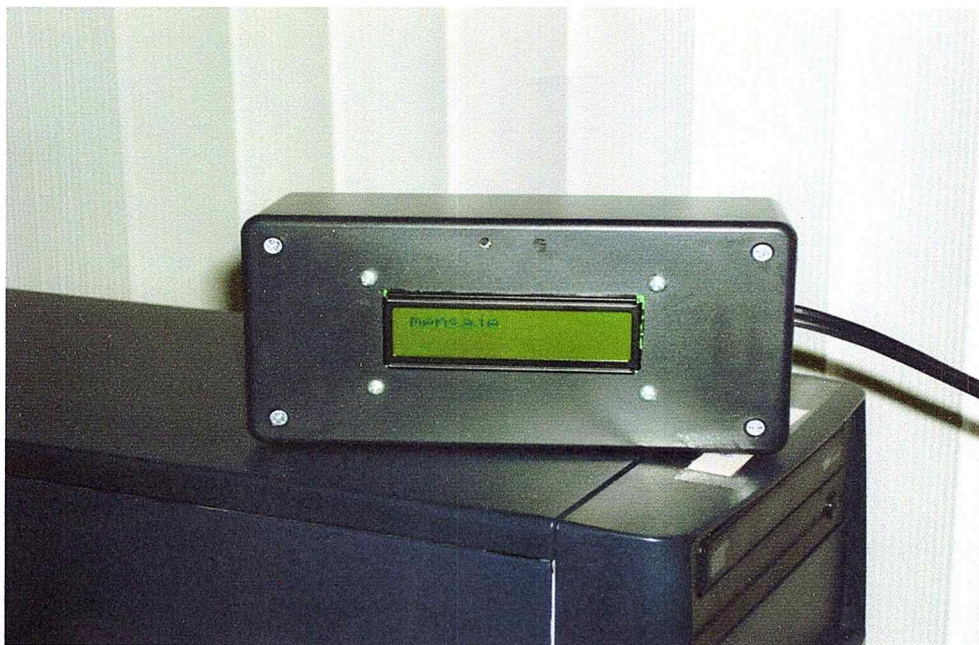


FIGURA 9

INSTALACIÓN DE GABINETES O PANELES ANTIHURTO



FIGURA 10

ESQUEMA DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN IDEAL

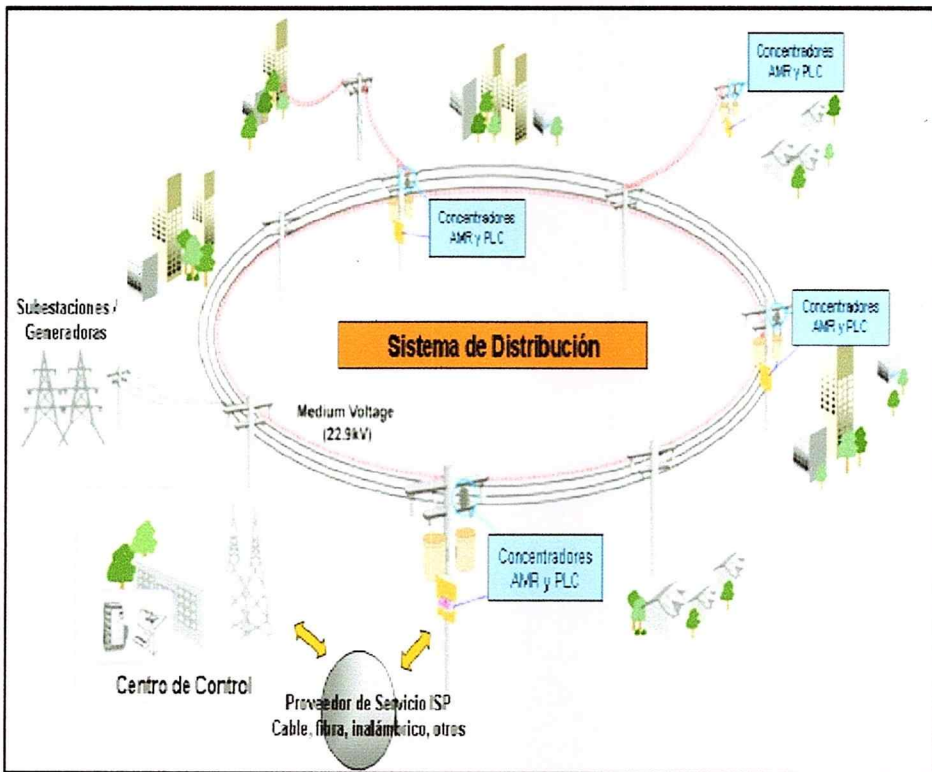


FIGURA 11

ESQUEMA DE UBICACIÓN DE LOS CONCENTRADORES

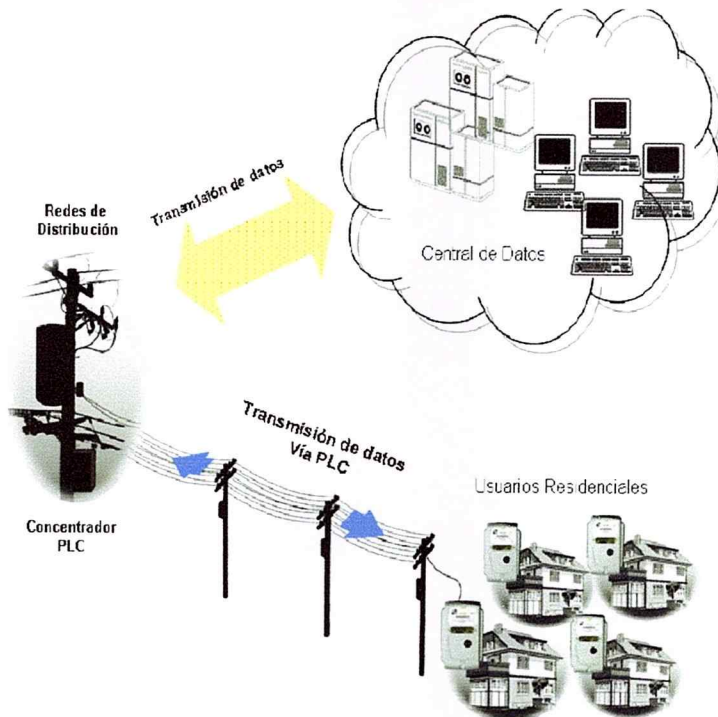


FIGURA 12

MEDIDORES DIGITALES PARA MONITOREO ELECTRÓNICO

