

T
350.8722
OCH



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**METODOLOGÍA PARA EL CALCULO DEL VALOR AGREGADO
DE DISTRIBUCIÓN DE EMPRESAS ELECTRICAS DE
DISTRIBUCIÓN DEL ECUADOR**

PROYECTO DE TOPICO DE GRADUACIÓN

Previa a la obtención del título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACIÓN; POTENCIA



CIB-ESPOL

Presentada por:

Juan Carlos Ochoa Alfaro

César Willington Patino Román

Franklin Vicente Rodríguez Pérez



CIB-ESPOL

GUAYAQUIL - ECUADOR

2005

AGRADECIMIENTO

A todas las personas que de una u otra manera ayudaron a la realización de este trabajo y con especial aprecio al Ing. Juan Saavedra Mera, Director del Tópico, por su invaluable colaboración.

DEDICATORIA

Juan Carlos Ochoa Alfaro

**A Dios y la Virgen del Cisne
A mi Madre
A la memoria de mi Padre(+)
A mis hermanos
A toda mi Familia
A mis amigos
A todos los me han apoyado**

César Patino Román

**A Dios y la Virgen del Cisne
A mis Padres
A mis hermanos
A toda mi familia en general
Y a mis amigos que han hecho posible
Que llegue a culminar mi carrera.**

Franklin Rodríguez Pérez

DECLARACIÓN EXPRESA

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

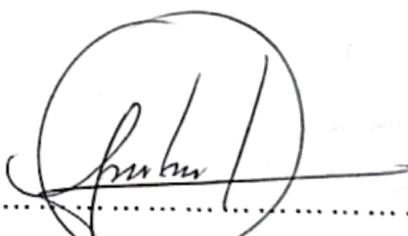
" La responsabilidad del contenido de este Proyecto de Grado, nos corresponden exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL."



.....
Juan Carlos Ochoa Alfaro

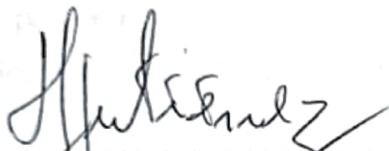


.....
César Patino Román



.....
Franklin Rodríguez Pérez

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



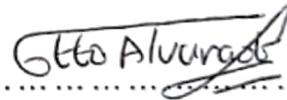
Ing. Hernán Gutiérrez
PRESIDENTE



Ing. Juan Saavedra
DIRECTOR



Ing. Jorge Chiriboga
VOCAL



Ing. Otto Alvarado
VOCAL

RESUMEN

El trabajo que presentamos a continuación describe el marco normativo de la remuneración en el negocio de distribución, la metodología empleada para la obtención del valor agregado de distribución (VAD), la aplicación específica a una empresa distribuidora de energía local y la comparación con los países vecinos.

En el primer capítulo se aborda algunas definiciones y reseña del mercado eléctrico mayorista (MEM) ecuatoriano, su esquema legal, objetivos, estructura funcional, y agentes del MEM.

En el segundo capítulo se indica el marco legal general de la actividad del distribuidor. Las normas que regulan la actividad del distribuidor, los organismos de regulación y control, concesiones del distribuidor, fijación y ajuste de remuneraciones, y relación del distribuidor con grandes consumidores.

El tercer capítulo menciona el método empleado en el cálculo de la remuneración regulada de la actividad del distribuidor. Describe la metodología para la determinación de los costos totales de servicio de la empresa y la valoración de potencia y energía, que se relacionan para efectos del cálculo del valor agregado de distribución .

En el cuarto capítulo se detalla el cálculo del valor agregado de distribución para una empresa específica, siguiendo la metodología establecida en el tercer capítulo.

El último capítulo hace una comparación de la metodología del cálculo del VAD local con la de Colombia y Perú.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	VIII
INDICE GENERAL.....	X
INDICE TABLAS.....	XV
INTRODUCCIÓN.....	1

CAPITULO 1.

1. DEFINICIONES Y RESEÑA DEL MERCADO ELÉCTRICO.....	4
1.1. Nuevo Esquema Legal.....	4
1.2. Objetivos del Nuevo Modelo.....	5
1.3. Estructura Funcional.....	5
1.3.1. Administración del MEM.....	5
1.4. Agentes del MEM.....	6
1.4.1. Empresas de Generación.....	6
1.4.2. Empresa de Transmisión.....	7
1.4.3. Empresas de Distribución.....	7
1.4.4. Grandes Consumidores.....	7
1.4.5. Autoproductores.....	7

CAPITULO 2.

2. MARCO LEGAL GENERAL DE LA ACTIVIDAD DEL DISTRIBUIDOR.....	8
2.1. Normas que regulan la actividad del Distribuidor.....	8
2.1.1. Ley de Régimen del Sector Eléctrico.....	8

2.1.2.	Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.....	11
2.1.3.	Reglamento de Tarifas Eléctricas.....	12
2.2.	Organismos de Regulación y Control.....	13
2.3.	Carácter de las concesiones de distribución.....	17
2.4.	Procedimiento para la fijación de remuneraciones al distribuidor.....	18
2.5.	Papel del distribuidor como intermediario en la energía.....	19
2.6.	Relación del Distribuidor con los grandes consumidores a los que presta el Servicio de su Red.....	20
2.7.	Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor.....	21

CAPITULO 3.

3	MÉTODOS DE CÁLCULO DE LA REMUNERACIÓN REGULADA DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN.....	22
3.1	Remuneración de los activos del distribuidor.....	22
3.1.1	Descripción del método para la determinación y valoración de los activos a remunerar.....	23
3.1.2	Tasa de retorno de las inversiones.....	23
3.2	Costos de operación y mantenimiento, administración y gastos de comercialización.....	25
3.3	Costos Totales de Servicio.....	26
3.4	Valores de Energía y Potencia Disponibles.....	26
3.5	Valor Agregado de Distribución por Potencia.....	27
3.6	Valor Agregado de Distribución por Energía.....	28
3.7	Valor Agregado de Distribución por Comercialización.....	29
3.8	Valor Agregado de Distribución Total.....	29

3.9	Contratación de los estudios técnicos y controversias respecto a los mismos.....	29
-----	--	----

CAPITULO 4.

4	CALCULOS DEL VAD DE LA EMPRESA ELECTRICA LOCAL (CATEG).....	31
4.1	Características de la zona de concesión y de la red de la Empresa.....	31
4.2	Pérdidas reconocidas en las remuneraciones.....	32
4.3	Valoración de los Activos de la Empresa por Etapas Funcionales.....	33
4.3.1	Subtransmisión.....	34
4.3.1.1	Líneas de Subtransmisión.....	34
4.3.1.2	Subestaciones.....	35
4.3.2	Media Tensión.....	37
4.3.2.1	Redes de Media Tensión.....	37
4.3.3	Baja Tensión.....	39
4.3.3.1	Transformadores de Distribución.....	39
4.3.3.2	Redes de Baja Tensión.....	41
4.3.3.3	Alumbrado Público.....	42
4.3.4	Cálculo de las Anualidades de los Activos de la Empresa.....	43
4.4	Cálculo del Costo Total del Servicio.....	44
4.5	Valores de Potencia Disponibles por Etapas Funcionales.....	45
4.6	Valores de Energía Disponibles por Etapas Funcionales.....	46
4.7	Cálculo de los factores de expansión de pérdidas de potencia y energía.....	46
4.8	Cálculo de Valor Agregado de Distribución por Potencia.....	47

4.9	Cálculo de Valor Agregado de Distribución por Energía.....	49
4.10	Cálculo de Valor Agregado de Distribución por Comercialización.....	52
4.11	Cálculo de Valor Agregado de Distribución Total.....	53
4.12	Déficit Tarifario.....	54

CAPITULO 5

5	COMPARACION DE LA METODOLOGÍA DEL CALCULO DEL VAD LOCAL CON LA DE COLOMBIA Y PERU.....	55
5.1	VAD de Colombia.....	55
5.1.1	Metodología.....	56
5.1.2	Empresa CODENSA.....	58
5.1.2.1	Características de la zona de concesión y de la red de la Empresa.....	58
5.1.2.2	Pérdidas reconocidas en las remuneraciones	59
5.1.2.3	Valores del VAD.....	60
5.2	VAD de Perú.....	60
5.2.1	Metodología.....	61
5.2.2	Empresa EDELNOR.....	63
5.2.2.1	Características de la zona de concesión y de la red de la Empresa.....	63
5.2.2.2	Pérdidas reconocidas en las remuneraciones	64
5.2.2.3	Valores del VAD.....	64
5.3	Análisis comparativo.....	65
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	68
	Conclusiones.....	69
	Recomendaciones.....	73

ANEXOS.....	74
Anexo A: Ley del Régimen del Sector Eléctrico.....	75
Anexo B : Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico	79
Anexo C : Reglamento de Tarifas Eléctricas.....	81
Anexo D : VRN-CATEG.....	91
GLOSARIO.....	111
BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.....	114

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1 Calificación Grandes Consumidores.....	19
Tabla 4.1 Porcentaje de pérdidas técnica.....	32
Tabla 4.2 Porcentaje de pérdidas no técnicas.....	33
Tabla 4.3 Líneas de Subtransmisión (extracto).....	34
Tabla 4.4 Subestaciones (extracto).....	35
Tabla 4.5 Redes de Media Tensión (extracto).....	37
Tabla 4.6 Transformadores de distribución (extracto).....	39
Tabla 4.7 Redes de Baja Tensión.....	41
Tabla 4.8 Alumbrado Público.....	42
Tabla 4.9 Anualidades de Activos.....	44
Tabla 4.10 Costo Total del Servicio.....	45
Tabla 4.11 Potencia Disponible por Etapas Funcionales.....	45
Tabla 4.12 Energía Disponible por Etapas Funcionales.....	46
Tabla 4.13 Factores de Expansión de Pérdidas.....	47
Tabla 4.14 Costo Propio de Potencia.....	47
Tabla 4.15 VAD de Potencia.....	48
Tabla 4.16 Costo Propio de Energía.....	49
Tabla 4.17 Costo Total de Energía.....	50
Tabla 4.18 VAD de Energía.....	51
Tabla 4.19 Costo de Comercialización.....	52
Tabla 4.20 VAD de Comercialización.....	52
Tabla 4.21 VAD Total	53
Tabla 5.1 Pérdidas Técnicas CODENSA.....	59
Tabla 5.2 Pérdidas no Técnicas CODENSA.....	59
Tabla 5.3 VAD CODENSA.....	60
Tabla 5.4 Sectores de Distribución Perú.....	62

Tabla 5.5	Indicadores de clasificación Perú.....	62
Tabla 5.6	Pérdidas Técnicas EDELNOR.....	64
Tabla 5.7	Pérdidas no Técnicas EDELNOR.....	64
Tabla 5.8	VAD EDELNOR.....	64
Tabla 5.9	Análisis comparativo marco general.....	65
Tabla 5.10	Análisis comparativo metodología.....	67
Tabla 5.11	Análisis comparativo VAD.....	67

INTRODUCCIÓN

Este trabajo aborda el tema de la metodología para la obtención del valor agregado de distribución (VAD), que es requerido en la regulación de las empresas de distribución eléctrica, basada en el concepto de empresa "eficiente" o empresa "modelo". Las empresas de distribución eléctrica, como industrias de red, tienen como objetivo el transporte y distribución de energía desde puntos específicos en las líneas de alta o media tensión, para entregar a consumidores finales a niveles de tensión apropiados para el uso industrial y doméstico. Esta actividad se encuentra organizada en empresas de servicio público, las cuales obtienen suministros de energía mediante la compra en el mercado ocasional o en el mercado de contratos.

En la última década, un gran número de países y zonas geográficas han realizado drásticas transformaciones a sus sectores eléctricos en procesos tanto de segmentación como de privatización de los monopolios estatales. Como consecuencia de estas transformaciones, se ha registrado un fuerte cambio en el rol del Estado que ha pasado de ser un agente productor y propietario de empresas a un agente regulador de aquellas etapas del sector eléctrico que se constituyen como monopolio natural, como lo es la distribución eléctrica.

Para la regulación de la distribución eléctrica, la mayor parte de los países latinoamericanos que han comenzado esta transformación, han adoptado un esquema, utilizando el concepto de empresa eficiente, como empresa que se

encuentra adaptada a la demanda. En este esquema, para forzar a las empresas a ser eficientes, el regulador fija precios de acuerdo a los costos de una empresa eficiente, diseñada desde cero y sin considerar a las empresas reales. La empresa real obtendrá una rentabilidad normal sólo si es capaz de emular a la empresa eficiente reduciendo sus gastos de operación e inversión, minimizando de esta manera el valor presente de sus costos.

En Ecuador, el empleo del concepto de empresa eficiente en el cálculo de tarifas de distribución se encuentra bajo la normativa que comprende la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, el Reglamento de la Ley y el Reglamento de Tarifas.

En forma general la Ley indica que la determinación de los precios de los servicios de distribución debe determinarse sobre la base del VAD. El VAD se determina para una empresa específica y considera las componentes principales de costos que se incurren en la actividad de red, éstas son: costos por concepto de gastos de comercialización, independiente de su consumo; pérdidas reguladas de distribución de potencia y energía; y costos de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por etapas de funcionalidad. El cálculo debe contemplar la anualidad del valor de reposición a nuevo de las instalaciones que son utilizadas en el suministro de energía eléctrica, calculadas para una tasa de retorno igual al 6% anual.

Estas componentes se determinan por etapas funcionales, considerando que representan las mismas condiciones climáticas, demográficas y geográficas que las empresas reales puedan encontrar operando en el país, por lo cual se espera que los valores agregados por la actividad de distribución para cada una de ellas sean parecidos entre sí.

En Ecuador, éste marco regulatorio por empresa eficiente se ha aplicado en los últimos procesos tarifarios. Sin embargo, se han presentado serias discrepancias entre las empresas y el regulador, producto fundamentalmente de que un conjunto importante de aspectos determinantes en los resultados del VAD no están definidos en la ley. Precisamente, las limitaciones y atribuciones de los organismos reguladores son consideraciones que se deben tener presentes en todo proceso regulatorio.

La evidente necesidad de revisar los procedimientos que se siguen para regular y determinar el VAD, ha llevado a revisar la metodología que se aplica en nuestro país para la estimación del valor agregado de distribución, VAD. Es precisamente en este sentido que pretende contribuir esta investigación.

CAPITULO 1.

1. DEFINICIONES Y RESEÑA DEL MERCADO ELECTRICO

1.1. Nuevo Esquema Legal.

Durante los últimos años el sector eléctrico se ha desarrollado bajo un régimen de monopolio energético, en el cual el INECEL era el encargado de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Actualmente y de acuerdo a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (10 de Octubre de 1996), se permitió regular las actividades destinadas a la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, mediante la desintegración total del monopolio energético en sus diversas actividades.

1.2. Objetivos del Nuevo Modelo.

- Promover la competitividad.
- Proteger los derechos de los consumidores.
- Reglamentar la operación técnica y económica del sistema.
- Permitir el libre acceso al transporte.
- Regular la transmisión y distribución.
- Promover la inversión privada.

1.3 Estructura Funcional.

1. Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC).
2. Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).
3. Empresas Eléctricas de Generación.

4. Empresas Eléctricas de Transmisión.
5. Empresas Eléctricas de Distribución.
6. Grandes Consumidores.

1.3.1 Administración del MEM.

“ Las obligaciones financieras provenientes de las transacciones de compra-venta de potencia y energía en el Mercado Ocasional serán determinadas y liquidadas por el CENACE sobre la base de la entrega y retiro horarios de energía por parte de los agentes del MEM. En lo referente a la disponibilidad de instalaciones para la generación y transporte de energía así como para los servicios de regulación de frecuencia, su liquidación la realizará el CENACE en forma mensual, de acuerdo a lo previsto en el presente Reglamento y en el Reglamento de Despacho y Operación del SNI.”

1.4 Agentes del MEM.

El MEM está constituido por los diversos participantes del Mercado.

- Generadores.
- Distribuidores.
- Transmisor.
- Grandes Consumidores.
- Autoproductores.

Los mismos que deben suministrar oportunamente al CENACE la información que les sea solicitada y deben cumplir con las obligaciones comerciales establecidas por este.

1.4.1 Empresas de Generación.

Las actividades de generación de energía eléctrica serán realizadas bajo los principios de libre competencia, transparencia y eficiencia, mediante concesión, permiso o licencia autorizada por el CONELEC.

La construcción y operación de centrales de generación de 50 MW o menos, requieren para su funcionamiento un permiso concedido por el CONELEC.

1.4.2 Empresa de Transmisión.

Mediante el pago del peaje regulado por el CONELEC, el transmisor está obligado a permitir el libre acceso de los generadores, distribuidores y grandes consumidores. Su expansión, según la Ley, está definida en los planes preparados y aprobados por el CONELEC.

1.4.3 Empresas de Distribución.

La actividad de distribución será desarrollada con el carácter de exclusividad regulada en las áreas geográficas establecidas de cada empresa.

1.4.4 Grandes Consumidores.

Son los encargados de generar la competencia dentro del MEM. Actualmente las empresas o industrias a ser consideradas como Grandes Consumidores, son las que por sus características de consumo superan los 700Kwh al mes.