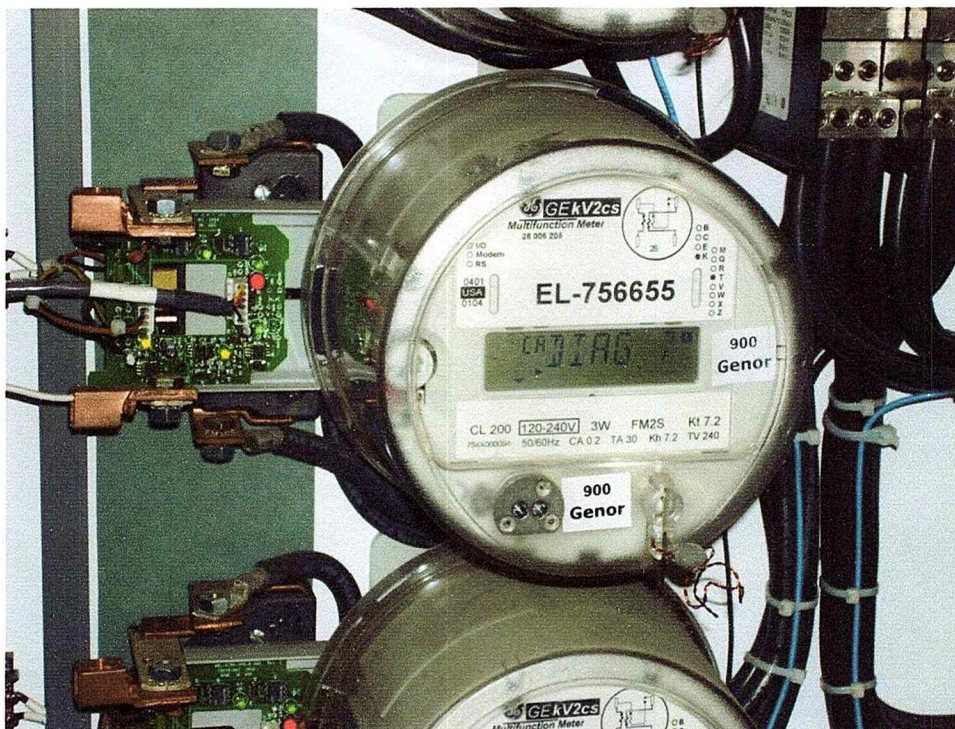


FIGURA 13

MEDIDORE ALTERNO DE ESCABILIDAD

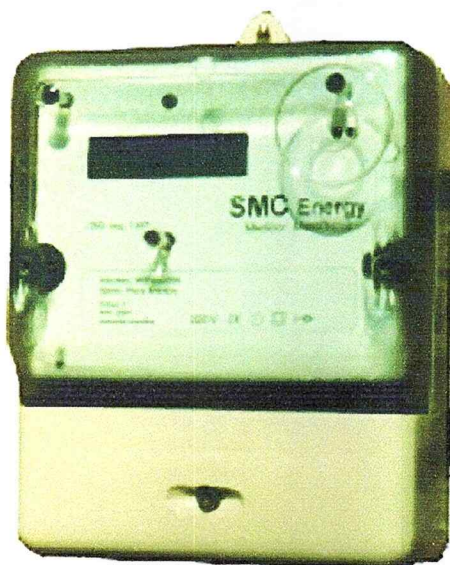


FIGURA 14

PANEL CON CAPACIDAD DE HASTA 12 MEDIDORES

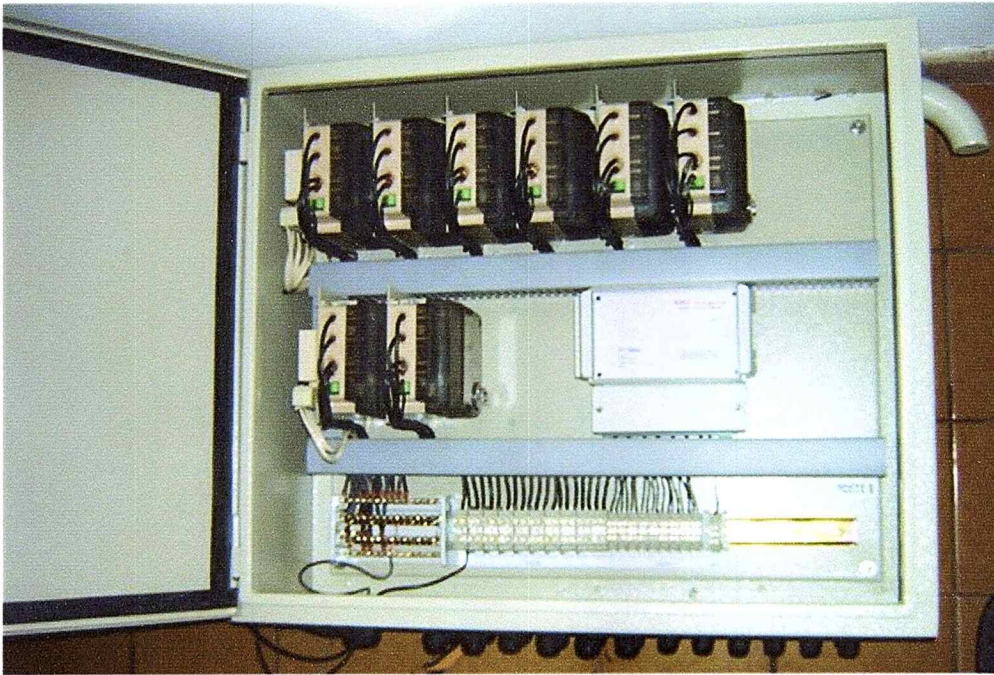


FIGURA 15

ACTUALES PANELES DE MEDICIÓN



GRÁFICO 1

NIVEL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA REGIÓN ANDINA