1.4.5 Autoproductores.

Productores independientes de electricidad que produce energía para su propio consumo, pudiendo tener excedentes a disposición de terceros o del Mercado Eléctrico Mayorista a través del Sistema Nacional Interconectado o de los sistemas aislados.

CAPITULO 2.

2. MARCO LEGAL GENERAL DE LA ACTIVIDAD DEL DISTRIBUIDOR

2.1. Normas que regulan la actividad del Distribuidor.

2.1.1. Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

Esta ley fue creada el 10 de Octubre de 1996, con cierto tipo de reformas hasta la fecha. La Ley regula las actividades de generación de energía eléctrica que se origine en la explotación de cualquier tipo de fuente de energía , cuando la producción de energía eléctrica es colocada en forma total o parcial en el Sistema Nacional Interconectado (SNI), o en un sistema de distribución y los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como también su importación y exportación.

Tales actividades y servicios podrán ser delegados al sector privado de conformidad con lo previsto en esta Ley .

Esta Ley determina que los objetivos fundamentales de la política nacional en materia de generación, transmisión y distribución de electricidad son los siguientes:

- Proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social.
- Promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro a largo plazo.
- Asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad.
- Proteger los derechos de los consumidores y garantizar la aplicación de tarifas preferenciales para los sectores de escasos recursos económicos.
- Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema, así como garantizar el libre acceso de los actores del servicio a las instalaciones de transmisión y distribución.

- Regular la transmisión y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen sean justas tanto para el inversionista como para el consumidor.
- Establecer sistemas tarifarios que estimulen la conservación y el uso racional de la energía.
- Promover la realización de inversiones privadas de riesgo en generación, transmisión y distribución de electricidad velando por la competitividad de los mercados.
- Promover la realización de inversiones públicas en transmisión.
- Desarrollar la electrificación en el sector rural.
- Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas.

En el presente estudio de la metodología para la obtención del Valor Agregado de Distribución (VAD), se tomaron en consideración los artículos de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico que están asociados directamente con dicha metodología, estos son :

- Artículo 34.- De las Empresas de Distribución.
- Artículo 35.- Limitaciones
- Artículo 53.- Principios Tarifarios.

- Artículo 56.- Valor Agregado de Distribución (VAD).
- Artículo 57.- Pliegos Tarifarios y Ajustes.
- Artículo 58.- Aplicación Fraudulentas de Tarifas.

Estos artículos son debidamente detallados en el anexo A..

2.1.2. Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

El presente Reglamento tiene por objeto establecer los principios, reglas y procedimientos generales para la aplicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), en las actividades de generación y los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, necesarios para satisfacer, mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales, los requerimientos de suministro del servicio a usuarios o consumidores.

En el presente estudio de la metodología para la obtención del Valor Agregado de Distribución (VAD), se tomaron en consideración los artículos del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico que están asociados directamente con dicha metodología, estos son :

- Artículo 10.- Distribución. Competencia Comparativa.
- Artículo 68.- Empresas de Distribución.
- Artículo 69.- Requisitos.
- Artículo 70.- Instalaciones.
- Artículo 71.- Instalaciones de Grandes Consumidores.

Estos artículos son debidamente detallados en el anexo B.

2.1.3. Reglamento de Tarifas Eléctricas.

El presente Reglamento establece las normas y los procedimientos que se emplearán para fijar la estructura, cálculo y reajuste de las tarifas aplicables al consumidor final y el pago por el uso de los sistemas de transmisión y distribución.

En el presente estudio de la metodología para la obtención del Valor Agregado de Distribución (VAD), se tomaron en consideración los artículos del Reglamento de Tarifas Eléctricas que están asociados directamente con dicha metodología, estos son :

- Artículo 6.- Costos Atribuibles al Servicio.
- Artículo 7.- Componentes del Costo de Servicio.
- Artículo 10.- Valor Agregado de Distribución (VAD).
- Artículo 11- Auditorias Técnicas.
- Artículo 12.- Pérdidas.
- Artículo 18.- Contenido y Ambito de Aplicación.
- Artículo 21.- Peajes de Distribución.
- Artículo 22.- Reajustes.

Estos artículos y disposiciones transitorias son debidamente detallados en el anexo C.

2.2. Organismos de Regulación y Control.

El organismo de regulación y control es el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), constituido como persona jurídica de derecho público, encargado de regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación del país de acuerdo con la política energética nacional. El CONELEC tiene jurisdicción nacional.

El CONELEC tiene las siguientes funciones y facultades:

- a) Regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación del país de acuerdo con la política energética nacional;
- b) Elaborar el plan de electrificación, basado en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales. Para el efecto mantendrá actualizado el inventario de los recursos energéticos del país, con fines de producción eléctrica. Este plan tendrá el carácter de referencial;
- c) Preparar y proponer para su aprobación y expedición por parte del Presidente de la República el Reglamento General y los reglamentos especiales que se requieran para la aplicación de esta Ley;
- d) Aprobar los pliegos tarifarios para los servicios regulados de transmisión y los consumidores finales de distribución, de

conformidad con lo establecido en el Capítulo VIII de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

e) Dictar regulaciones a las cuales deberán ajustarse los generadores, transmisor, distribuidores, el CENACE y clientes del sector eléctrico. Tales regulaciones se darán en materia de seguridad, protección del medio ambiente, normas y procedimientos técnicos de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles de terceros, de riesgo de falla y de calidad de los servicios prestados; y las demás normas que determinen la Ley y los reglamentos. A estos efectos las sociedades y personas sujetas a su control, están obligadas a proporcionar al CONELEC, la información técnica y financiera que le sea requerida;

f) Publicar las normas generales que deberán aplicar al transmisor y a los distribuidores en sus respectivos contratos, para asegurar el libre acceso a sus servicios asegurando el pago del correspondiente peaje;

g) Dictar las regulaciones que impidan las prácticas que atenten contra la libre competencia en el sector eléctrico, y signifiquen concentración de mercado en desmedro de los intereses de los consumidores y de la colectividad.

h) Elaborar las bases para el otorgamiento de concesiones de generación, transmisión y distribución de electricidad mediante los procedimientos establecidos en la Ley;

- i) Convocar a participar en procedimientos de selección para el otorgamiento de concesiones y adjudicar los contratos correspondientes;

- j) Resolver la intervención, prórroga o caducidad y la autorización para la cesión o el reemplazo de las concesiones, en los casos previstos en la Ley;

- k) Regular el procedimiento para la aplicación de las sanciones que correspondan por violación de disposiciones legales, reglamentarias o contractuales, asegurando que las partes ejerzan debidamente su derecho a la defensa sin perjuicio del derecho de ellas de acudir a los órganos jurisdiccionales competentes;

- l) Presentar en el primer trimestre de cada año al Presidente de la República, un informe sobre las actividades del año anterior y sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los clientes y el desarrollo del sector eléctrico;

- m) Sin perjuicio de lo señalado en el artículo 7 de la Ley, precautelar la seguridad e intereses nacionales y asumir, a través de terceros, las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica cuando los obligados a ejecutar tales actividades y servicios rehúsen hacerlo, hubieren suspendido el servicio de forma no justificada o lo presten en condiciones que contravengan las normas de calidad establecidas por el CONELEC o que constituya incumplimiento de los términos del contrato de concesión, licencias, autorización o permiso, por cualquier causa o razón que fuere salvo

caso fortuito o fuerza mayor. Para ello, el CONELEC autorizará la utilización por parte de terceros de los bienes propios de generadores, transmisor y distribuidores, debiendo si fuere el caso, reconocer en favor de los propietarios los pagos a que tuviesen derecho por el uso que se haga de sus propiedades.

Esta delegación será solamente temporal hasta tanto se realice un nuevo proceso de concesión que permita delegar a otro concesionario la prestación del servicio dentro del marco de esta Ley y sus reglamentos;

n) Otorgar permisos y licencias para la instalación de nuevas unidades de generación de energía y autorizar la firma de contratos de concesión para generación, transmisión o distribución al Director Ejecutivo del CONELEC de conformidad a lo que señale el Reglamento respectivo;

ñ) Formular y aprobar el presupuesto anual de gastos y requerimiento de recursos del CONELEC, y remitirlo al Ministerio de Finanzas para su integración y consolidación, en cumplimiento a lo establecido en la Ley de Presupuestos del Sector Público;

o) Constituir servidumbres necesarias para la construcción y operación de obras en el sector eléctrico;

p) Declarar de utilidad pública o de interés social de acuerdo con la Ley y proceder a la expropiación de los inmuebles que se requiera para los fines del desarrollo del sector eléctrico, en los casos

estrictamente necesarios y para la ejecución de obras directamente vinculadas con la prestación de servicios.

En todos los casos, determinará para estos efectos las medidas necesarias para el reasentamiento de los propietarios de los predios afectados compensaciones, según lo determine el Código Civil Ecuatoriano; y,

q) Ejercer las demás atribuciones que establezca la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y su reglamentación.

2.3. Carácter de las concesiones de distribución.

Los plazos de duración del contrato de concesión de las empresas dedicadas al servicio público de distribución de energía eléctrica no exceden de treinta años.

Ante el fin del plazo de concesión, el concesionario saliente, con una anticipación de al menos veinticuatro meses, debe manifestar al CONELEC su intención de participar en el nuevo proceso de invitación pública.

Las concesiones son en carácter exclusivo en un área territorial. En los contratos de concesión se define el área geográfica y las condiciones para la prestación del servicio. El distribuidor asume la responsabilidad de prestar el servicio a los consumidores ubicados en la zona de concesión.

2.4. Procedimiento para la fijación de remuneraciones al distribuidor.

La remuneración que recibe el distribuidor por el servicio que presta su red se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD).

El proceso para la aprobación de la remuneración al distribuidor está contemplado en el Reglamento de Tarifas, cuyo Art. 10 establece que cada distribuidor tiene la obligación de realizar el estudio técnico-económico de su empresa, que sustentará el cálculo del VAD, que se realiza anualmente y que debe ser presentado al CONELEC hasta el último día laborable del mes de mayo de cada año.

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

No existe intervención de representantes de los consumidores u organismos de defensa de los consumidores en el proceso de cálculo y aprobación de las tarifas, ni está provisto un mecanismo de audiencia pública.

Existe la posibilidad de que las partes interesadas obtengan la intervención judicial luego del procedimiento de fijación de las tarifas. Recientemente ha tenido lugar un recurso de amparo en el Tribunal Constitucional para declarar la inconstitucionalidad de la última fijación tarifaria.

2.5. Papel del Distribuidor como intermediario en la energía.

Para calificar como grandes consumidores, además de poseer un sistema de medición adecuado y cumplir otros requisitos de carácter formal, los consumidores deben tener demanda promedio mensual (en KW) durante los seis meses anteriores al de la solicitud , y un consumo de energía mínimo anual (Mwh) en los doce meses anteriores al de la solicitud, respectivamente superiores a los que se indican en la siguiente tabla 2.1:

PERIODO DE PRESENTACIÓN DE LA SOLUCITUD	DEMANDA PROMEDIO MENSUAL (KW)	CONSUMO ANUAL (MWh)
Enero – Junio 2004	790	5500
Julio – Diciembre 2004	720	5000
Enero 2005 en adelante	650	4500

Tabla 2.1 : Calificación Grandes Consumidores

El distribuidor tiene la responsabilidad de suministrar el servicio eléctrico a los consumidores regulados de su área de servicio a tarifa regulada.

Los grandes consumidores tienen posibilidad de contratar el suministro con los generadores o el distribuidor a un precio que resulta de libre negociación.

En el año 2004, de la energía distribuida en el país, los grandes consumidores tuvieron una participación de 470 657 MWh que corresponde al 4.26% del total consumido.

El distribuidor tiene obligación de suministrar energía a tarifa regulada a un gran consumidor potencial, pero que opta por no adquirir la energía en el mercado sino al distribuidor, (entendiendo como gran consumidor potencial, a un cliente que teniendo las características descritas para ser calificado como gran consumidor no hace uso de esta opción). En ese caso este gran consumidor potencial seguirá siendo un cliente regulado de la empresa distribuidora, por lo que la empresa está en la obligación de vender la energía requerida por este cliente a tarifa regulada.

En estos casos no existen limitaciones de plazos impuestos a los grandes consumidores potenciales, para iniciar y finalizar la compra de energía al distribuidor.

2.6. Relación del Distribuidor con los grandes consumidores a los que presta el Servicio de su Red.

Las remuneraciones del distribuidor por el servicio de red que presta a los grandes consumidores se calculan igual que las remuneraciones por la distribución a clientes regulados. Los distribuidores no experimentan reducciones sistemáticas en su ingreso por vender el servicio de red , si un cliente opta por comprar directamente al mercado.

El peaje a un gran consumidor por el uso de la red no refleja de manera totalmente precisa el costo de prestar el servicio de red a ese cliente en particular, ya que existen mecanismos tipo " estampillado" que conducen a peajes promedio para grandes categorías de grandes consumidores.

Los peajes se calculan sobre la base de las inversiones y de la demanda máxima coincidente del sistema en cada etapa funcional

2.7. Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor.

Los reajustes se hacen efectivos mensualmente siempre y cuando los costos de generación, la tarifa de transmisión y el VAD, individualmente considerados, presenten una variación acumulada en el tiempo del 5% de su base de cálculo. Para el cálculo del VAD, en la valoración de activos, se utiliza una inflación anual proyectada.

CAPITULO 3.

3 MÉTODOS DE CÁLCULO DE LA REMUNERACIÓN REGULADA DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

La determinación de los VAD de una empresa se realiza de acuerdo con el Reglamento de Tarifas, separadamente para los niveles de subtransmisión, distribución en media tensión, y distribución en baja tensión.

3.1 Remuneración de los activos del distribuidor.

Para la remuneración de los activos de la empresa distribuidora se ha considerado las siguientes etapas funcionales:

- Subtransmisión.
- Media tensión.
- Baja tensión.

3.1.1 Descripción del método para la determinación y valoración de los activos a remunerar.

Se remunerarán los activos que son utilizados efectivamente, en el suministro de energía eléctrica (activos realmente en servicio, más los previstos en un programa cuatrienal de expansión). El método para la valoración de esos activos es el valor de reposición a nuevo (VRN), el cual se define como una medida del costo de reconstruir exactamente la misma infraestructura “ladrillo por ladrillo” a los precios actuales. Es decir, se trataría de estimar el costo actual que significaría reproducir la empresa.

Para el cálculo del valor agregado de distribución (VAD) se considera la anualidad de estos activos a valor de reposición, calculadas para una tasa de descuento y una vida útil fijadas por el ente regulador.

3.1.2 Tasa de retorno de las inversiones.

La Resolución No 0295/01 de 19 de diciembre de 2001 establece que: “La tasa de descuento considerará el costo de oportunidad del inversionista, el riesgo financiero y la rentabilidad del capital invertido, aspectos que deberán provenir de fuentes internacionalmente aceptadas”.

Para calcular la tasa de descuento real se utiliza la siguiente fórmula:

$$TD(\%) = 100 * \left[\frac{1 + \langle a * [R_F + R_P + \beta(R_M - R_F)] + b(PR + R_P)(1 - T) \rangle}{(1 + f)} - 1 \right]$$

La definición de los términos es la siguiente:

- TD Tasa de descuento real.
- a Proporción de los recursos propios en el total de los activos, para una muestra representativa de cien empresas eléctricas en Estados Unidos.
 $a = K / (D + K)$
 K: patrimonio
 D: pasivo de largo plazo de las empresas.
- R_F Tasa internacional libre de riesgo.
- R_P Coeficiente de riesgo país, para el Ecuador, expresada en puntos básicos.
- β Coeficiente beta estimado para el sector eléctrico.
- R_M Rendimiento promedio simple del mercado de valores en los EEUU.
- b Proporción del endeudamiento de largo plazo respecto a los activos para una muestra representativa de cien empresas de la industria eléctrica norteamericana.
 $b = D / (D + K)$
 K: patrimonio.
 D: pasivo de largo plazo de las empresas
- PR Costo promedio básico del endeudamiento de largo plazo de la muestra de empresas.
- T Tasa neta de tributación en el Ecuador. Es el porcentaje del impuesto a la renta, más la participación laboral en los beneficios empresariales.

$$T(\%) = 100((1-L)r + L)$$

L: Porcentaje de participación laboral en los beneficios empresariales; y

r: Tarifa de impuestos a la renta para personas jurídicas.

f Tasa de inflación en los EEUU.

La tasa de retorno empleada actualmente para el cálculo de las anualidades es del 6% real, antes de impuestos.

3.2. Costos de operación y mantenimiento, administración y gastos de comercialización.

Los costos de operación y mantenimiento que se asignan a las empresas distribuidoras y que se consideran para el cálculo del valor Agregado de Distribución, resultan de los reportados por las empresas distribuidoras, y que fueron analizados en forma comparativa con los costos asignados en el estudio del VAD anterior al año de estudio con un incremento del 10%.

Los costos de administración son aquellos que se atribuyen a la gestión general de la empresa. Dichos costos son redistribuidos en proporciones iguales o en las proporciones que sean definidas por el distribuidor, en las etapas funcionales.