Evolución de las Pérdidas de Distribución

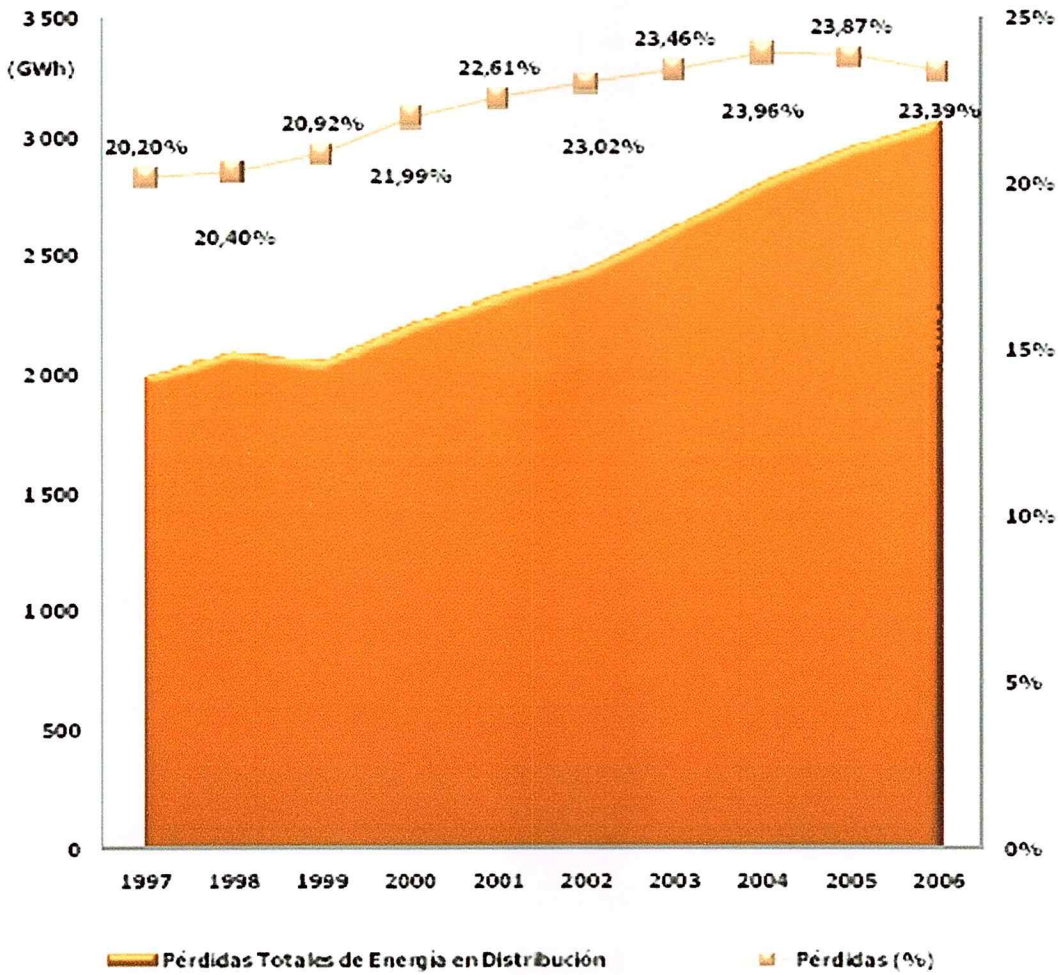


GRAFICO 2
METODOLOGÍA ACEPTADA POR EL CONELEC
PORCENTAJE DE PÉRDIDAS PONDERADAS A 12 MESES

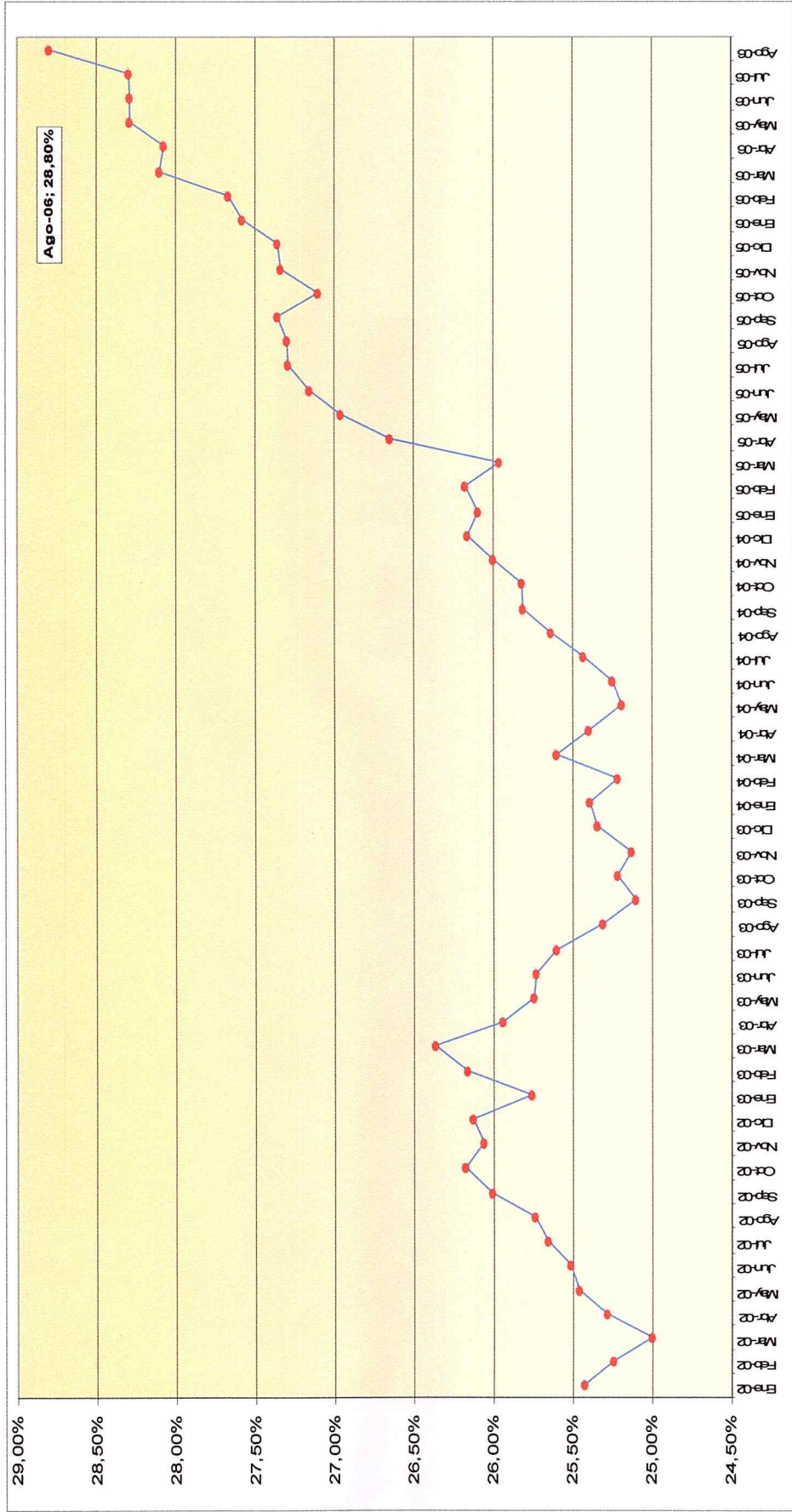


GRAFICO 3

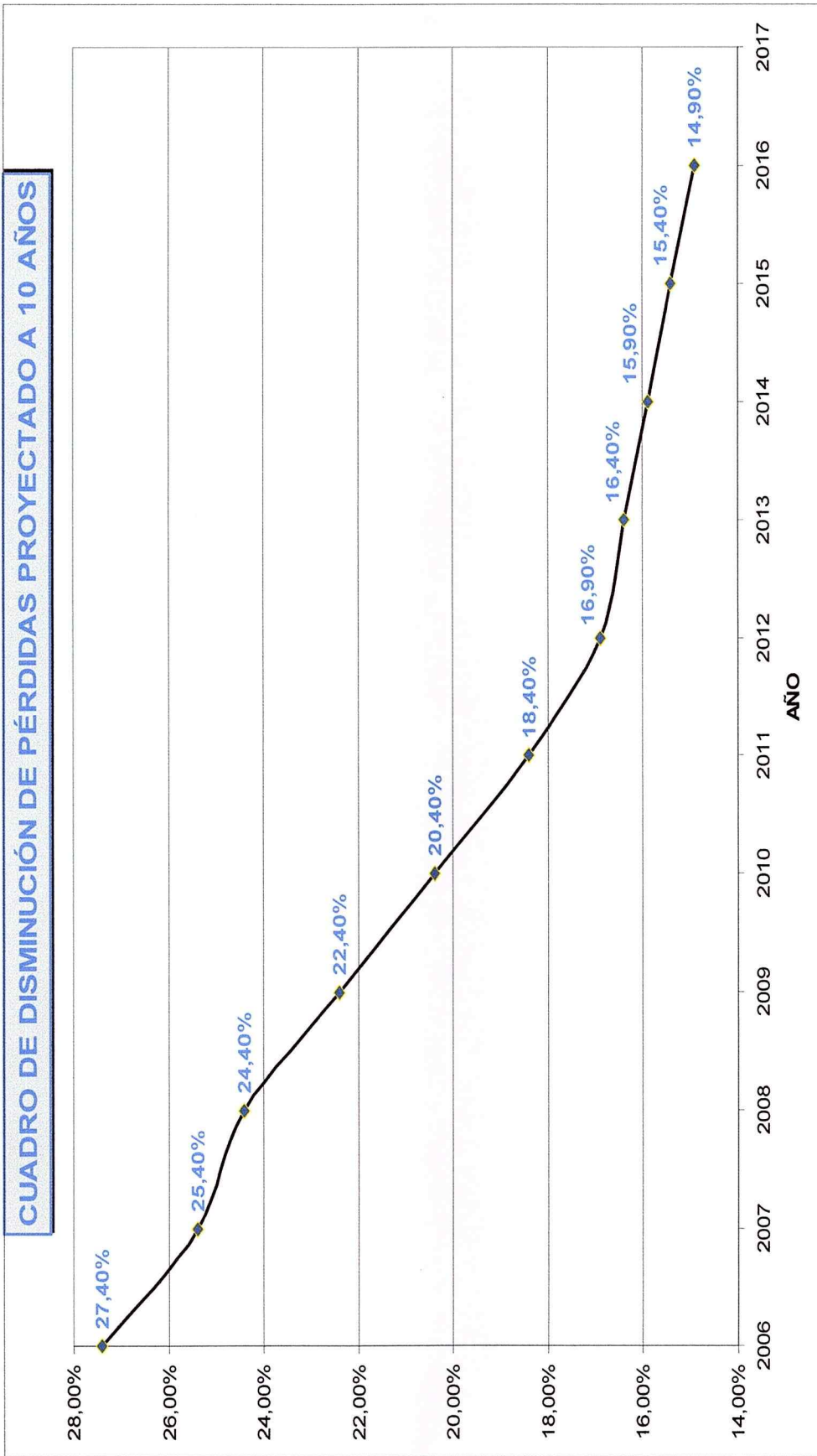


GRÁFICO 4

PRECIOS MEDIOS A CLIENTES FINALES POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN EL AÑO 2006