Los costos de comercialización, corresponden a las obligaciones inherentes al proceso de comercialización entre el distribuidor y el consumidor final así como los servicios de medición prestado a los grandes consumidores.

Los costos de comercialización están dados por:

- a) Anualidad de los activos en servicio correspondiente a la acometida y sistema de medición del cliente.
- b) Los costos de operación y mantenimiento de acometidas y sistemas de medición.
- c) Los costos de facturación.

3.3. Costos Totales de Servicio.

Los costos totales de servicio corresponden a la suma de las anualidades de los activos y los costos de: operación, mantenimiento y administración, en las diferentes etapas funcionales.

3.4. Valores de Potencia y Energía Disponibles.

Hasta este punto sea determinado el costo de suministrar el servicio por parte de las empresas distribuidoras. El siguiente paso es la determinación del VAD, concepto económico que permite dar una señal tarifaria adecuada a los usuarios, para lo cual se requiere identificar las pérdidas técnicas y no técnicas, en base a los flujogramas de potencia y de energía presentados por las empresas.

Las pérdidas producidas en los sistemas de distribución, tanto técnicas como no técnicas, tienen dos efectos: El primero es que se les debe reconocer como un elemento de costo directo de las distribuidoras pues debe comprarse esta potencia y energía por parte de las empresas; y el segundo, el que deben sumarse a las cargas en

cuanto a la utilización de las instalaciones, o sea previamente deben ser transportadas y transformadas, dependiendo del nivel de tensión en que se produzcan.

Para efectos del cálculo del Valor Agregado de Distribución, se procede a valorar la energía y potencia disponible en cada etapa funcional, correspondientes al año de estudio.

El valor de energía y potencia disponible por etapa funcional, es el resultado de restar, las pérdidas y/o ventas de cada etapa, de la disponible en la etapa anterior.

3.5. Valor Agregado de Distribución por Potencia.

El Valor Agregado de Distribución por potencia se calcula siguiendo la siguiente metodología: En primer lugar se procede a determinar los costos propios de cada etapa funcional, para lo cual se relacionan los costos del servicio con las demandas de potencia.

Estos costos propios, es importante se los vaya acumulando para lo cual se introducen los factores de expansión de pérdidas de potencia, identificándose el costo total acumulado de potencia en cada una de las etapas funcionales.

Con base del costo total acumulado de potencia, se procede a determinar los valores del VAD de potencia por etapa funcional, particular que se consigue por diferencia en etapas funcionales.

El VAD acumulado por potencia es la adición de los valores del VAD correspondientes a las etapas funcionales.

3.6. Valor Agregado de Distribución por Energía.

El Valor Agregado de Distribución por energía se calcula siguiendo la siguiente metodología: En primer lugar se procede a determinar los costos propios de cada etapa funcional, para lo cual se relacionan los costos del servicio con las demandas de energía.

Estos costos propios, es importante se los vaya acumulando para lo cual se introducen los factores de expansión de pérdidas de energía, identificándose el costo acumulado de energía en cada una de las etapas funcionales.

En el caso de la energía se parte del precio referencial de generación, se lo afecta con los valores de nodo; y, luego ya en bornes de subestación de entrega se lo va afectando por los factores de expansión de pérdidas de energía en cada una de las etapas funcionales, definiéndose de esta manera los valores de costo de energía afectados por factores de expansión.

Se procede a determinar el costo total de energía, el cual se consigue por la suma del costo acumulado y el costo de energía afectado por los factores de expansión en cada etapa funcional.

Con base del costo total de energía, se procede a determinar los valores del VAD de energía por etapa funcional, particular que se consigue por diferencia en etapas funcionales.

El Valor Agregado de Distribución por Energía es el extracto de los valores acumulados correspondientes a las etapas funcionales.

3.7. Valor Agregado de Distribución por Comercialización.

Para efecto del VAD por comercialización, se procede a obtener el costo de comercialización referido en la sección 3.2. En el caso que el costo de comercialización de una distribuidora sea mayor al promedio de todas las empresas se reconocerá un valor igual al promedio del costo de comercialización incrementado en un 50% de la diferencia entre el costo propio y el promedio.

El valor agregado de distribución por comercialización es la relación entre el costo de comercialización y la energía total vendida.

3.8. Valor Agregado de Distribución Total.

El Valor Agregado de Distribución total, es el que recibe el distribuidor por el servicio que presta su red, como el resultado de la suma del VAD acumulado en la etapa final (baja tensión) y el VAD de comercialización.

3.9. Contratación de los estudios técnicos y controversias respecto a los mismos.

No existe una normativa sobre la contratación de estudios técnicos para las revisiones tarifarias. Sin embargo, durante el proceso de validación de la información reportada por la empresa distribuidora en los estudios del VAD, se realizan reuniones de trabajo en las cuales se dan a conocer las observaciones del regulador a la información, para que la empresa las corrija.

No existe procedimientos previstos para la solución de controversias entre la empresa regulada y el regulador respecto a los estudios técnicos.

Toda controversia que se suscite entre generadores, el transmisor, distribuidores, consumidores, y el Centro Nacional de Control de Energía, con motivo del suministro de energía eléctrica o de los servicios públicos de transmisión y distribución de electricidad puede ser sometida al procedimiento de arbitraje de conformidad con la ley, o ser sometida al conocimiento y resolución del Director Ejecutivo del CONELEC. Las resoluciones que éste adopte pueden ser apeladas ante el Directorio del CONELEC.

Finalmente esta resolución puede ser impugnada ante jueces competentes.

CAPITULO 4.

4 CALCULOS DEL VAD DE LA EMPRESA ELECTRICA LOCAL (CATEG).

4.1 Características de la zona de concesión y de la red de la Empresa.

- Area de concesión: 1399 Km²
(Ciudad de Guayaquil)
- Energía Vendida: 2,820,683,800 Kwh anual
- Potencia máxima demandada: 591.52 MW.
- Cantidad de clientes: 400 105

Porcentaje de energía vendida por tipo de consumidor:

- Residencial 32.12 %
- Industrial 27.16 %
- Otros 40.72 %

Porcentaje de energía distribuida por nivel de tensión (V):

V < 0.6 KV (Baja tensión)	54 %
0.6 KV ≤ V ≤ 40 KV (Media tensión)	36.85 %
V > 40 KV (Alta tensión)	9.14 %

Densidad: 253,77 Abonados / Km²

Energía por abonado: 540,42 Kwh.-mes / Abonado

4.2 Pérdidas reconocidas en las remuneraciones.

Los porcentajes de pérdidas de energía y potencia reconocidos en cada etapa de la red, para calcular las remuneraciones del distribuidor son presentados en la tabla 4.1:

PORCENTAJE DE PERDIDAS TÉCNICAS		
ETAPA FUNCIONAL	ENERGIA %	POTENCIA %
Líneas de subtransmisión	0,82	0,85
S/E de distribución	0,17	0,33
Alimentadores Primarios	1,21	1,57
Transformadores de Distribución	2,67	3,51
Red Secundaria	4,33	4,23
Acometidas	0,00	0,00
Alumbrado Público	0,22	0,48
TOTAL	9,42	10,97

Tabla 4.1: Porcentaje de pérdidas técnicas.

Los porcentajes de pérdidas no técnicas (hurtos, fraudes, etc.) reconocidos al distribuidor son presentados en la tabla 4.2:

PORCENTAJE DE PERDIDAS NO TÉCNICAS		
ETAPA FUNCIONAL	ENERGIA %	POTENCIA %
Líneas de subtransmisión	0,00%	0,00%
Alimentadoras Primarios	0,58%	0,66%
Baja tensión	4,13%	5,72%
TOTAL	4,71%	6,38%

Tabla 4.2: Porcentaje de pérdidas no técnicas.

4.3 Valoración de los Activos de la Empresa por Etapas Funcionales.

Existen diferentes formas de valorar los activos en una empresa de distribución eléctrica. Una de ellas es el Valor de Reposición a Nuevo (VRN), el cual se define como una medida del costo de reconstruir exactamente la misma infraestructura “ladrillo por ladrillo” a los precios actuales. Es decir, se trataría de estimar el costo actual que significaría reproducir la empresa.

Este ejercicio de valoración es especialmente importante en la distribución eléctrica debido a que se trata de una industria caracterizada por inversiones irreversibles y de largo plazo.

En la valoración de los activos de la empresa CATEG se ha considerado las siguientes etapas funcionales:

- Subtransmisión
- Media tensión
- Baja tensión.

4.3.1 Subtransmisión.

En esta etapa se valorizaron los activos correspondientes a las líneas de subtransmisión y las subestaciones.

4.3.1.1 Líneas de Subtransmisión.

La tabla 4.3 muestra un ejemplo del cálculo del VRN total de las líneas de subtransmisión a nivel de 69KV de la CATEG al año 2004.

LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE 69KV						
Nombre Línea	Nombre S/E Salida	Nombre S/E Llegada	Longitud (Km)	Materiales (\$)	Construcción (\$)	VRN Total (\$)
L/T Ceibos	Planta Anibal Santos	Ceibos	4.96	376,884	226,130	603,014
L/T Cemento		Cerro Blanco, Calcáreos Huayco, Interagua	10.32	784,016	470,410	1,254,426

Tabla 4.3: Líneas de Subtransmisión (extracto).

Se presenta el nombre de la subestación de salida y llegada, con su respectiva longitud.

Para el cálculo de costo de materiales se ha establecido un valor de \$76,000 por kilómetro de línea, siendo el costo de materiales totales de línea su longitud por el costo de cada kilómetro.

Para el cálculo del costo de construcción de línea se ha establecido el 60% del costo de material total de línea.

Para cada línea del sistema se ha calculado el VRN (Valor de Reposición a Nuevo), siendo este igual a la suma del costo de materiales y el costo de construcción de la línea.

Para efecto del cálculo de la anualidad respectiva, el VRN total de las líneas de subtransmisión es \$20,361,355.78. El cálculo de éste valor para cada una de las líneas de subtransmisión del sistema se detalla en la tabla D.1 del anexo D.

4.3.1.2 Subestaciones.

La tabla 4.4 muestra un ejemplo del cálculo del VRN total de las subestaciones de la CATEG al año 2004.

SUBESTACIONES									
Nombre de la Subestación	Nombre Trafo o Autotrafo	Potencia Trafos (MVA)	Costo Trafo (\$)	Número Interrup	Costo Interrup (\$)	Trafos + Interrup (\$)	Costo total Equipos (\$)	Construcción (\$)	VRN Total (\$)
Alborada	Tr-98-55	18.00	540,000	4	4,000	544,000	625,600	375,360	1,000,960
Américas	Tr-88-38	18.00	540,000	4	4,000	544,000	625,600	375,360	1,000,960

Tabla 4.4: Subestaciones (extracto).

Se presenta el nombre del transformador, su potencia y número de interruptores.

Para el cálculo del valor del transformador se ha establecido un costo de \$30,000 por cada MVA de

potencia, siendo el valor del transformador su potencia por el costo de cada MVA.

Para el cálculo del valor de interruptores se ha establecido el costo de \$1,000 por cada interruptor

Para el cálculo del costo total de equipos, se ha establecido la suma del valor del transformador, el valor de los interruptores y el 15% de la suma de los dos valores anteriores que corresponde a materiales adicionales

Para el cálculo del costo de construcción de la subestación se ha establecido el 60% del costo total de equipos.

Para cada subestación del sistema se ha calculado el VRN (Valor de Reposición a Nuevo), siendo este igual a la suma del costo total de equipos y el costo de construcción de la subestación.

Para efecto del cálculo de la anualidad respectiva, el VRN total de las subestaciones es \$34,777,840. El cálculo de éste valor para cada una de las subestaciones del sistema se detalla en la tabla D.2 del anexo D.

4.3.2 Media Tensión.

En esta etapa se valorizaron los activos correspondientes a las redes de media tensión.

4.3.2.1 Redes de Media Tensión.

La tabla 4.5 muestra un ejemplo del cálculo del VRN total de las redes de media tensión de la CATEG al año 2004.

REDES DE MEDIA TENSIÓN										
Alim	Monofásico (km)	Materiales Monofásico (\$)	Construcción Monofásico (\$)	Bifásico (km)	Materiales Bifásico (\$)	Construcción Bifásico (\$)	Trifásico (km)	Materiales Trifásico (\$)	Construcción Trifásico (\$)	VRN Total (\$)
10 De Agosto	0.94	14,100	8,460	5.64	169,200	101,520	12.22	488,800	293,280	1,075,360
25 De Julio	3.45	51,750	31,050	4.14	124,200	74,520	6.21	248,400	149,040	678,960

Tabla 4.5: Redes de Media Tensión (extracto).

Se presenta el nombre del alimentador y las longitudes de las redes monofásicas, bifásicas y trifásicas.

Para el cálculo de costo de materiales de la red monofásica se ha establecido un valor de \$15,000 por kilómetro de red, siendo el costo de materiales totales de red, su longitud por el costo de cada kilómetro de red.

Para el cálculo del costo de construcción de red monofásica se ha establecido el 60% del costo de materiales de red.

Para el cálculo de costo de materiales de la red bifásica se ha establecido un valor de \$30,000 por kilómetro de red, siendo el costo de materiales totales de red, su longitud por el costo de cada kilómetro de red.

Para el cálculo del costo de construcción de red bifásica se ha establecido el 60% del costo de materiales de red.

Para el cálculo de costo de materiales de la red trifásica se ha establecido un valor de \$40,000 por kilómetro de red, siendo el costo de materiales totales de red, su longitud por el costo de cada kilómetro de red.

Para el cálculo del costo de construcción de red trifásica se ha establecido el 60% del costo de materiales de red.

Para cada alimentador del sistema se ha calculado el VRN (Valor de Reposición a Nuevo), siendo este igual a la suma de los costos de materiales y los costos de construcción de cada red .

Para efecto del cálculo de la anualidad respectiva, el VRN total de las redes de media tensión es \$53,763,792. El cálculo de éste valor para cada red de media tensión del sistema se detalla en la tabla D.3 del anexo D.

4.3.3 Baja Tensión.

En esta etapa se valorizaron los activos correspondientes a los transformadores de distribución y las redes de baja tensión.

4.3.3.1 Transformadores de Distribución.

La tabla 4.6 muestra un ejemplo del cálculo del VRN total de los transformadores de distribución de la CATEG al año 2004.

Se presenta el nombre del alimentador, el número de transformadores monofásicos y trifásicos, y la potencia total tanto de los transformadores monofásicos como los trifásicos.

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.											
Alim	# Trafos mono	# Trafos tri	Potencia Trafos Mono (KVA)	Potencia Promedio Trafos mono (KVA)	Valor Total Trafos Mono (\$)	Inst. Trafo Mono (\$)	Potencia Trafos Tri (MVA)	Potencia Promedio Trafos Tri (KVA)	Valor Total Trafos Tri (\$)	Inst. Trafo Tri (\$)	VRN Total (\$)
10 De Agosto	1 70	6	9520	56.00	221,000	44,200	1480	246.67	21,000	4,200	290,400
25 De Julio	3 04	11	16760	55.13	395,200	79,040	2600	236.36	38,500	7,700	520,440

Tabla 4.6: Transformadores de distribución (extracto).

Para el cálculo de la potencia promedio de cada transformador monofásico como trifásico, resulta de dividir la potencia total para el número de transformadores. Este valor referencial nos permite establecer el costo de un transformador monofásico o trifásico.

El valor total de los transformadores monofásicos como trifásicos se establece como el producto del costo del transformador (\$1300 monofásico y \$3500 trifásico) y el número de transformadores por alimentador.

El VRN (Valor de Reposición a Nuevo) de los transformadores de distribución se ha calculado por alimentador, siendo este igual a la suma de los costos de los transformadores monofásicos y trifásicos, y sus costos de instalación.

Para efecto del cálculo de la anualidad respectiva, el VRN total de los transformadores monofásicos y trifásicos de distribución es \$ 37,686,960. El cálculo de éste valor para cada uno de los transformadores monofásicos y trifásicos de distribución del sistema se detalla en la tabla D.4 del anexo D.

4.3.3.2 Redes de Baja Tensión.

La tabla 4.7 muestra las redes de baja tensión de la CATEG al año 2004, clasificadas en aérea y subterránea, y éstas a su vez, en monofásicas y trifásicas con su respectiva longitud.

REDES DE BAJA TENSIÓN 2004						
	Tipo	Longitud (Km)	Costo por Km (\$/Km)	Materiales (\$)	Construcción (\$)	VRN Total (\$)
Aérea	Monofásica	2 531.03	6300	15,945,489	9,567,293	25,512,782
	Trifásica	81.61	15000	1,224,127	734,476	1,958,604
Subterránea	Monofásica	83.97	12000	1,007,640	604,584	1,612,224
	Trifásica	5.52	25000	138,065	82,839	220,904
Total				18,315,321	10,989,193	29,304,514

Tabla 4.7: Redes de Baja Tensión.

Para el cálculo de costo de materiales se ha establecido un valor de \$6,300 para aérea-monofásica, \$15,000 para aérea trifásica, \$12000 para subterránea-monofásica y \$25,000 para subterránea-trifásica por kilómetro de red, siendo el costo de materiales totales de red su longitud por el costo de cada kilómetro.

Para el cálculo del costo de construcción de red se ha establecido el 60% del costo de material total de red.

Para cada red del sistema se ha calculado el VRN (Valor de Reposición a Nuevo), siendo este igual a la suma del costo de materiales y el costo de construcción de red.

Para efecto del cálculo de la anualidad respectiva, el VRN total de las redes de baja tensión es \$29,304,514 como se aprecia en la tabla 4.7.

4.3.3.3 Alumbrado Público.

La tabla 4.8 muestra las luminarias de la CATEG al año 2004, por clase.

LUMINARIAS				
Tipo	Potencia Total (kW)	Cantidad (#)	Valor / Luminaria (\$/ u)	VRN (\$)
Mercurio	5011	27 871	250	6,967,750
Sodio	10109	62 458	350	21,860,300
Incandescente	25	249	200	49,800
Mixta	82	510	200	102,000
Reflector	665	1 147	500	573,500
Total				29,553,350

Tabla 4.8 Alumbrado Público.

Sea establecido el costo de luminarias por clase, donde se incluye el valor de materiales y montaje, así para mercurio \$250, sodio \$350, incandescente \$200, mixta \$200 y reflector \$500 por cada luminaria.

Para cada clase de luminaria del sistema se ha calculado el VRN (Valor de Reposición a Nuevo), siendo este igual al producto del valor de luminaria por el número total existente.

Para efecto del cálculo de la anualidad respectiva, el VRN total de las luminarias es \$29,553,350, como se aprecia en la tabla 4.8.

4.3.4 Cálculo de las Anualidades de los Activos de la Empresa.

La tabla 4.9 muestra el cálculo de las anualidades de los valores de VRN (valores de reposición a nuevo) de los activos para las distintas etapas funcionales.

Se considera una tasa de interés del 6% anual, y una vida útil de 30 años para el cálculo de las anualidades en las distintas etapas, exceptuando para líneas de subtransmisión que es de 45 años, según lo establece el reglamento de tarifas.

ETAPA FUNCIONAL	VRN (\$)	Vida útil (años)	Anualidades (\$)	Anualidades Redistr. (\$)
1. Subtransmisión				
Líneas Subtransmisión	20,361,356	45	1,317,390	1,415,479
Subestaciones	34,777,840	30	2,526,572	2,714,693
2. Media Tensión				
Redes de Media Tensión	53,763,792	30	3,905,881	4,196,701
3. Baja Tensión				
Transformadores de Distribución	37,686,960	30	2,737,917	2,941,774
Redes de Baja Tensión	29,304,514	30	2,128,941	2,287,456
4. Alumbrado público	29,553,350	30	2,147,019	2,306,879

5. Acometidas y Medidores	66,515,543	30	4,832,282	5,192,079
6. Instalaciones Generales	22,550,986	45	1,459,060	
TOTAL	294,514,341		21,055,061	21,055,061

Tabla 4.9: Anualidades de Activos

Esta tabla incluye el cálculo de las anualidades de los activos referentes a acometidas y medidores, e instalaciones generales. La anualidad de los activos de instalaciones generales se redistribuyó en forma proporcional en las diferentes etapas funcionales.

4.4 Cálculo del Costo Total del Servicio.

La tabla 4.10 presenta el cálculo del Costo Total del Servicio de la empresa CATEG al año 2004, que corresponde a la suma de la anualidad de los VRN de los activos, los costos de operación, mantenimiento y administración al año 2004 por etapa funcional.

ETAPAS FUNCIONALES	Anualidades (\$)	Costos O, M y Adm.(\$)	Total (\$)
1. Subtransmisión			
Líneas de subtransmisión	1,415,479	405,786	1,821,265
Subestaciones	2,714,693	2,205,458	4,920,151
2. Media tensión			
Primaria	4,196,701	1,731,565	5,928,266
3. Baja tensión			
Transformadores de distribución	2,941,774	2,132,797	5,074,571
Secundaria	2,287,456	2,528,796	4,816,252

Tabla 4.10: Costo Total del Servicio.

4.5 Valores de Potencia Disponibles por Etapas Funcionales.

La tabla 4.11 presenta los valores de potencia disponible de la CATEG al año 2004 por etapas funcionales. Incluye los porcentajes de pérdidas reconocidas, y los porcentajes de venta por nivel de tensión. El valor de potencia disponible por etapa funcional, es el resultado de restar, las pérdidas y/o ventas de cada etapa, de la disponible en la etapa anterior.

ETAPA FUNCIONAL	Pérdidas (%)	Ventas (%)	Potencia Disponible (kW)
DISPONIBILIDAD REGISTRADA			591,520
1. Subtransmisión			
Líneas de subtransmisión	0.85%		586,473
		6.87%	545,854
Subestaciones	0.33%		543,902
2. Media Tensión			
Redes de Media Tensión	2.23%		530,693
		32.64%	337,624
3. Baja Tensión			
Transformadores de distribución	3.51%		316,862
Redes de Baja Tensión	9.95%		257,979

Tabla 4.11: Potencia Disponible por Etapas Funcionales.

4.6 Valores de Energía Disponibles por Etapas Funcionales.

La tabla 4.12 presenta los valores de energía disponible de la CATEG al año 2004 por etapas funcionales. Incluye los porcentajes de pérdidas reconocidas, y los porcentajes de venta por nivel de tensión.

ETAPA FUNCIONAL	Perdidas (%)	Ventas (%)	Energía (KWh)
DISPONIBILIDAD REGISTRADA			3,504,389,099
1. Subtransmisión			
Líneas de subtransmisión	0.82%		3,475,622,410

		7.97%	3,196,287,204
Subestaciones	0.17%		3,190,329,743
2. Media Tensión			
Redes de Media Tensión	1.79%		3,127,772,893
		30.54%	2,057,574,515
3. Baja Tensión			
Transformadores de distribución	2.67%		1,964,007,326
Redes de Baja Tensión	8.46%		1,667,581,565

Tabla 4.12: Energía Disponible por Etapas Funcionales.

El valor de energía disponible por etapa funcional, es el resultado de restar, las pérdida y/o ventas de cada etapa, de la disponibilidad de energía en la etapa anterior.

4.7 Cálculo de los factores de expansión de pérdidas de potencia y energía.

Los factores de expansión de pérdidas tanto de potencia como energía, se calculan como la relación entre los niveles disponibles antes y después de las pérdidas por etapa funcional .

ETAPA FUNCIONAL	FEPE	FEPP
1. Subtransmisión		
Líneas de subtransmisión	1.0083	1.0086
Subestaciones	1.0019	1.0036
2. Media Tensión		
Redes de Media Tensión	1.0200	1.0249
3. Baja Tensión		
Transformadores de distribución	1.0476	1.0655
Redes de Baja Tensión	1.1778	1.2282

Tabla 4.13. Factores de Expansión de Pérdidas.

4.8 Cálculo de Valor Agregado de Distribución por Potencia.

La tabla 4.14 presenta el costo propio de potencia obtenido por etapas funcionales, como la relación entre el costo total de servicio y la potencia disponible, por etapa funcional al año 2004.

ETAPA FUNCIONAL	Costo Total de Servicio (\$)	Potencia Disponible (Kw)	Costo Propio Anual (\$ / Kw)	Costo Propio Mensual (\$ / Kw-mes)
1. Subtransmisión				
Líneas de subtransmisión	1,821,265	586,473	3.10545	0.25879
Subestaciones	4,920,151	543,902	9.04602	0.75384
2. Media Tensión				
Redes de Media Tensión	5,928,266	530,693	11.17081	0.93090
3. Baja Tensión				
Transformadores de distribución	5,074,571	316,862	16.01509	1.33459
Redes de Baja Tensión	4,816,252	257,979	18.66916	1.55576

Tabla. 4.14 Costo Propio de Potencia.

La tabla 4.15 muestra el cálculo del costo acumulado de potencia por etapa funcional, como el resultado de la suma del costo propio de la etapa y el producto del costo propio de la etapa anterior con el factor de expansión de pérdidas correspondiente a la etapa en análisis.

Para el cálculo del costo acumulado en la etapa de subtransmisión, por el tratamiento seguido fue necesario partir del costo propio de la etapa de generación y transmisión. El factor de nodo correspondiente a la etapa de transmisión, para el caso de la empresa CATEG es de 1.00389.

Adicionalmente la Tabla 4.15 muestra, el cálculo del VAD de potencia por etapa funcional, que resulta de la diferencia entre etapas funcionales del costo acumulado. El VAD acumulado, que resulta de la suma correspondiente de los VAD de las etapas funcionales.

ETAPA	Costo Propio Potencia (\$ / Kw-mes)	Costo Acumulado (\$ / Kw-mes)	VAD de Potencia por Etapa Funcional (\$ / Kw-mes)	VAD de Potencia Acumulado (\$ / Kw-mes)
Generación	5.7	5.7		
Transmisión	3.02	8.7422		
1. Subtransmisión				
Líneas de subtransmisión	0.2588	9.0762	0.3340	0.3340
Subestaciones	0.7538	9.8626	0.7864	1.1204
2. Media Tensión				
Redes de Media Tensión	0.9309	11.0390	1.1764	2.2968
3. Baja Tensión				
Transformadores de distribución	1.3346	13.0969	2.0579	4.3547
Redes de Baja Tensión	1.5558	17.6420	4.5451	8.8998

Tabla 4.15 VAD de Potencia.

4.9 Cálculo de Valor Agregado de Distribución por Energía.

La tabla 4.16 presenta el costo propio de energía obtenido por etapas funcionales, como la relación entre el costo total de servicio y la energía disponible, por etapa funcional al año 2004.

ETAPA FUNCIONAL	Costo Total de Servicio (\$)	Energía Disponible (Kwh)	Costo Propio-Energía (\$ / Kwh)
1. Subtransmisión			
Líneas de subtransmisión	1,821,265	3,475,622,410	0.0005

Subestaciones	4,920,151	3,190,329,743	0.0015
2. Media Tensión			
Redes de Media Tensión	5,928,266	3,127,772,893	0.0019
3. Baja Tensión			
Transformadores de distribución	5,074,571	1,964,007,326	0.0026
Redes de Baja Tensión	4,816,252	1,667,581,565	0.0029

Tabla 4.16: Costo Propio de Energía.

La tabla 4.17 muestra el cálculo del costo acumulado de energía por etapa funcional, como el resultado de la suma del costo propio de la etapa y el producto del costo propio de la etapa anterior con el factor de expansión de pérdidas correspondiente a la etapa en análisis.

Para el cálculo del costo acumulado en la etapa de subtransmisión, por el tratamiento seguido fue necesario partir del costo propio de la etapa de generación y transmisión. El factor de nodo correspondiente a la etapa de transmisión, para el caso de la empresa CATEG es de 1.00389.

Adicionalmente la Tabla 4.17, muestra el cálculo del costo de energía afectado por el factor de expansión de pérdidas. Se parte del precio referencial de generación, se lo afecta con los valores de nodo; y, luego ya en bornes de subestación de entrega se lo va afectando por los factores de expansión de pérdidas de energía en cada una de las etapas funcionales, definiéndose de esta manera los valores de costo de energía afectados por factores de expansión.

Finalmente se muestra, el cálculo del costo total acumulado de energía, que resulta de la suma correspondiente del costo acumulado

y el costo de energía afectado por factores de expansión, en las etapas funcionales.

ETAPA FUNCIONAL	Costo Propio de Energía (\$ / Kwh)	Costo Acumulado (\$ / Kwh)	Costo de Energía afectado por FEPE (\$ / Kwh)	Costo Total Acumulado de Energía (\$ / Kwh)
Generación	0.0096	0.0096	0.0499	0.0595
Transmisión	0.0069	0.0165	0.0501	0.0666
1. Subtransmisión				
Líneas de subtransmisión	0.0005	0.0172	0.0505	0.0677
Subestaciones	0.0015	0.0188	0.0506	0.0694
2. Media Tensión				
Redes de Media Tensión	0.0019	0.0210	0.0516	0.0726
3. Baja Tensión				
Transformadores de distribución	0.0026	0.0246	0.0541	0.0787
Redes de Baja Tensión	0.0029	0.0319	0.0637	0.0956

Tabla 4.17: Costo Total de Energía.

La tabla 4.18 muestra el cálculo del VAD de energía por etapa funcional, como el resultado de la diferencia entre etapas funcionales del costo total acumulado. El VAD acumulado de energía, que resulta de la suma correspondiente de los VAD de las etapas funcionales.

ETAPA FUNCIONAL	Costo Total Acumulado de Energía (¢ US / Kwh)	VAD de Energía por Etapa Funcional (¢ US / Kwh)	VAD Acumulado de Energía (¢ US / Kwh)
Generación+Transmisión	6.66113		
1. Subtransmisión			

Líneas de subtransmisión	6.76866	0.10753	0.10753
Subestaciones	6.93552	0.16686	0.27439
2. Media Tensión			
Redes de Media Tensión	7.26377	0.32825	0.60264
3. Baja Tensión			
Transformadores de distribución	7.86820	0.60443	1.20707
Redes de Baja Tensión	9.55565	1.68745	2.89453

Tabla 4.18: VAD de Energía.

4.10 Cálculo de Valor Agregado de Distribución por Comercialización.

La tabla 4.19 presenta el costo de comercialización, como el resultado de la suma de la anualidad de los activos correspondientes de acometidas y medidores, costos de operación y mantenimiento de acometidas y medidores, y costo de facturación al cliente al 2004.

Anualidad Acometidas y Medidores (\$)	Costos O y M de Acometidas y Medidores (\$)	Costo de Facturación (\$)	Costo de Comercialización (\$)
5,192,079	14,980,401	4,815,101	24,987,581

Tabla. 4.19 Costo de Comercialización.

La tabla 4.20, muestra el cálculo del VAD de comercialización, como el resultado de la relación de los costos de comercialización y la energía vendida al año 2004. Cabe recalcar que el costo de comercialización es modificado, por la razón de que el costo obtenido de la empresa es mayor al promedio de todas las empresas distribuidoras. Su nuevo valor modificado es igual al promedio del costo de comercialización incrementado en un 50% de la diferencia entre el costo propio y el promedio, como lo indica la normativa.

Costo Comercialización Modificado (\$)	Energía Vendida (Kwh)	VAD Comercialización (¢ US / Kwh)
14,999,695	2,820,683,800	0.531775127

Tabla 4.20: VAD de Comercialización.

4.11 Cálculo de Valor Agregado de Distribución Total.

La Tabla 4.21, muestra el precio final de energía, como la adición del costo total acumulado en la etapa final (baja tensión) y el VAD de comercialización.

Finalmente, se muestra el VAD total que recibe el distribuidor por el servicio que presta su red, como el resultado de la suma del VAD acumulado en la etapa final (baja tensión) y el VAD de comercialización.

ETAPA	Costo Total Acumulado (¢ US / Kwh)	VAD por Etapa Funcional (¢ US / Kwh)	VAD Acumulado (¢ US / Kwh)
Generación+Transmisión	6.66113		
1. Subtransmisión			
Líneas de subtransmisión	6.76866	0.10753	0.10753
Subestaciones	6.93552	0.16686	0.27439
2. Media Tensión			
Redes de Media Tensión	7.26377	0.32825	0.60264
3. Baja Tensión			
Transformadores de distribución	7.86820	0.60443	1.20707
Redes de Baja Tensión	9.55565	1.68745	2.89453
VAD de Comercialización	0.5318		0.5318
TOTAL	10.0874		3.4263

Tabla 4.21: VAD Total.

4.12 Déficit Tarifario.

Considerando los resultados operacionales de la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG) para el año 2004:

Total de Ventas : 2,820,683,800 Kwh

Total de Ingresos : US \$ 208,165,412

Precio Medio : 0.073799 US \$ / Kwh

Por lo que se establece un déficit tarifario medio de 2.7075 ¢ US / Kwh

CAPTULO 5

5 COMPARACION DE LA METODOLOGÍA DEL CALCULO DEL VAD LOCAL CON LA DE COLOMBIA Y PERU

5.1 VAD de Colombia.

El organismo regulador con jurisdicción nacional es la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), unidad administrativa especial, dependiente del Ministerio de Minas y Energía.

No existen concesiones de distribución . Legalmente es libre la entrada y salida en el negocio de distribución eléctrica. Los propietarios de la red tienen la obligación de permitir el libre acceso a la red.

5.1.1 Metodología.

La remuneración del distribuidor se denomina carga por uso. Los cargos por uso que aprueba la CREG reconocerán los costos medios, bajo condiciones de eficiencia. Los costos reconocidos incluyen :

- Costo de capital, valorando la red a valor nuevo de reposición (VNR), independientemente del tiempo que vienen operando.
- Gastos anuales de administración operación y mantenimiento, como porcentajes del VNR.
- Costo anual equivalente de los activos no eléctricos asignables a cada nivel de tensión .

Formalmente el distribuidor no actúa como intermediario de energía entre el mercado y los consumidores regulados.

Dicha función es ejercida por comercializadores, entre los que se encuentran las propias empresas de distribución, en un régimen de separación contable entre ambas actividades.