Mes	Grupo de Consumo					Total
	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros	
Ene	9,73	8,31	5,40	11,42	7,94	8,45
Feb	9,74	8,15	5,52	11,60	7,47	8,45
Mar	9,74	8,14	5,36	11,24	7,92	8,37
Abr	9,81	8,18	5,41	11,43	7,09	8,44
May	9,83	8,26	5,33	11,55	7,24	8,36
Jun	9,83	8,18	5,34	11,77	7,72	8,37
Jul	9,81	8,22	5,32	11,54	7,86	8,38
Ago	9,73	8,19	5,45	11,60	7,61	8,40
Sep	9,74	8,19	5,47	11,74	7,53	8,37
Oct	9,75	8,14	5,44	11,51	7,45	8,35
Nov	9,79	8,18	5,31	11,61	7,54	8,35
Dic	9,78	8,09	5,41	11,50	7,57	8,37
Total	9,77	8,19	6,39	11,59	7,63	8,39

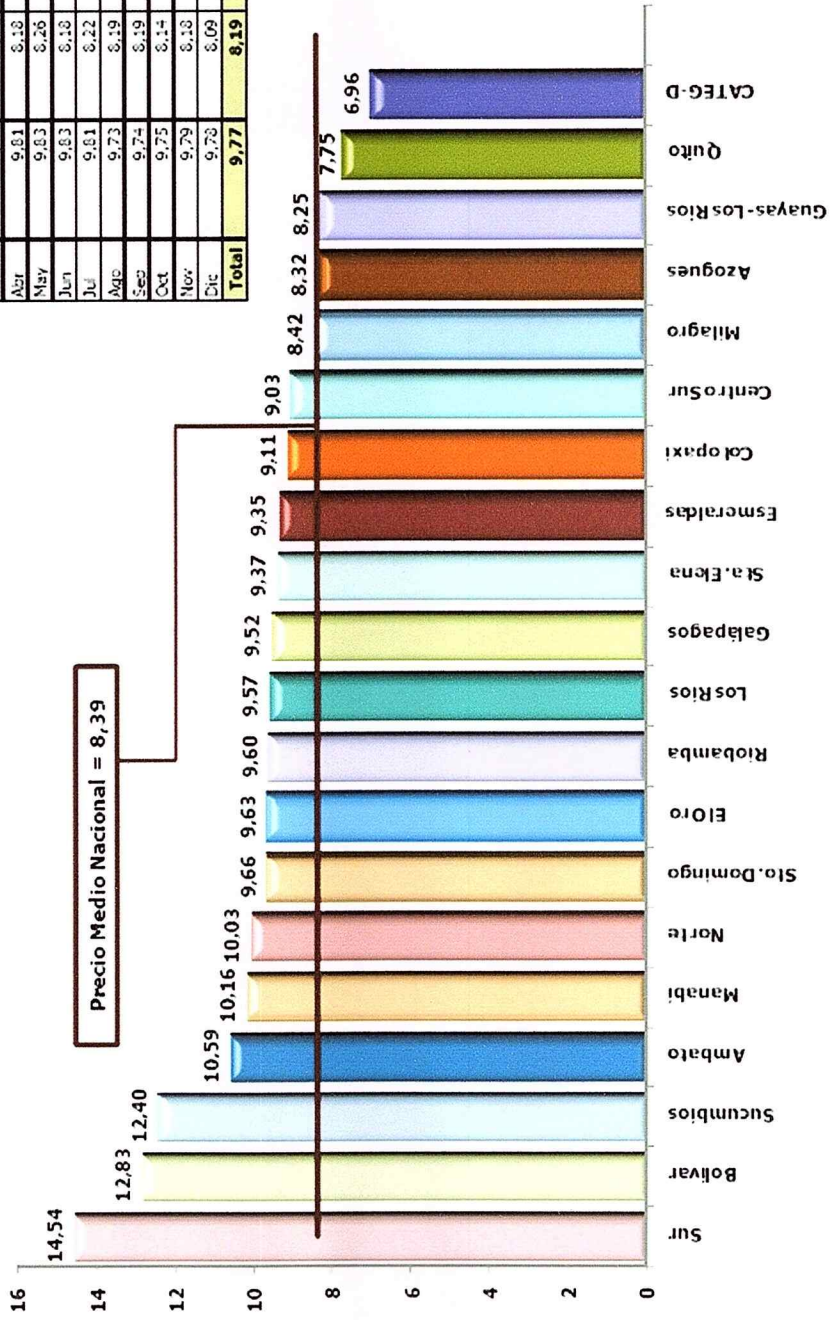


GRÁFICO 5

NIVEL DE PRECIOS DE ENERGÍA EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