El criterio para permitir el acceso de un consumidor al mercado en forma directa como gran consumidor es, que tengan un consumo mensual superior a 55 MWh o potencia superior a 100 KW. Existen alrededor de 3000 grandes consumidores que representan aproximadamente el 30% del consumo. No existen limitaciones reguladas para los grandes

consumidores en cuanto a plazos para iniciar y finalizar la compra de energía a los comercializadores.

Se distinguen cuatro niveles de tensión a los efectos del cálculo de las remuneraciones que pueden percibir los distribuidores. Se calcula de manera diferente según el nivel de tensión de los sistemas, distinguiéndose:

- Nivel 4 – tensión \geq a 62KV y $<$ a 220KV.
- Nivel 3 – tensión \geq a 30 KV y $<$ a 62KV.
- Nivel 2 – tensión \geq a 1 KV y $<$ a 30KV.
- Nivel 1 - tensión $<$ a 1 KV.

Los ingresos del distribuidor por los sistemas de niveles 1, 2 y 3 , se determinan mediante mecanismo de Límite Máximo (price cap), donde la CREG determina para cada nivel de tensión un cargo máximo unitario eficiente que puede cobrar el distribuidor por unidad de energía distribuida. Para el nivel 4 se determina un ingreso regulado total eficiente dada las instalaciones del distribuidor.

Las tasas de retorno empleada para calcular los costos anuales, costos medios y cargos máximos eficientes, para remunerar la inversión son del 9% real antes de impuestos.

5.1.2 Empresa CODENSA.

5.1.2.1 Características de la zona de concesión y de la red de la Empresa

- Area de concesión: 14087 Km²
- Energía Vendida: 8,951,000,000 Kwh
- Potencia máxima dem. 1864.1 MW.
- Cantidad de clientes: 1 910 737

Porcentaje de energía vendida por tipo de consumidor:

- Residencial 59.1 %
- Industrial 9.2 %
- Otros 31.7 %

Porcentaje de energía distribuida por nivel de tensión (V):

V < 1 KV (Baja tensión)	61 %
1 KV ≤ V ≤ 62 KV (Media tensión)	35.6 %
V > 62 KV (Alta tensión)	3.4 %

5.1.2.2 Pérdidas reconocidas en las remuneraciones.

Porcentajes de pérdidas técnicas de energía y potencia reconocidas en cada etapa de la red, para calcular las remuneraciones del distribuidor:

Niveles de Tensión	Pérdidas Técnicas
Nivel 4	1.35%
Nivel 3	1.47%
Nivel 2	1.71%
Nivel 1	4.88%

Tabla 5.1: Pérdidas Técnicas CODENSA.

Porcentajes de pérdidas no técnicas (hurtos, fraudes, etc.) reconocidos al distribuidor.

Niveles de Tensión	Pérdidas no Técnicas
Nivel 4	0%
Nivel 3	0%
Nivel 2	0%
Nivel 1	1.79%

Tabla 5.2: Pérdidas no Técnicas CODENSA.

5.1.2.3 Valores del VAD.

VAD CODENSA 2004	
Cargos por uso	(¢ US / Kwh)

Nivel 4	0.520
Nivel 3	1.536
Nivel 2	1.927
Nivel 1 Aéreo	2.749
Nivel 1 Subterráneo	3.044

Tabla 5.3: VAD CODENSA.

5.2 VAD de Perú.

A partir del 2001 , la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) quedó fusionada con el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG). El OSINERG, tiene el encargo de cumplir con las funciones de regulación de las tarifas y fiscalización luego de la privatización.

En su función reguladora el OSINERG, fija los precios en barra del sistema de generación., los peajes del sistema principal y secundario, los valores agregados de distribución de media y baja tensión, los costos de conexiones y los cargos de reposición y mantenimiento de la conexión.

Las concesiones de distribución eléctrica son a plazo indeterminado. Las concesiones son en carácter exclusivo en un área territorial. La concesión puede ser geográfica (distrito, provincia, departamento) o puede definirse por el área hasta 100 metros de la red de distribución eléctrica existente.

5.2.1 Metodología.

La remuneración que recibe el distribuidor es el valor agregado de distribución (VAD). El VAD considera los siguientes componentes:

- Costos asociados al usuario (cargos fijos mensuales por lectura, reparto, facturación y cobranza).
- Pérdidas estándar de distribución.
- Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación por unidad de potencia suministrada.

La revisión tarifaria se realiza cada cuatro años.

El límite para acceder como gran consumidor al mercado de energía es poseer una potencia contratada mayor a 1000KW. La energía que los grandes consumidores compran directamente a los grandes generadores representa el 37% de la demanda total anual. El distribuidor no tiene obligación de suministrar energía a tarifa regulada a un gran consumidor en su área de servicio.

En el VAD el principio para la remuneración de activos es pagar la anualidad de la inversión del valor nuevo de reemplazo de un sistema económicamente adaptado, propio de una empresa modelo eficiente valorado con los precios vigentes. La vida útil de los equipos considerada es de 30 años.

Los sectores de distribución típicos establecidos son los siguientes:

Sector de Distribución	Descripción
------------------------	-------------

Típico	
1	Urbano de alta densidad
2	Urbano de media y baja densidad
3	Urbano rural
4	Rural

Tabla 5.4: Sectores de Distribución Perú.

Las zonas o sectores típicos se definen empleando los siguientes indicadores de clasificación:

Indicador	Descripción
Indicador 1	Consumo promedio anual por cliente (MWh / Cliente año)
Indicador 2	Potencia instalada en subestaciones de distribución por kilómetro de red de media tensión (KVA / Km MT)
Indicador 3	Longitud de redes de baja tensión promedio por cliente de baja tensión.(m BT/ cliente BT)
Indicador 4	Longitud de redes de media y baja tensión por consumo anual (m (MT + BT) / MWh)

Tabla 5.5: Indicadores de clasificación Perú.

Para el cálculo de las anualidades de inversión de los activos a valor nuevo de reemplazo, en la red óptima de cada zona típica, se emplea una tasa de retorno del 12% nominal antes de impuestos a los beneficios.

5.2.2 Empresa EDELNOR.

Esta empresa eléctrica pertenece al sector 1, que corresponde a un urbano de alta densidad, según los indicadores de clasificación.

5.2.2.1 Características de la zona de concesión y de la red de la Empresa

- Area de concesión: 699.03 Km²
- Energía Vendida: 3,495,301,000 Kwh
- Potencia máxima dem. 640.7 MW.
- Cantidad de clientes: 803 383

Porcentaje de energía vendida por tipo de consumidor:

- Residencial 38.2 %
- Industrial 33.1 %
- Otros 28.7 %

Porcentaje de energía distribuida por nivel de tensión (V):

V < 1 KV (Baja tensión)	57.1 %
1 KV ≤ V ≤ 30 KV (Media tensión)	40.4 %
V > 30 KV (Alta tensión)	2.5 %

5.2.2.2 Pérdidas reconocidas en las remuneraciones.

Los porcentajes de pérdidas técnicas de energía y potencia reconocidos en cada etapa de la red, para calcular las remuneraciones del distribuidor son los siguientes:

Nivel	Energía	Potencia
Media Tensión	1.42 %	1.99 %
Baja Tensión	6.71 %	8 %

Tabla 5.6: Pérdidas Técnicas EDELNOR.

Los porcentajes de pérdidas no técnicas (hurtos, fraudes, etc.) reconocidos al distribuidor son los siguientes:

Nivel	Energía	Potencia
Media Tensión	0 %	0 %
Baja Tensión	2 %	2 %

Tabla 5.7: Pérdidas no Técnicas EDELNOR.

5.2.2.3 Valores del VAD.

VAD EDELNOR 2004	
Nivel	(¢ US / Kwh)
Media tensión	0.68117
Baja Tensión	2.40025

Tabla 5.8: VAD EDELNOR.

5.3 Análisis comparativo.

En un horizonte de corto y mediano plazo los proyectos de interconexión eléctrica que aparecen como más relevantes giran en torno a Ecuador, con Colombia por el norte y con Perú por el sur.

La claridad en que son las barreras tecnológicas y económicas las más fáciles de vencer, mientras que las legales son las más difíciles de superar. Estas deben ser tratadas adecuadamente, para lo cual se está trabajando en ese sentido en base a consultas entre los actores.

El marco general de la actividad del distribuidor en los tres países, queda comparado en la tabla 5.9.

	Ecuador	Colombia	Perú
Organismo Regulador	CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad)	CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas)	OSINERG (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía)
Plazo entre revisiones tarifarias	4 años	5 años	4 años
Límites para que los grandes consumidores accedan al mercado	Potencia mensual mayor a 720 Kw y consumo anual mayor a 5000 Mwh	Potencia mensual mayor a 100 Kw y consumo anual mayor a 660 Mwh	Potencia mensual mayor a 1000 Kw
Impuestos que gravan la venta de energía a los consumidores finales	10% a clientes industriales y comerciales	No existe	Impuesto general a las ventas del 18%

Tabla 5.9: Análisis comparativo marco general.

Sin embargo en países como Ecuador y Colombia, la propiedad estatal es mayoritaria y en Perú la propiedad privada tiene mayor presencia en la propiedad, los modelos de reforma regulatoria son bastante similares por lo que la armonización resulta posible; sin embargo, a pesar que los marcos regulatorios se basan en los mismos principios generales existen alternativas en el diseño de la regulación de acuerdo a la realidad de cada país.

La eliminación de barreras a un proceso de integración energético en general debería ejecutarse en dos frentes:

- La eliminación de barreras técnicas.
- La eliminación de barreras legales.

Para la eliminación de barreras técnicas se debe priorizar la armonización de las normas y reglas técnicas. También se debe realizar un proceso de estandarización de los productos energéticos (producción, transporte y distribución, así como de los equipos de mayor consumo energético). Otra prioridad es la apertura del suministro público (apertura de contratos públicos sin discriminación alguna).

El eliminar barreras fiscales implica darle prioridad al acercamiento a la tributación indirecta sobre la energía (armonización de la manera en que se grava la energía, un marco tributario común para productos energéticos) así como asegurar la transparencia de los precios en todos los subsectores energéticos (las empresas energéticas deben hacer públicos sus precios).

La metodología empleada para el cálculo del VAD en los tres países queda comparada en la tabla 5.10.

	Ecuador	Colombia	Perú
Remuneración de activos	Por etapa funcional	Por nivel de tensión	Para media tensión (entre 1 y 30 KV) y baja tensión (< 1KV)
Descripción general de remuneración de inversiones	Anualidad a valor de reposición a nuevo	Se determina mediante el cálculo del valor promedio de costos reconocidos	Anualidad a valor de reposición a nuevo de los costos de

		en la remuneración, el costo de capital valorado a VNR	inversión calculados en base a zonas típicas.
Tasas de retorno empleada en la actualidad	6 % real antes de impuestos	9% anual real antes de impuestos	12 % real antes de impuestos.
Costos de operación, mantenimiento y administración	Los reportados por las empresas distribuidoras	Se calcula como porcentajes de los activos reconocidos a valor de reposición.	Se calculan en base a una empresa modelo eficiente
Estudios técnicos para el cálculo de remuneraciones.	Por la empresa, verificados por el regulador.	Por el regulador. Los distribuidores realizan los inventarios de instalaciones a remunerar supervisados por auditores autorizados por el regulador	Por la empresa, verificados por el regulador.

Tabla 5.10: Análisis comparativo metodológica.

Los valores del VAD para un mismo nivel de tensión en empresas específicas de los países analizados se comparan en la tabla 5.11.

	CATEG (Ecuador) (¢ US / Kwh)	CODENSA (Colombia) (¢ US / Kwh)	EDELNOR (Perú) (¢ US / Kwh)
VAD	3.4263	2.749	2.400

Tabla 5.11: Análisis comparativo VAD.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

En la determinación de las tarifas, parte del precio pagado por los usuarios es el Valor Agregado de Distribución (VAD), que corresponde al monto de la tarifa destinado a cubrir el pago por los servicios de distribución eléctrica, por los clientes regulados, ya sean estos residenciales, comerciales o industriales.

Así, es interés nuestro analizar la forma como se calcula el VAD, ya que de él dependerán los ingresos y rentabilidad de las empresas distribuidoras.

El presente tópico calcula el Valor Agregado de Distribución (VAD), siguiendo la metodología propuesta en el capítulo tres.

La metodología es aplicada a la empresa Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG), ex EMELEC.

La información de la empresa se la obtiene de los datos suministrados por la CATEG al año 2004.

El proceso de cálculo de tarifas parte de la estimación del costo de inversión correspondiente a renovar los activos que puedan prestar los mismos servicios que ofrece la empresa distribuidora. Este costo es denominado Valor de Reposición a Nuevo (VRN).

El valor actual de los activos, calculados bajo el criterio del VRN, es el siguiente:

ETAPA FUNCIONAL	VRN (\$)
1. Subtransmisión	
Líneas Subtransmisión	20,361,356
Subestaciones	34,777,840
2. Media Tensión	
Redes de Media Tensión	53,763,792
3. Baja Tensión	
Transformadores de Distribución	37,686,960
Redes de Baja Tensión	29,304,514
4. Alumbrado público	29,553,350
5. Acometidas y Medidores	66,515,543
6. Instalaciones Generales	22,550,986
TOTAL	294,514,341

La anualidad de los activos para las diferentes etapas, es calculada a partir de una tasa del 6% anual y una vida útil estipulada por el ente regulador.

Los costos de operación y mantenimiento de los sistemas en las diferentes etapas funcionales se los obtiene de los datos suministrados por la CATEG al año 2004.

Para calcular el VAD de potencia y energía por etapa funcional se ha considerado la venta de energía y pérdidas por etapa al año 2004.

La comercialización se establece en base a la anualidad de los activos de acometidas y medidores, más los costos de operación y mantenimiento de la comercialización y facturación, relacionados con el total de venta de energía al año 2004.

La sumatoria de los parámetros anteriores produce un costo a nivel de usuario final antes de impuestos de :

ETAPA	Costo Total Acumulado (¢ US / Kwh)
Generación+Transmisión	6.66113
1. Subtransmisión	
Líneas de subtransmisión	6.76866
Subestaciones	6.93552
2. Media Tensión	
Redes de Media Tensión	7.26377
3. Baja Tensión	
Transformadores de distribución	7.86820
Redes de Baja Tensión	9.55565
VAD de Comercialización	0.5318
TOTAL	10.0874

Tomado como referencia la tarifa promedio de la empresa CATEG al año 2004 de 7.3799 ¢ US / Kwh , obtenida a partir de los resultados operacionales. Este origina un déficit tarifario de 2.7075 ¢ US / Kwh.

El VAD total que recibe el distribuidor por el servicio que presta su red, se lo obtiene de la diferencia entre el costo a nivel de usuario final y el costo de generación y transmisión. Este valor es 3.4263 ¢ US / Kwh.

En la actividad de distribución eléctrica confluyen dos características particulares que la hacen diferente de muchos otros productos o mercados:

En primer lugar, el bien que ofrece, la energía eléctrica, es un servicio básico, indispensable para el desenvolvimiento de la economía y otras actividades.

En segundo lugar, se trata de un monopolio natural. Esto último, a su vez, debido: que el producto no es almacenable; se requieren grandes montos de

inversión específica para su desarrollo y, sobre todo, que la distribución se basa en un sistema de redes de transmisión.

Esta característica implica que la forma más eficiente de llevar a cabo la actividad es mediante un monopolio regulado, ya que la competencia supondría la instalación de redes paralelas, lo que se traduciría en mayores costos de operación que terminarían pagando los usuarios.

Por esta razón, a diferencia de lo que sucede en la mayoría de sectores, en éste las tarifas vienen determinadas por medio de un esquema regulado que busca replicar los resultados de una estructura de mercado competitiva y eficiente. Esta regulación es indispensable si se considera que, tal como se ha dicho, la energía eléctrica es un bien básico.

La participación directa del Estado en el sector trae consigo un alto grado de politización en la determinación de tarifas y en su manejo corporativo en general, lo que repercute en un alto grado de ineficiencias.

RECOMENDACIONES

Siendo los activos del sistema importantes en el cálculo del VAD, debe efectuarse una revalorización de los activos ajustada a la realidad del sistema, en lo posible realizadas por una entidad independiente de la empresa.

Las pérdidas del sistema asume las de un sistema óptimo y no las reales del sistema, por lo que la tarifa resultante no refleja la realidad del sistema, urge realizar un plan efectivo de reducción de pérdidas.

El déficit tarifario presenta una diferencia tal que es absorbido por la empresa, por lo que debe establecerse tarifas reales sin influencias políticas o el gobierno deberá compensar dicho déficit a la empresa.

El riesgo más importante para el sector, y que de alguna forma introduce un factor de incertidumbre, es el regulatorio. Esto es resultado del pobre funcionamiento de la administración de justicia en el país, la falta de estabilidad jurídica y los malos precedentes en el tratamiento de tarifas de servicios públicos con fines políticos. A pesar de todo esto, la actividad tiene un riesgo relativamente bajo en comparación con otras industrias del país, puesto que la metodología de cálculo de tarifas sigue parámetros internacionales relativamente estandarizados. Así cualquier irregularidad puede ser apelada e incluso llevada a tribunales internacionales.