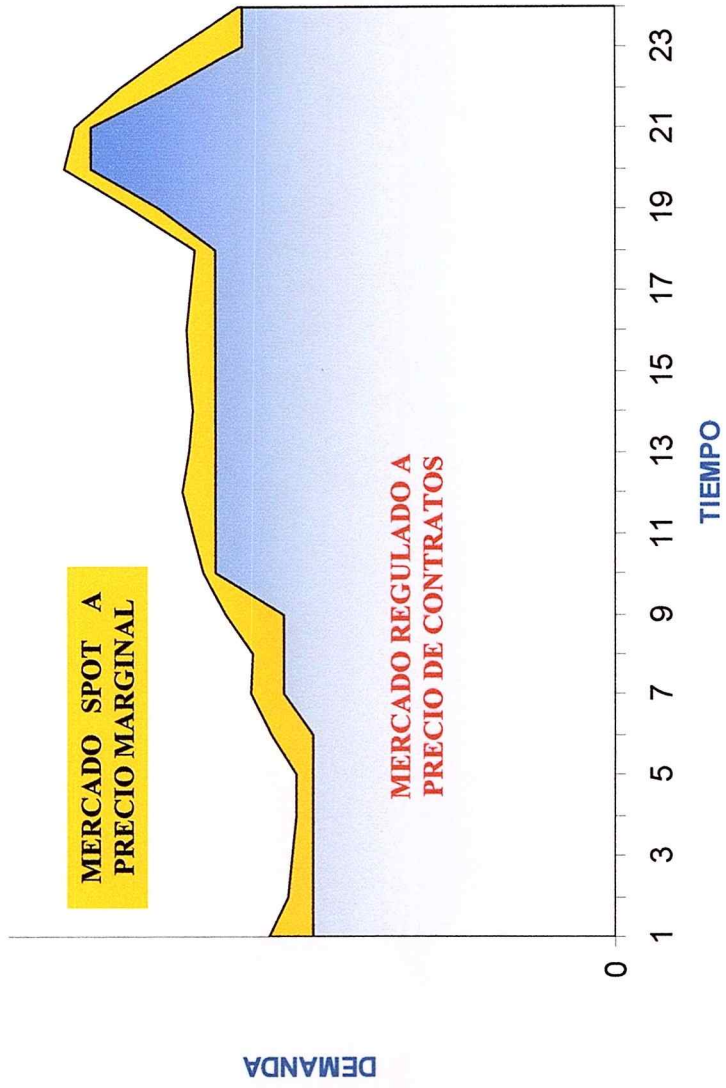


GRÁFICO 6

RELACIÓN ENTRE EL PRECIO DE LOS CONTRATOS Y EL PRECIO DEL MERCADO SPOT

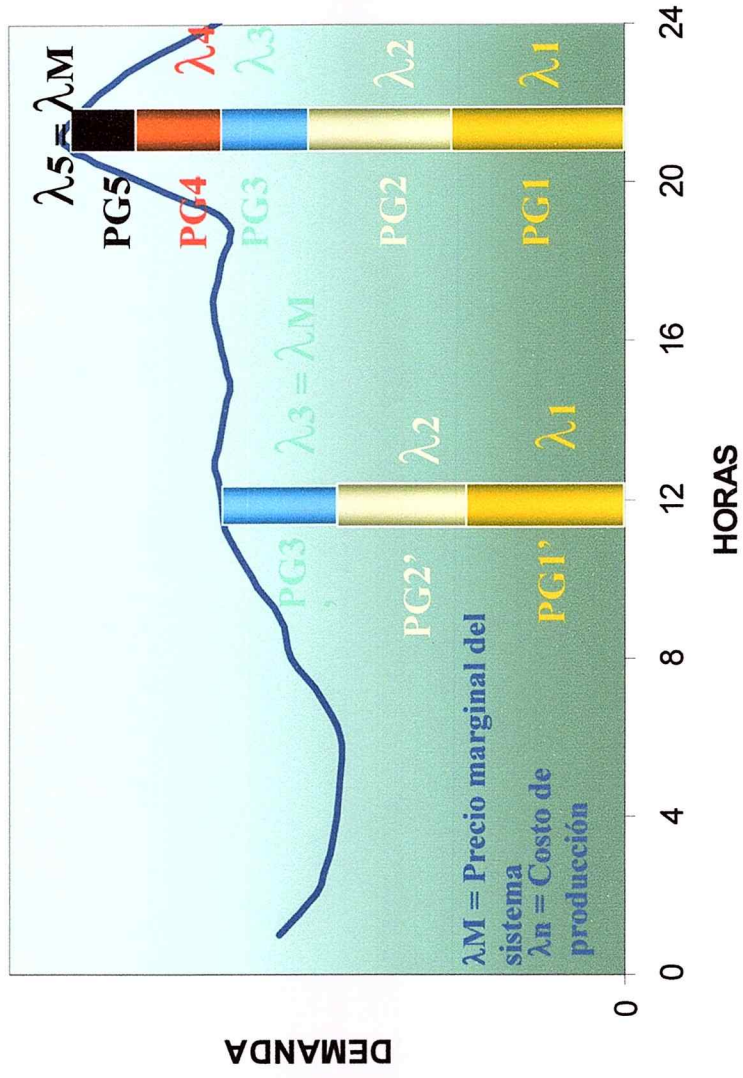
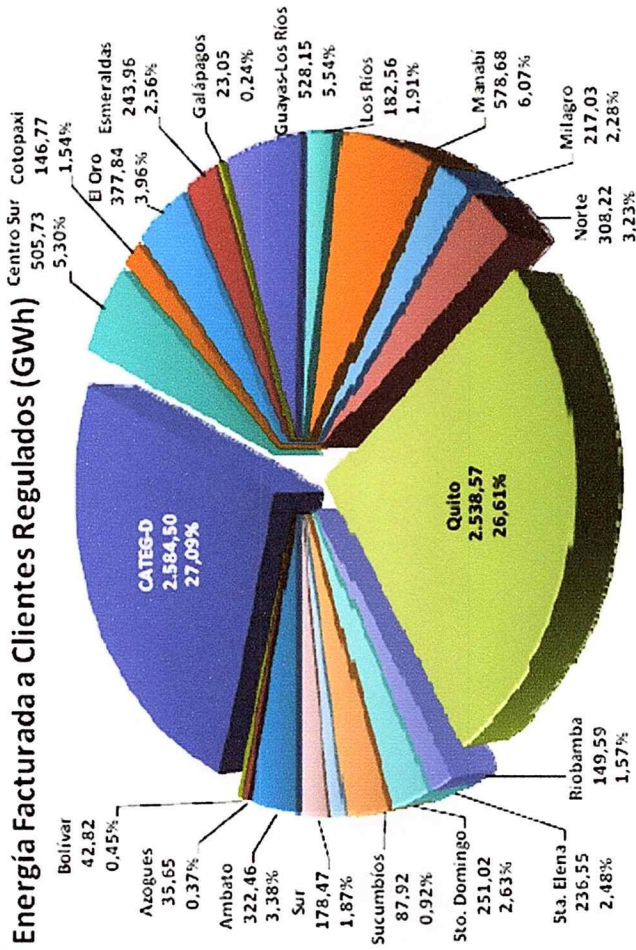


GRAFICO 7

La energía disponible en las distribuidoras para venta a sus clientes finales, fue de 13 054,15 GWh, de los cuales:

- 13 001,48 GWh (99,59%) fueron entregados por el MEM
- 40,17 GWh (0,31%) se obtuvieron de sistemas no incorporados al S.N.I.; Y,
- 12,50 GWh (0,10 %) procedieron de Autoproductoras no incorporados al SNT.



Las Distribuidoras facturaron a sus clientes finales 10 010,39 GWh:

- 9 549,67 GWh a Clientes Regulados; Y,
- 460,72 GWh a No Regulados.

En la energía facturada a clientes no regulados se incluye:

- Ventas de la E.E. Sur a 7 sectores del norte de Perú (0,16 GWh);
- Energía reconocida por Grandes Consumidores a las Distribuidoras a través de los peajes (25,45 GWh); Y,
- Ventas a Grandes Consumidores que mantienen contratos directos con las Distribuidoras (435,11GWh)
Teimsa (diciembre), Aga (desde julio), Cartonera (desde julio), Electroables, Exporlobe (noviembre y diciembre), Hotel Oro Verde (diciembre), Molinera (diciembre), Pica (diciembre), Plastit(d desde agosto), Reysac (diciembre), Trilex, Cartopel, Erco, Graiman, Itaipisos, Cedal, Familia Sancela, Holcim San Rafael, Novacero, Provefruit, Acosa, Adelca, EBC Quito(enero y febrero), Enkador, Gus Uyumbicho, Incasa, Interfibra (desde abril), Lanafit, Plasticsacks, Tesalia, Bopp Quito, Danec, Delltex y Malca.

GRAFICO 8

**PERDIDAS DE ENERGIA
EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR - CATEG**

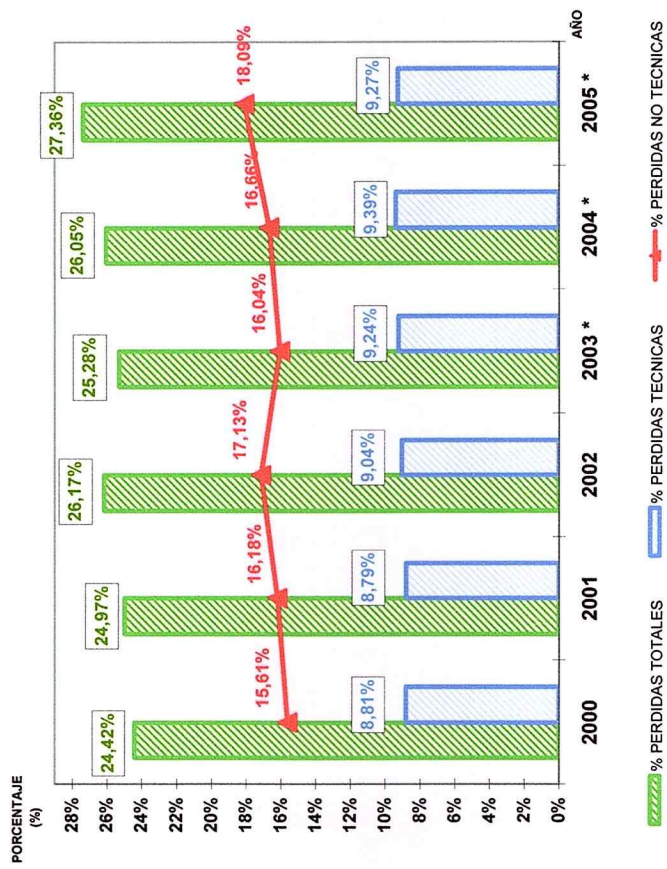


TABLA 1

PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA PONDERADAS

Año	ENERGIA		Perdidas Totales (MWh)	%		
	DISPONIBLE**	FACTURADA		PERDIDAS		
	(Mwh)	(Mwh)		TOTALES	TECNICAS	NO TECNICAS
2000	2.981.747,97	2.253.741,26	728.006,71	24,42%	8,81%	15,61%
2001	2.994.483,49	2.246.710,88	747.772,60	24,97%	8,79%	16,18%
2002	3.118.271,28	2.302.288,16	815.983,12	26,17%	9,04%	17,13%
2003	3.210.748,33	2.399.096,70	811.651,63	25,28%	9,24%	16,04%
2004	3.301.505,32	2.441.453,51	860.051,81	26,05%	9,39%	16,66%
2005	3.396.535,31	2.467.221,33	929.313,98	27,36%	9,27%	18,09%