Las tarifas eléctricas son una potencial fuente de populismo político. La alta participación de los gastos en energía eléctrica dentro de la canasta familiar básica hace que ellas sean potenciales fuentes de populismo político, lo que se ha evidenciado en las últimas campañas electorales. Por lo que estas deben ser tratadas en forma técnica, independientes de injerencia política alguna.

ANEXOS

ANEXO A.

Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

Art. 34.- De las Empresas de Distribución.-

La distribución será realizada por empresas conformadas como sociedades anónimas para satisfacer, en los términos de su contrato de concesión, toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida.

El CONELEC otorgará la concesión de distribución, manteniendo un solo distribuidor por cada una de las áreas geográficas fijadas en el Plan Maestro de Electricidad.

En el contrato de concesión se establecerán los mecanismos de control de los niveles de calidad de servicio, tanto en lo técnico como en lo comercial, y de identificación de las mejoras de cobertura. En ningún caso el Estado garantizará la rentabilidad del negocio, ni establecerá tratamientos tributarios especiales o diferentes a los que rijan al momento de la celebración del contrato.

Art. 35.- Limitaciones.-

Los distribuidores no podrán generar energía eléctrica, salvo la generación que resulte de equipamientos propios existentes al momento de entrada en vigencia la presente Ley, siempre y cuando se constituyan personas jurídicas diferentes e independientes para la operación de esa generación. Los

generadores no podrán ni por sí ni por interpuestas personas transmitir ni distribuir energía eléctrica, salvo las excepciones previstas en esta Ley.

No obstante lo señalado en los párrafos anteriores, el CONELEC podrá autorizar a un generador, distribuidor o gran consumidor a construir a su exclusivo costo y para atender sus propias necesidades una red de transmisión, con la finalidad de entregar energía al sistema de transmisión o recibir energía directamente de un generador, respectivamente, para lo cual el CONELEC establecerá las modalidades y forma de operación.

Art. 53.- Principios Tarifarios.-

Los pliegos tarifarios aprobados por el CONELEC se ajustarán a los siguientes principios, según corresponda:

a) Las tarifas aplicables a los consumidores finales cubrirán los precios referenciales de generación, los costos medios del sistema de transmisión y el valor agregado de distribución (VAD) de empresas eficientes. En consecuencia, las tarifas reflejarán los costos reales del servicio basados en parámetros internacionales de calidad y eficiencia y en ningún caso excederán las que rijan en el mercado internacional. -

b) Los pliegos tarifarios serán elaborados sobre la base de la aplicación de índices de gestión establecidos mediante regulación por el CONELEC, para empresas eficientes con costos reales .

El ente regulador determinará la periodicidad de revisión y aprobación de los pliegos tarifarios, la que en ningún caso podrá ser menor a un año; y,

c) La estructura tarifaria para el consumidor final que no esté en posibilidad de suscribir contratos de largo plazo para el suministro de la energía o que estándolo no haya hecho uso de esa posibilidad, deberá reflejar los costos que los clientes originen según sus modalidades de consumo, y nivel de tensión eléctrica.

Además, en la elaboración de los pliegos tarifarios se deberá tomar en cuenta el derecho de los consumidores de más bajos recursos a acceder al servicio eléctrico dentro de condiciones económicas acordes con sus posibilidades. Se considerarán como consumidores de bajo consumo en esta categoría, en cada zona geográfica de concesión en distribución, a aquellos que no superen el consumo mensual promedio del consumo residencial en su respectiva zona geográfica, pero que en ningún caso superen el consumo residencial promedio a nivel nacional. Estos valores de consumo serán determinados para cada caso, al inicio de cada año por el CONELEC, en base a las estadísticas del año inmediato anterior. Los consumidores de bajo consumo, serán subsidiados por los usuarios residenciales de mayor consumo en cada zona geográfica.

Art. 56.- Valor Agregado de Distribución (VAD).-

El valor agregado de distribución, corresponde al costo propio de la actividad de distribución de una empresa eficiente, sobre la base de procedimientos internacionalmente aceptados, que tenga características de operación similares a las de la concesionaria de distribución de la cual se trate.

Para calcular el valor agregado de distribución se tomará en cuenta las siguientes normas:

- a) Costos asociados al consumidor, independientemente de su demanda de potencia y energía;
- b) Pérdidas técnicas medias de potencia y energía;
- c) Costos de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución en la empresa de referencia por unidad de potencia suministrada; y,
- d) Costos de expansión, mejoramiento, operación y mantenimiento de sistemas de alumbrado público que utilicen energía eléctrica.

Los distribuidores calcularán los componentes del valor agregado de distribución para la empresa de referencia correspondiente cada año y someterán el estudio resultante a consideración del CONELEC, el cual lo analizará dentro de los términos que señale el reglamento respectivo.

Art. 57.- Pliegos Tarifarios y Ajustes.-

El CONELEC fijará y publicará anualmente las tarifas de transmisión y de distribución, así como sus fórmulas de reajuste, las que entrarán en vigencia el 30 de octubre del año en que corresponda. Los pliegos tarifarios incluirán ajustes automáticos de tarifas hacia arriba o hacia abajo debido a cambios excepcionales e imprevistos de costos que no pueden ser directamente controlados por el concesionario, reajustes que se aplicarán si la variación de las tarifas es superior o inferior al 5% del valor vigente a la fecha de cálculo.

Art. 58.- Aplicación Fraudulenta de Tarifas.-

Cuando el CONELEC compruebe que el transmisor o distribuidores han procedido en forma fraudulenta a violar las normas relativas a la fijación de las

tarifas, les impondrá una multa mínima no inferior al duplo del perjuicio económico causado, sin perjuicio de las acciones penales a que hubiere lugar.

ANEXO B.

Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

Artículo 10.- Distribución. Competencia Comparativa.

La actividad de distribución y comercialización será desarrollada por las empresas autorizadas mediante concesión otorgada por el CONELEC, a través de sociedades anónimas, con carácter de exclusividad regulada en las áreas geográficas establecidas en el Contrato de Concesión.

El CONELEC diseñará un modelo de empresa de distribución para cada una de las áreas geográficas a fin de comparar y medir el desempeño de las concesiones otorgadas y de fijar las tarifas a los consumidores finales.

Artículo 68.- Empresas de Distribución.

La actividad de distribución y comercialización será realizada por Empresas de Distribución conformadas como sociedades anónimas, operando como únicas empresas concesionarias en cada área geográfica, lo cual le impone un carácter de obligatoriedad a la prestación del servicio y a la satisfacción de la demanda de energía requerida en la respectiva zona de concesión, todo ello en las condiciones fijadas en este Reglamento y en los respectivos contratos de concesión.

Artículo 69.- Requisitos.

En los contratos de concesión para distribución se establecerán:

- a) Las tarifas reguladas por el Estado aplicables al consumidor final que no haya suscrito contratos de largo plazo;
- b) La obligatoriedad de prestación del servicio, en las condiciones señaladas en este Reglamento;
- c) La zona geográfica concesionada; y,
- d) La expansión del servicio.

Cualquier otro requisito que las partes consideren pertinente.

Artículo 70.- Instalaciones.

Las instalaciones de las Empresas de Distribución incluirán en cada área geográfica objeto de la concesión, los sistemas de subtransmisión y los sistemas de distribución, tanto los actuales como aquellos que sean necesario construir para mantener o mejorar la calidad de servicio y satisfacer el crecimiento de la demanda.

Artículo 71.- Instalaciones de grandes consumidores.

Los grandes consumidores que hayan celebrado contratos de suministro con generadores, aún cuando se encuentren emplazados dentro de un área geográfica de distribución, podrán construir y operar sus propias líneas de interconexión y equipamiento asociado para tener acceso a la generación contratada, o solicitar el libre acceso a las instalaciones del distribuidor.

ANEXO C.

Reglamento de Tarifas Eléctricas.

Art. 6.- 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.

Art. 7.- 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,

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

Art. 10.- 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 aprobadas 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 cuarenta y cinco años para líneas de transmisión y treinta años para subestaciones .

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 conectadas 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.

Art. 11.- Auditorias Técnicas.- Cuando el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, lo solicite, los Distribuidores están obligados a contratar auditorias técnicas independientes para evaluar los costos del Valor Agregado de Distribución (VAD). Los informes de tales auditorias serán entregados al CONELEC y al distribuidor.

Art. 12.- 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 técnico 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.

Art. 18.- 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.

Art. 21.- 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

Art. 22.- 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;
- b) 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.

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.

ANEXO D.

ANEXO D.1
Líneas de Subtransmisión.

LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE 69KV						
Nombre Línea	Nombre S/E Salida	Nombre S/E Llegada	Longitud (Km)	Materiales (\$)	Construcción (\$)	VRN Total (\$)
L/T Ceibos	Planta Anibal Santos	Ceibos	4.96	376,884	226,130	603,014
L/T Cemento		Cerro Blanco, Calcareos Huayco, Interagua	10.32	784,016	470,410	1,254,426
L/T Cervecería	Pascuales (Transelectric)	El Sauce, Cerveceria,Cridesa	14.27	1,084,368	650,621	1,734,989
L/T Chambers	Planta Alvaro Tinajero	Padre Canals, Pto. Liza, Esmeraldas	8.24	626,012	375,607	1,001,619
L/T Cristavid	Policentro (Transelectric)	Alborada, Cristavid, El Café	7.12	540,740	324,444	865,184
L/T Garay	Planta Anibal Santos	Planta Guayaquil, Garay, Ayacucho	15.09	1,146,840	688,104	1,834,944
L/T Guasmo	Trinitaria (Transelectric)	Guasmo,Portuaria,Cartonera, Funasa, Pto. Maritimo	9.41	715,236	429,142	1,144,378
L/T Molinera	Planta Guayaquil	Universo,Ind. Molinera, La Universal, La Favorita	5.69	432,410	259,446	691,855
L/T Norte	Planta Anibal Santos	Boyaca, Bien Publico, Atarazana	14.22	1,080,709	648,426	1,729,135
L/T Orellana	Policentro (Transelectric)	Garzota, Guayacanes	8.57	650,970	390,582	1,041,551
L/T Padre Canals	Trinitaria (Transelectric)	S/E Trinipuerto	3.05	231,931	139,158	371,089
L/T Piedrahita	Policentro (Transelectric)	Americas, Kennedy Norte, Mall Del Sol,Policentro	5.10	387,804	232,683	620,487
L/T Portete	Planta Alvaro Tinajero	Planta Guayaquil	10.45	794,070	476,442	1,270,512
L/T Pradera	Trinitaria (Transelectric)	Pradera, Esmeraldas	7.71	585,968	351,581	937,548
L/T Prosperina	Planta Anibal Santos	Cumbres, Mapasingue	7.62	578,889	347,333	926,222
L/T Sur		La Torre, Clinical	6.88	523,034	313,820	836,854
L/T Tres Cerritos	Policentro (Transelectric)	Ceibos	5.42	411,820	247,092	658,913
L/T Vergeles	Pascuales (Transelectric)	Unilever	0.40	30,400	18,240	48,640
	Pascuales (Transelectric)	Germania, Vergeles, La Biela, Aga, Sacos Del Litoral, Favorita Norte	17.89	1,359,947	815,968	2,175,915
Tap Orquídeas	Pascuales (Transelectric)	Orquídeas	2.80	212,800	127,680	340,480
Tap Bastión	Pascuales (Transelectric)	Flor de Bastión	2.25	171,000	102,600	273,600
TOTAL			167.45	12,725,847.36	7,635,508.42	20,361,355.78

ANEXO D.2
Subestaciones.

SUBESTACIONES									
Nombre de la Subestación	Nombre Trafo o Autotrafo	Potencia de Trafos (MVA)	Costo Trafo (\$)	Número Interrup	Costo Interrup (\$)	Trafos + Interruptor (\$)	Costo total Equipos (\$)	Construcción (\$)	VRN Total (\$)
Alborada	Tr-98-55	18.00	540,000	4	4,000	544,000	625,600	375,360	1,000,960
Américas	Tr-88-38	18.00	540,000	4	4,000	544,000	625,600	375,360	1,000,960
Atarazana	Tr-78-23	18.00	540,000	3	3,000	543,000	624,450	374,670	999,120
Ayacucho	Tr-93-47	18.00	540,000	4	4,000	544,000	625,600	375,360	1,000,960
Boyacá	Tr-87-35	18.00	540,000	4	4,000	544,000	625,600	375,360	1,000,960
	Tr-87-36	18.00	540,000	4	4,000	544,000	625,600	375,360	1,000,960
Bien Público	Tr-76-19	8.00	240,000	2	2,000	242,000	278,300	166,980	445,280
Cerro Blanco	Tr-03-63	18.00	540,000	3	3,000	543,000	624,450	374,670	999,120
Ceibos	Tr-99-59	18.00	540,000	1	1,000	541,000	622,150	373,290	995,440
	Tr-99-60	18.00	540,000	1	1,000	541,000	622,150	373,290	995,440
Cumbres	Tr-03-65	18.00	540,000	4	4,000	544,000	625,600	375,360	1,000,960
Esmeraldas	Tr-98-52	18.00	540,000	4	4,000	544,000	625,600	375,360	1,000,960
	Tr-98-54	18.00	540,000	4	4,000	544,000	625,600	375,360	1,000,960
Garay	Tr-80-27	18.00	540,000	4	4,000	544,000	625,600	375,360	1,000,960
	Tr-88-37	18.00	540,000	4	4,000	544,000	625,600	375,360	1,000,960
Garzota	Tr-90-40	18.00	540,000	4	4,000	544,000	625,600	375,360	1,000,960
Germania	Tr-93-45	18.00	540,000	4	4,000	544,000	625,600	375,360	1,000,960
Guasmo	Tr-95-49	18.00	540,000	4	4,000	544,000	625,600	375,360	1,000,960
	Tr-97-51	18.00	540,000	3	3,000	543,000	624,450	374,670	999,120
Guayacanes	Tr-93-46	18.00	540,000	4	4,000	544,000	625,600	375,360	1,000,960
Kennedy Norte	Tr-98-56	18.00	540,000	2	2,000	542,000	623,300	373,980	997,280
	Tr-98-57	18.00	540,000	2	2,000	542,000	623,300	373,980	997,280
Mapasingue	Tr-91-42	18.00	540,000	4	4,000	544,000	625,600	375,360	1,000,960
	Tr-97-50	18.00	540,000	4	4,000	544,000	625,600	375,360	1,000,960

Continua pagina siguiente...

SUBESTACIONES									
Nombre de la Subestación	Nombre Trafo o Autotrafo	Potencia de Trafos (MVA)	Costo Trafo (\$)	Número Interrup	Costo Interrup (\$)	Trafos + Interruptor (\$)	Costo total Equipos (\$)	Construcción (\$)	VRN Total (\$)
Padre Canals	Tr-98-53	18.00	540,000	4	4,000	544,000	625,600	375,360	1,000,960
Puerto Liza	Tr-99-58	18.00	540,000	3	3,000	543,000	624,450	374,670	999,120
Portuaria	Tr-03-64	18.00	540,000	3	3,000	543,000	624,450	374,670	999,120
Pradera	Tr-82-30	18.00	540,000	3	3,000	543,000	624,450	374,670	999,120
El Sauce	Tr-03-62	18.00	540,000	4	4,000	544,000	625,600	375,360	1,000,960
	Tr-95-48	18.00	540,000	2	2,000	542,000	623,300	373,980	997,280
La Torre	Tr-76-20	12.00	360,000	3	3,000	363,000	417,450	250,470	667,920
	Tr-69-08	12.00	360,000	3	3,000	363,000	417,450	250,470	667,920
Trinitaria	Tr-70-10	12.00	360,000	3	3,000	363,000	417,450	250,470	667,920
El Universo	Tr-77-22	12.00	360,000	3	3,000	363,000	417,450	250,470	667,920
Vergeles	Tr-91-41	18.00	540,000	4	4,000	544,000	625,600	375,360	1,000,960
Orquídeas	TR-72-14	12.00	360,000	3	3,000	363,000	417,450	250,470	667,920
Flor De Bastión	TR-02-61	18.00	540,000	2	2,000	542,000	623,300	373,980	997,280
TOTAL							21,736,150	13,041,690	34,777,840

ANEXO D.3
Redes de Media Tensión.