TABLA 2

CIRCUITOS SECUNDARIOS A SER MODIFICADOS

Parámetros actuales				Parámetros que se esperan alcanzar con el proyecto				
Zona	Número de clientes	Energía mensual Facturada en Invierno KWH	Kwh/mes por cliente	Número de clientes	Kwh	Kwh/mes	KVA TRAFO	Cantidad Trafo
50	2,435	972,391	399	2,618	1'473.320	563	37.5	218
70	5,697	2,959,151	519	6,126	4'483.562	732	37.5	511
77	10,243	6,272,568	612	11,014	9'503.890	863	50	918
81	8,880	4,511,019	508	9,548	6'834.877	716	37.5	796
83	16,975	5,099,874	300	18,253	7727082	423	25	1521
85	4,862	1,816,030	374	5,228	2751561	526	25	436
90	4,731	1,780,713	376	5,087	2698050	530	25	424
91	4,583	1,380,389	301	4,928	2091499	424	25	411
Total	58,406	24,792,135	424	62,802	37563841	598		5235
					Transformad	50 KVA	37,5 KVA	25 KVA
					Cantidad	918	1525	2792

TABLA 3

CUADRO DE RECUPERACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

RECUPERACION DE LAS PERDIDAS					
Consumo promedio facturado Mensual [KWH]	Consumo/mes real esperado [KWH]	Pérdidas/mes Kwh.	Costo del Kwh. \$	Costo total mensual \$	Costo total por año \$
22,723,227	34,429,131	11,705,905	0.0746	873,260.49	10,479,125.88

TABLA 4

DISMINUCIÓN DE COSTOS OPERATIVOS

DISMINUCIÓN DE COSTOS OPERATIVOS			
ACTIVIDAD	\$/cliente	Número de clientes	\$/mes
Lecturas, verificaciones, digitación y materiales	0.15	62802	9420.3
Corte	1.8	9420	16956
Reconexión	2	9420	18840
Inspección	4	5234	20936
Acometidas Triplex #4	11.4	1413	16108.2
Grapas p´ #4	3.27	1047	3.423.036
Acometidas Triplex #1/0	29.4	71	2077.11
Grapas p´ #1/0	3.05	209	638.548
Sellos de seguridad de los medidores	0.17	125604	21352.68
Atención de Reclamos	5	2600	13000
Representación legal en reclamos	50	130	6500
TOTAL/MES			129.251.87
TOTAL/AÑO			1'551.022.49

TABLA 5**BENEFICIOS CUANTITATIVOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE CONTROL DE PÉRDIDAS**

RESULTADO DE LA GESTION	\$ / año
Recuperación de pérdidas	10,479,125.88
Reducción de costos operativos	1,551,022.49
TOTAL	12,030,148.37

TABLA 6**PRECIO DE LA ENERGÍA EN CONTRATOS PPA ´S**

PERIODO	PORCENTAJE EN CONTRATO	PORCENTAJE EN SPOT	PRECIO CONTRATOS cUSD/Kwh
Mar-04 / Abr-05	79,80%	20,20%	3,27
Abr-05 / Mar-06	73,40%	26,60%	3,6

TABLA 7

FLUJO DE CAJA PROYECTADO - AÑOS 1 AL 5

En US\$

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total
Porcentaje Medidores Operativos	50%	100%	100%	100%	100%	
Ingresos						
Prestamo de la CAF	13,500,000					13,500,000
Rescate de Perdidas Controladas	6,039,447	12,078,893	12,078,893	12,078,893	12,078,893	54,355,019
Ingresos por pago de reconexiones	234,000	468,000	468,000	468,000	468,000	2,106,000
Total Ingresos	19,773,447	12,546,893	12,546,893	12,546,893	12,546,893	69,961,019
Egresos						
Pago Proveedores	13,500,000					13,500,000
Operación (Monitoreo)	300,000	600,000	600,000	600,000	600,000	2,700,000
Pago a la CAF						
Capital	2,500,000	5,000,000	6,000,000			13,500,000
Intereses	945,000	770,000	420,000			2,135,000
Total Egresos	17,245,000	6,370,000	7,020,000	600,000	600,000	31,835,000
Total	2,528,447	6,176,893	5,526,893	11,946,893	11,946,893	38,126,019
Total Acumulado	2,528,447	8,705,340	14,232,233	26,179,126	38,126,019	

TABLA 8

TABLA DE AMORTIZACIÓN DE LA INVERSIÓN

FINANCIAMIENTO CAF							
	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	TOTAL
Capital		13500000					
Plazo - Años		3					
Tasa de Interés		7%					
Dividendo							
Interés		\$ 945.000	\$ 770.000	\$ 420.000			\$ 2.135.000
Abono a Capital		\$ 2.500.000	\$ 5.000.000	\$ 6.000.000			\$ 13.500.000
Total Dividendos		\$ 3.445.000	\$ 5.770.000	\$ 6.420.000			\$ 15.635.000

EVALUACIÓN ECÓNOMICA							
	0	1	2	3	4	5	
Flujo neto de caja	\$ -13.500.000	\$ 2.528.447	\$ 6.176.893	\$ 5.526.893	\$ 11.946.893	\$ 11.946.893	\$ 38.126.019
Tasa de descuento	10,00%						
TIR	35,86%						
VAN	\$ 13.633.864						
Período de recuperación	3 años						