REDES DE MEDIA TENSIÓN										
Alimentador	Monofásico (km)	Materiales Monofásico (\$)	Construcción monofásico (\$)	Bifásico (km)	Materiales Bifásico (\$)	Construcción Bifásico (\$)	Trifásico (km)	Materiales Trifásico (\$)	Construcción Trifásico (\$)	VRN Total (\$)
10 De Agosto	0.94	14,100	8,460	5.64	169,200	101,520	12.22	488,800	293,280	1,075,360
25 De Julio	3.45	51,750	31,050	4.14	124,200	74,520	6.21	248,400	149,040	678,960
4 De Noviembre	0.52	7,800	4,680	3.15	94,500	56,700	6.82	272,800	163,680	600,160
Acerias	1.27	19,050	11,430	1.52	45,600	27,360	2.29	91,600	54,960	250,000
Aeropuerto	4.88	73,200	43,920	1.22	36,600	21,960	6.10	244,000	146,400	566,080
Aguirre	0.26	3,900	2,340	1.55	46,500	27,900	3.37	134,800	80,880	296,320
Agustín Freire	10.89	163,350	98,010	2.71	81,300	48,780	13.54	541,600	324,960	1,258,000
Alborada	6.27	94,050	56,430	1.57	47,100	28,260	7.84	313,600	188,160	727,600
Anteparra	0.29	4,350	2,610	1.73	51,900	31,140	3.74	149,600	89,760	329,360
Atarazana 1	3.58	53,700	32,220	0.89	26,700	16,020	4.47	178,800	107,280	414,720
Atarazana 2	4.93	73,950	44,370	1.22	36,600	21,960	6.11	244,400	146,640	567,920
Atarazana 3	3.52	52,800	31,680	0.87	26,100	15,660	4.33	173,200	103,920	403,360
Av. Del Ejército	0.28	4,200	2,520	1.69	50,700	30,420	3.66	146,400	87,840	322,080
Banapuerto	-	-	-	-	-	-	0.02	800	480	1,280
Barrio Lindo	5.91	88,650	53,190	2.63	78,900	47,340	4.59	183,600	110,160	561,840
Bastión	2.16	32,400	19,440	0.54	16,200	9,720	8.11	324,400	194,640	596,800
Calixto Romero	0.14	2,100	1,260	0.85	25,500	15,300	1.84	73,600	44,160	161,920
Carlos Julio	1.94	29,100	17,460	0.48	14,400	8,640	2.42	96,800	58,080	224,480
Cartonera	3.89	58,350	35,010	4.67	140,100	84,060	7.01	280,400	168,240	766,160
Ceibos	3.10	46,500	27,900	0.77	23,100	13,860	3.87	154,800	92,880	359,040
Ceibos Norte	0.80	12,000	7,200	0.20	6,000	3,600	3.01	120,400	72,240	221,440
Celoplast	1.95	29,250	17,550	0.49	14,700	8,820	7.32	292,800	175,680	538,800
Centro Park	0.09	1,350	810	0.51	15,300	9,180	1.11	44,400	26,640	97,680

Continua pagina siguiente...

REDES DE MEDIA TENSIÓN										
Alimentador	Monofásico (km)	Materiales Monofásico (\$)	Construcción monofásico (\$)	Bifásico (km)	Materiales Bifásico (\$)	Construcción Bifásico (\$)	Trifásico (km)	Materiales Trifásico (\$)	Construcción Trifásico (\$)	VRN Total (\$)
Centrum	0.52	7,800	4,680	0.13	3,900	2,340	0.66	26,400	15,840	60,960
Chile	0.20	3,000	1,800	1.21	36,300	21,780	2.63	105,200	63,120	231,200
Chongón	6.21	93,150	55,890	1.55	46,500	27,900	7.76	310,400	186,240	720,080
Cobre	1.45	21,750	13,050	0.36	10,800	6,480	5.54	221,600	132,960	406,640
Colón	0.32	4,800	2,880	1.94	58,200	34,920	4.19	167,600	100,560	368,960
Comegua	9.48	142,200	85,320	2.35	70,500	42,300	11.74	469,600	281,760	1,091,680
Córdova	0.12	1,800	1,080	0.72	21,600	12,960	1.56	62,400	37,440	137,280
Coronel	0.20	3,000	1,800	1.19	35,700	21,420	2.59	103,600	62,160	227,680
Cuba	1.81	27,150	16,290	2.17	65,100	39,060	3.25	130,000	78,000	355,600
Del Maestro	2.94	44,100	26,460	3.52	105,600	63,360	5.29	211,600	126,960	578,080
Delta	0.23	3,450	2,070	1.40	42,000	25,200	3.02	120,800	72,480	266,000
Domingo Comin	2.28	34,200	20,520	2.68	80,400	48,240	4.02	160,800	96,480	440,640
E. Alfaro	0.09	1,350	810	0.53	15,900	9,540	1.16	46,400	27,840	101,840
El Oro	0.41	6,150	3,690	2.47	74,100	44,460	5.35	214,000	128,400	470,800
El Salado	0.58	8,700	5,220	3.50	105,000	63,000	7.60	304,000	182,400	668,320
Esmeraldas	0.29	4,350	2,610	1.76	52,800	31,680	3.80	152,000	91,200	334,640
Fco. Segura	0.32	4,800	2,880	1.89	56,700	34,020	4.10	164,000	98,400	360,800
Fertisa	3.64	54,600	32,760	4.37	131,100	78,660	6.55	262,000	157,200	716,320
Floresta	1.47	22,050	13,230	1.60	48,000	28,800	2.41	96,400	57,840	266,320
Guasmo Centro	2.72	40,800	24,480	3.26	97,800	58,680	4.89	195,600	117,360	534,720
Guasmo Sur	2.81	42,150	25,290	3.25	97,500	58,500	4.93	197,200	118,320	538,960
Guayacanes 1	6.62	99,300	59,580	1.65	49,500	29,700	8.27	330,800	198,480	767,360

Continua pagina siguiente...

REDES DE MEDIA TENSIÓN										
Alimentador	Monofásico (km)	Materiales Monofásico (\$)	Construcción monofásico (\$)	Bifásico (km)	Materiales Bifásico (\$)	Construcción Bifásico (\$)	Trifásico (km)	Materiales Trifásico (\$)	Construcción Trifásico (\$)	VRN Total (\$)
Guayacanes 2	5.81	87,150	52,290	1.45	43,500	26,100	7.27	290,800	174,480	674,320
Guayacanes 3	9.89	148,350	89,010	2.47	74,100	44,460	12.36	494,400	296,640	1,146,960
Guayacanes 4	2.98	44,700	26,820	0.74	22,200	13,320	3.72	148,800	89,280	345,120
Huancavilca	0.59	8,850	5,310	3.51	105,300	63,180	7.61	304,400	182,640	669,680
Hurtado	0.21	3,150	1,890	0.74	22,200	13,320	1.62	64,800	38,880	144,240
José Castillo	2.78	41,700	25,020	0.70	21,000	12,600	3.48	139,200	83,520	323,040
José Mascote	0.15	2,250	1,350	0.87	26,100	15,660	1.89	75,600	45,360	166,320
Kennedy	2.70	40,500	24,300	0.68	20,400	12,240	3.37	134,800	80,880	313,120
La Chala	4.15	62,250	37,350	1.84	55,200	33,120	3.22	128,800	77,280	394,000
La Saiba	2.27	34,050	20,430	2.72	81,600	48,960	4.09	163,600	98,160	446,800
La Toma	2.32	34,800	20,880	0.57	17,100	10,260	8.54	341,600	204,960	629,600
Las Camaras	1.10	16,500	9,900	0.28	8,400	5,040	1.37	54,800	32,880	127,520
Lomas	3.60	54,000	32,400	1.00	30,000	18,000	4.50	180,000	108,000	422,400
Los Esteros	4.39	65,850	39,510	4.63	138,900	83,340	6.95	278,000	166,800	772,400
Los Rosales	4.22	63,300	37,980	1.06	31,800	19,080	1.60	64,000	38,400	254,560
Luque	0.09	1,350	810	0.57	17,100	10,260	1.35	54,000	32,400	115,920
Malecón	0.33	4,950	2,970	2.00	60,000	36,000	4.32	172,800	103,680	380,400
Mapasingue 1	2.66	39,900	23,940	0.66	19,800	11,880	9.97	398,800	239,280	733,600
Mapasingue 2	1.92	28,800	17,280	0.48	14,400	8,640	7.17	286,800	172,080	528,000
Mapasingue 3	3.35	50,250	30,150	0.84	25,200	15,120	12.57	502,800	301,680	925,200
Mapasingue 4	2.78	41,700	25,020	0.70	21,000	12,600	10.49	419,600	251,760	771,680
Mapasingue 5	0.21	3,150	1,890	0.05	1,500	900	0.68	27,200	16,320	50,960

Continua pagina siguiente...

REDES DE MEDIA TENSIÓN										
Alimentador	Monofásico (km)	Materiales Monofásico (\$)	Construcción monofásico (\$)	Bifásico (km)	Materiales Bifásico (\$)	Construcción Bifásico (\$)	Trifásico (km)	Materiales Trifásico (\$)	Construcción Trifásico (\$)	VRN Total (\$)
Mapasingue 6	3.36	50,400	30,240	0.84	25,200	15,120	8.96	358,400	215,040	694,400
Mapasingue 7	2.59	38,850	23,310	-	-	-	-	-	-	62,160
Mendiburo	0.09	1,350	810	0.53	15,900	9,540	1.15	46,000	27,600	101,200
Miguel H. Alcivar	2.16	32,400	19,440	0.54	16,200	9,720	2.70	108,000	64,800	250,560
Miraflores	2.30	34,500	20,700	0.57	17,100	10,260	2.87	114,800	68,880	266,240
Norte	4.40	66,000	39,600	1.10	33,000	19,800	5.50	220,000	132,000	510,400
Nva. Boyaca	0.10	1,500	900	0.60	18,000	10,800	1.30	52,000	31,200	114,400
Odebrecht	1.66	24,900	14,940	0.41	12,300	7,380	2.07	82,800	49,680	192,000
Olimpo	3.55	53,250	31,950	0.89	26,700	16,020	4.43	177,200	106,320	411,440
Orquídeas	-	-	-	-	-	-	2.40	96,000	57,600	153,600
Padre Solano	0.10	1,500	900	0.59	17,700	10,620	1.27	50,800	30,480	112,000
Panamá	0.13	1,950	1,170	0.79	23,700	14,220	1.71	68,400	41,040	150,480
Pascuales	3.85	57,750	34,650	0.94	28,200	16,920	14.07	562,800	337,680	1,038,000
Pichincha	0.13	1,950	1,170	0.78	23,400	14,040	1.69	67,600	40,560	148,720
Plaza Dañin	4.64	69,600	41,760	1.14	34,200	20,520	5.69	227,600	136,560	530,240
Plaza Del Sol	3.77	56,550	33,930	0.94	28,200	16,920	4.72	188,800	113,280	437,680
Previsora	0.09	1,350	810	0.52	15,600	9,360	1.13	45,200	27,120	99,440
Puerto Azul	6.21	93,150	55,890	1.55	46,500	27,900	7.76	310,400	186,240	720,080
Quisquis	0.13	1,950	1,170	0.79	23,700	14,220	1.72	68,800	41,280	151,120
Rocafuerte	0.09	1,350	810	0.53	15,900	9,540	1.15	46,000	27,600	101,200
Rosavin	2.64	39,600	23,760	0.66	19,800	11,880	9.91	396,400	237,840	729,280
Rumichaca	0.21	3,150	1,890	1.29	38,700	23,220	2.79	111,600	66,960	245,520

Continúa pagina siguiente...

REDES DE MEDIA TENSIÓN										
Alimentador	Monofásico (km)	Materiales Monofásico (\$)	Construcción monofásico (\$)	Bifásico (km)	Materiales Bifásico (\$)	Construcción Bifásico (\$)	Trifásico (km)	Materiales Trifásico (\$)	Construcción Trifásico (\$)	VRN Total (\$)
Samanes	7.42	111,300	66,780	1.85	55,500	33,300	9.27	370,800	222,480	860,160
San Eduardo	3.80	57,000	34,200	1.66	49,800	29,880	2.90	116,000	69,600	356,480
Satirion	2.57	38,550	23,130	0.64	19,200	11,520	3.20	128,000	76,800	297,200
Sauces 1	6.31	94,650	56,790	0.18	5,400	3,240	3.28	131,200	78,720	370,000
Sauces 2	2.31	34,650	20,790	0.58	17,400	10,440	8.67	346,800	208,080	638,160
Sauces 3	3.26	48,900	29,340	0.75	22,500	13,500	11.18	447,200	268,320	829,760
Sauces 4	0.86	12,900	7,740	0.16	4,800	2,880	2.39	95,600	57,360	181,280
Sauces 5	0.95	14,250	8,550	0.24	7,200	4,320	4.16	166,400	99,840	300,560
Sta. Cecilia	4.04	60,600	36,360	1.00	30,000	18,000	15.22	608,800	365,280	1,119,040
Suburbio 1	1.31	19,650	11,790	0.58	17,400	10,440	1.02	40,800	24,480	124,560
Suburbio 2	5.63	84,450	50,670	2.50	75,000	45,000	4.38	175,200	105,120	535,440
Suburbio 3	4.72	70,800	42,480	2.10	63,000	37,800	3.67	146,800	88,080	448,960
Suburbio 4	9.70	145,500	87,300	4.31	129,300	77,580	7.54	301,600	180,960	922,240
Tanca Marengo	0.86	12,900	7,740	0.21	6,300	3,780	1.07	42,800	25,680	99,200
Torre 1	4.58	68,700	41,220	2.03	60,900	36,540	3.56	142,400	85,440	435,200
Torre 2	2.94	44,100	26,460	1.31	39,300	23,580	2.28	91,200	54,720	279,360
Torre 3	4.00	60,000	36,000	1.78	53,400	32,040	3.11	124,400	74,640	380,480
Torre 4	3.84	57,600	34,560	1.67	50,100	30,060	2.91	116,400	69,840	358,560
Torre 5	4.14	62,100	37,260	1.84	55,200	33,120	3.22	128,800	77,280	393,760
Torre 6	3.61	54,150	32,490	1.61	48,300	28,980	2.81	112,400	67,440	343,760
Trinitaria # 1	0.45	6,750	4,050	0.56	16,800	10,080	1.48	59,200	35,520	132,400
Trinitaria # 2	0.15	2,250	1,350	0.21	6,300	3,780	0.58	23,200	13,920	50,800

Continua pagina siguiente...

REDES DE MEDIA TENSIÓN										
Alimentador	Monofásico (km)	Materiales Monofásico (\$)	Construcción monofásico (\$)	Bifásico (km)	Materiales Bifásico (\$)	Construcción Bifásico (\$)	Trifásico (km)	Materiales Trifásico (\$)	Construcción Trifásico (\$)	VRN Total (\$)
Trujillo	0.42	6,300	3,780	2.53	75,900	45,540	5.49	219,600	131,760	482,880
Tulcán	0.34	5,100	3,060	2.03	60,900	36,540	4.39	175,600	105,360	386,560
Unión de Bananeros	4.57	68,550	41,130	5.48	164,400	98,640	8.23	329,200	197,520	899,440
Universo	0.10	1,500	900	0.12	3,600	2,160	0.18	7,200	4,320	19,680
Urdenor	8.40	126,000	75,600	2.10	63,000	37,800	10.50	420,000	252,000	974,400
Urdesa	1.95	29,250	17,550	0.49	14,700	8,820	2.44	97,600	58,560	226,480
Valdivia	2.44	36,600	21,960	2.92	87,600	52,560	4.39	175,600	105,360	479,680
Velez	0.18	2,700	1,620	1.07	32,100	19,260	2.43	97,200	58,320	211,200
Venezuela	0.42	6,300	3,780	2.50	75,000	45,000	5.42	216,800	130,080	476,960
World Trade Center	0.46	6,900	4,140	0.11	3,300	1,980	0.57	22,800	13,680	52,800
Acacias	0.56	8,400	5,040	3.38	101,400	60,840	7.34	293,600	176,160	645,440
Abdón Calderón	-	-	-	-	-	-	0.65	26,000	15,600	41,600
Camino A Vergeles	-	-	-	-	-	-	1.55	62,000	37,200	99,200
El Cisne	-	-	-	-	-	-	1.20	48,000	28,800	76,800
Flor De Bastión Este	-	-	-	-	-	-	1.62	64,720	38,832	103,552
Flor De Bastión Oeste	-	-	-	-	-	-	1.20	48,000	28,800	76,800
Fortín	-	-	-	-	-	-	1.40	56,000	33,600	89,600
Garzota 4	-	-	-	-	-	-	1.94	77,600	46,560	124,160
Los Ranchos	-	-	-	-	-	-	1.80	72,000	43,200	115,200
Piedras	3.11	46,650	27,990	1.38	41,400	24,840	2.42	96,800	58,080	295,760
San Marino	-	-	-	-	-	-	1.55	62,000	37,200	99,200
Tnte. Hugo Ortiz	-	-	-	-	-	-	1.70	68,000	40,800	108,800
Total	307	4,603,050	2,761,830	179	5,369,400	3,221,640	591	23,629,920	14,177,952	53,763,792

ANEXO D.4

Transformadores de Distribución.

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION											
Alimentador	# Trafos monofásicos	# Trafos trifásicos	Potencia Total Trafos monofásicos (KVA)	Potencia Promedio Trafos monofásicos (KVA)	Valor Total TRAFOS MONO (\$)	Inst. Trafo Mono (\$)	Potencia Total Trafos Trifásicos (KVA)	Potencia PromedioTrafos trifásicos (KVA)	ValorTotal TRAFOS TRI (\$)	Inst. Trafo Trifásicos (\$)	VRN Total (\$)
10 De Agosto	1 70	6	9520	56.00	221,000	44,200	1480	246.67	21,000	4,200	290,400
25 De Julio	3 04	11	16760	55.13	395,200	79,040	2600	236.36	38,500	7,700	520,440
4 De Noviembre	2 28	9	12680	55.61	296,400	59,280	1970	218.89	31,500	6,300	393,480
Acerias	2 83	12	15690	55.44	367,900	73,580	2430	202.50	42,000	8,400	491,880
Aeropuerto	2 25	9	12530	55.69	292,500	58,500	1940	215.56	31,500	6,300	388,800
Aguirre	1 50	6	8430	56.20	195,000	39,000	1310	218.33	21,000	4,200	259,200
Agustín Freire	2 11	8	11770	55.78	274,300	54,860	1830	228.75	28,000	5,600	362,760
Alborada	1 85	7	10310	55.73	240,500	48,100	1600	228.57	24,500	4,900	318,000
Anteparra	83	3	4720	56.87	107,900	21,580	730	243.33	10,500	2,100	142,080
Atarazana 1	1 03	4	5850	56.80	133,900	26,780	903	225.75	14,000	2,800	177,480
Atarazana 2	56	2	3440	61.43	72,800	14,560	540	270.00	7,000	1,400	95,760
Av. Del Ejército	1 04	4	5920	56.92	135,200	27,040	920	230.00	14,000	2,800	179,040
Barrio Lindo	1 73	7	9640	55.72	224,900	44,980	1500	214.29	24,500	4,900	299,280
Bastión	2 66	10	14560	54.74	345,800	69,160	2290	229.00	35,000	7,000	456,960
Calixto Romero	1 92	7	10670	55.57	249,600	49,920	1660	237.14	24,500	4,900	328,920
Carlos Julio	2 01	8	11170	55.57	261,300	52,260	1730	216.25	28,000	5,600	347,160
Cartonera	1 93	7	10700	55.44	250,900	50,180	1660	237.14	24,500	4,900	330,480
Ceibos	1 28	5	7150	55.86	166,400	33,280	1110	222.00	17,500	3,500	220,680
Ceibos Norte	81	3	4580	56.54	105,300	21,060	710	236.67	10,500	2,100	138,960
Celoplast	1 65	6	9160	55.52	214,500	42,900	1420	236.67	21,000	4,200	282,600
Centro Park	2 09	8	11580	55.41	271,700	54,340	1800	225.00	28,000	5,600	359,640
Chile	2 06	8	11440	55.53	267,800	53,560	1780	222.50	28,000	5,600	354,960
Chongón	2 20	8	12180	55.36	286,000	57,200	1890	236.25	28,000	5,600	376,800

Continua pagina siguiente...

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN											
Alimentador	# Trafos monofásicos	# Trafos trifásicos	Potencia Total Trafos monofásicos (KVA)	Potencia Promedio Trafos monofásicos (KVA)	Valor Total TRAFOS MONO (\$)	Inst. Trafo Mono (\$)	Potencia Total Trafos Trifásicos (KVA)	Potencia PromedioTrafos trifásicos (KVA)	ValorTotal TRAFOS TRI (\$)	Inst. Trafo Trifásicos (\$)	VRN Total (\$)
Cobre	96	4	5440	56.67	124,800	24,960	840	210.00	14,000	2,800	166,560
Colón	1 41	5	7910	56.10	183,300	36,660	1230	246.00	17,500	3,500	240,960
Comegua	2 95	12	16360	55.46	383,500	76,700	2540	211.67	42,000	8,400	510,600
Córdova	97	4	5510	56.80	126,100	25,220	850	212.50	14,000	2,800	168,120
Coronel	92	3	5180	56.30	119,600	23,920	800	266.67	10,500	2,100	156,120
Cuba	2 13	8	11830	55.54	276,900	55,380	1840	230.00	28,000	5,600	365,880
Del Maestro	2 03	8	11280	55.57	263,900	52,780	1750	218.75	28,000	5,600	350,280
Delta	1 58	6	8830	55.89	205,400	41,080	1370	228.33	21,000	4,200	271,680
Domingo Comin	1 03	4	5630	54.66	133,900	26,780	870	217.50	14,000	2,800	177,480
E. Alfaro	1 65	6	9160	55.52	214,500	42,900	1420	236.67	21,000	4,200	282,600
El Oro	91	3	5140	56.48	118,300	23,660	800	266.67	10,500	2,100	154,560
El Salado	1 95	7	10870	55.74	253,500	50,700	1690	241.43	24,500	4,900	333,600
Esmeraldas	46	2	2680	58.26	59,800	11,960	410	205.00	7,000	1,400	80,160
Fco. Segura	1 03	4	5820	56.50	133,900	26,780	900	225.00	14,000	2,800	177,480
Fertisa	2 84	12	15750	55.46	369,200	73,840	2440	203.33	42,000	8,400	493,440
Floresta	1 60	6	8930	55.81	208,000	41,600	1380	230.00	21,000	4,200	274,800
Guasmo Centro	2 13	8	11870	55.73	276,900	55,380	1840	230.00	28,000	5,600	365,880
Guasmo Sur	2 05	8	11420	55.71	266,500	53,300	1770	221.25	28,000	5,600	353,400
Guayacanes 1	3 02	13	16740	55.43	392,600	78,520	2600	200.00	45,500	9,100	525,720
Guayacanes 2	2 20	9	12230	55.59	286,000	57,200	1900	211.11	31,500	6,300	381,000
Guayacanes 3	3 02	13	16740	55.43	392,600	78,520	2600	200.00	45,500	9,100	525,720
Guayacanes 4	1 53	7	8580	56.08	198,900	39,780	1330	190.00	24,500	4,900	268,080

Continúa pagina siguiente...

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN											
Alimentador	# Trafos monofásicos	# Trafos trifásicos	Potencia Total Trafos monofásicos (KVA)	Potencia Promedio Trafos monofásicos (KVA)	Valor Total TRAFOS MONO (\$)	Inst. Trafo Mono (\$)	Potencia Total Trafos Trifásicos (KVA)	Potencia PromedioTrafos trifásicos (KVA)	ValorTotal TRAFOS TRI (\$)	Inst. Trafo Trifásicos (\$)	VRN Total (\$)
Huancavilca	1 92	7	10710	55.78	249,600	49,920	1660	237.14	24,500	4,900	328,920
Hurtado	1 08	4	6120	56.67	140,400	28,080	950	237.50	14,000	2,800	185,280
José Castillo	1 30	5	7180	55.23	169,000	33,800	1120	224.00	17,500	3,500	223,800
José Mascote	2 90	11	15640	53.93	377,000	75,400	2430	220.91	38,500	7,700	498,600
Kennedy	2 21	8	12300	55.66	287,300	57,460	1910	238.75	28,000	5,600	378,360
La Chala	1 21	5	6760	55.87	157,300	31,460	1050	210.00	17,500	3,500	209,760
La Saiba	37	1	2030	54.86	48,100	9,620	310	310.00	3,500	700	61,920
La Toma	89	3	5100	57.30	115,700	23,140	790	263.33	10,500	2,100	151,440
Las Camaras	1 42	5	7790	54.86	184,600	36,920	1210	242.00	17,500	3,500	242,520
Lomas	1 87	7	10390	55.56	243,100	48,620	1610	230.00	24,500	4,900	321,120
Los Esteros	1 10	4	6160	56.00	143,000	28,600	950	237.50	14,000	2,800	188,400
Los Rosales	1 79	7	9800	54.75	232,700	46,540	1520	217.14	24,500	4,900	308,640
Luque	1 20	5	6720	56.00	156,000	31,200	1040	208.00	17,500	3,500	208,200
Malecón	1 64	6	9170	55.91	213,200	42,640	1420	236.67	21,000	4,200	281,040
Mapasingue 1	1 97	7	10790	54.77	256,100	51,220	1670	238.57	24,500	4,900	336,720
Mapasingue 2	1 71	6	9520	55.67	222,300	44,460	1480	246.67	21,000	4,200	291,960
Mapasingue 3	2 42	9	13410	55.41	314,600	62,920	2080	231.11	31,500	6,300	415,320
Mapasingue 4	3 01	12	16620	55.22	391,300	78,260	2580	215.00	42,000	8,400	519,960
Mapasingue 5	1 25	5	7040	56.32	162,500	32,500	1090	218.00	17,500	3,500	216,000
Mapasingue 6	3 15	13	17400	55.24	409,500	81,900	2700	207.69	45,500	9,100	546,000
Mapasingue 7	56	2	3200	57.14	72,800	14,560	490	245.00	7,000	1,400	95,760
Mendiburo	2 33	9	12970	55.67	302,900	60,580	2010	223.33	31,500	6,300	401,280

Continúa pagina siguiente...

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN											
Alimentador	# Trafos monofásicos	# Trafos trifásicos	Potencia Total Trafos monofásicos (KVA)	Potencia Promedio Trafos monofásicos (KVA)	Valor Total TRAFOS MONO (\$)	Inst. Trafo Mono (\$)	Potencia Total Trafos Trifásicos (KVA)	Potencia PromedioTrafos trifásicos (KVA)	ValorTotal TRAFOS TRI (\$)	Inst. Trafo Trifásicos (\$)	VRN Total (\$)
Miguel H. Alcivar	44	2	2620	59.55	57,200	11,440	400	200.00	7,000	1,400	77,040
Miraflores	1 10	4	6170	56.09	143,000	28,600	960	240.00	14,000	2,800	188,400
Norte	2 66	11	14700	55.26	345,800	69,160	2280	207.27	38,500	7,700	461,160
Nva. Boyaca	72	3	4150	57.64	93,600	18,720	640	213.33	10,500	2,100	124,920
Olimpo	2 00	8	11170	55.85	260,000	52,000	1730	216.25	28,000	5,600	345,600
Orquídeas	2 14	8	11720	54.77	278,200	55,640	1820	227.50	28,000	5,600	367,440
Padre Solano	1 75	7	9780	55.89	227,500	45,500	1520	217.14	24,500	4,900	302,400
Panamá	1 58	6	8830	55.89	205,400	41,080	1370	228.33	21,000	4,200	271,680
Pascuales	3 25	13	17970	55.29	422,500	84,500	2790	214.62	45,500	9,100	561,600
Pichincha	2 42	9	13390	55.33	314,600	62,920	2080	231.11	31,500	6,300	415,320
Plaza Dañin	2 08	8	11600	55.77	270,400	54,080	1800	225.00	28,000	5,600	358,080
Plaza Del Sol	2 37	9	12940	54.60	308,100	61,620	2010	223.33	31,500	6,300	407,520
Previsora	96	4	5440	56.67	124,800	24,960	840	210.00	14,000	2,800	166,560
Puerto Azul	2 05	8	12110	59.07	266,500	53,300	1880	235.00	28,000	5,600	353,400
Rocafuerte	1 84	7	10220	55.54	239,200	47,840	1580	225.71	24,500	4,900	316,440
Rosavin	1 92	7	10710	55.78	249,600	49,920	1660	237.14	24,500	4,900	328,920
Rumichaca	3 19	10	17590	55.14	414,700	82,940	2730	273.00	35,000	7,000	539,640
Samanes	2 76	10	15310	55.47	358,800	71,760	2380	238.00	35,000	7,000	472,560
San Eduardo	63	2	3730	59.21	81,900	16,380	580	290.00	7,000	1,400	106,680
Satirion	94	4	5370	57.13	122,200	24,440	830	207.50	14,000	2,800	163,440
Sauces 1	3 04	10	16610	54.64	395,200	79,040	2580	258.00	35,000	7,000	516,240
Sauces 2	3 59	12	19660	54.76	466,700	93,340	3050	254.17	42,000	8,400	610,440

Continua pagina siguiente...

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN											
Alimentador	# Trafos monofásicos	# Trafos trifásicos	Potencia Total Trafos monofásicos (KVA)	Potencia Promedio Trafos monofásicos (KVA)	Valor Total TRAFOS MONO (\$)	Inst. Trafo Mono (\$)	Potencia Total Trafos Trifásicos (KVA)	Potencia PromedioTrafos trifásicos (KVA)	ValorTotal TRAFOS TRI (\$)	Inst. Trafo Trifásicos (\$)	VRN Total (\$)
Sauces 3	2 28	9	12490	54.78	296,400	59,280	1940	215.56	31,500	6,300	393,480
Sauces 4	1 35	5	7360	54.52	175,500	35,100	1140	228.00	17,500	3,500	231,600
Sauces 5	66	2	3630	55.00	85,800	17,160	560	280.00	7,000	1,400	111,360
Sta. Cecilia	2 03	8	11270	55.52	263,900	52,780	1750	218.75	28,000	5,600	350,280
Suburbio 1	2 55	11	14110	55.33	331,500	66,300	2190	199.09	38,500	7,700	444,000
Suburbio 2	2 57	11	14190	55.21	334,100	66,820	2200	200.00	38,500	7,700	447,120
Suburbio 3	2 12	8	11770	55.52	275,600	55,120	1830	228.75	28,000	5,600	364,320
Suburbio 4	2 67	11	14730	55.17	347,100	69,420	2290	208.18	38,500	7,700	462,720
Tanca Marengo	2 64	10	14670	55.57	343,200	68,640	2280	228.00	35,000	7,000	453,840
Torre 1	1 32	5	7200	54.55	171,600	34,320	1120	224.00	17,500	3,500	226,920
Torre 2	1 62	6	8850	54.63	210,600	42,120	1380	230.00	21,000	4,200	277,920
Torre 3	1 73	7	9460	54.68	224,900	44,980	1470	210.00	24,500	4,900	299,280
Torre 4	1 10	4	6010	54.64	143,000	28,600	930	232.50	14,000	2,800	188,400
Torre 5	1 78	7	9720	54.61	231,400	46,280	1510	215.71	24,500	4,900	307,080
Torre 6	1 71	6	9370	54.80	222,300	44,460	1460	243.33	21,000	4,200	291,960
Trinitaria # 1	1 63	6	8970	55.03	211,900	42,380	1390	231.67	21,000	4,200	279,480
Trinitaria # 2	1 83	9	10050	54.92	237,900	47,580	1560	173.33	31,500	6,300	323,280
Trujillo	1 07	4	6060	56.64	139,100	27,820	940	235.00	14,000	2,800	183,720
Tulcán	1 28	5	7220	56.41	166,400	33,280	1120	224.00	17,500	3,500	220,680
Unión de Bananeros	1 89	8	10550	55.82	245,700	49,140	1640	205.00	28,000	5,600	328,440
Urdenor	1 69	9	9260	54.79	219,700	43,940	1440	160.00	31,500	6,300	301,440
Urdesa	1 07	4	6010	56.17	139,100	27,820	930	232.50	14,000	2,800	183,720

Continúa pagina siguiente...

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN											
Alimentador	# Trafos monofásicos	# Trafos trifásicos	Potencia Total Trafos monofásicos (KVA)	Potencia Promedio Trafos monofásicos (KVA)	Valor Total TRAFOS MONO (\$)	Inst. Trafo Mono (\$)	Potencia Total Trafos Trifásicos (KVA)	Potencia PromedioTrafos trifásicos (KVA)	ValorTotal TRAFOS TRI (\$)	Inst. Trafo Trifásicos (\$)	VRN Total (\$)
Valdivia	1 64	6	9100	55.49	213,200	42,640	1410	235.00	21,000	4,200	281,040
Velez	1 71	6	9570	55.96	222,300	44,460	1480	246.67	21,000	4,200	291,960
Venezuela	2 05	8	11410	55.66	266,500	53,300	1770	221.25	28,000	5,600	353,400
Abdón Calderón	1 81	7	10030	55.41	235,300	47,060	1560	222.86	24,500	4,900	311,760
Acacias	2 28	9	12680	55.61	296,400	59,280	1970	218.89	31,500	6,300	393,480
Camino A Vergeles	1 09	4	5960	54.68	141,700	28,340	930	232.50	14,000	2,800	186,840
El Cisne	99	4	5420	54.75	128,700	25,740	840	210.00	14,000	2,800	171,240
Flor De Bastión Este	68	3	3700	54.41	88,400	17,680	570	190.00	10,500	2,100	118,680
Flor De Bastión Oeste	50	2	2730	54.60	65,000	13,000	420	210.00	7,000	1,400	86,400
Fortín	82	3	4560	55.61	106,600	21,320	710	236.67	10,500	2,100	140,520
Garzota 4	76	3	4350	57.24	98,800	19,760	670	223.33	10,500	2,100	131,160
Los Ranchos	73	3	3980	54.52	94,900	18,980	620	206.67	10,500	2,100	126,480
Piedras	1 03	4	5860	56.89	133,900	26,780	910	227.50	14,000	2,800	177,480
San Marino	56	2	3210	57.32	72,800	14,560	500	250.00	7,000	1,400	95,760
Tnte. Hugo Ortiz	1 03	4	5650	54.85	133,900	26,780	880	220.00	14,000	2,800	177,480
Universo	2 13	8	11940	56.06	276,900	55,380	1810	226.25	28,000	5,600	365,880
TOTAL	21,886	844	1,216,060		28,451,800	5,690,360	188,673	28,791	2,954,000	590,800	37,686,960

GLOSARIO.

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

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

Categoría Residencial: Servicio eléctrico destinado exclusivamente al uso doméstico de los consumidores, es decir, dentro de la residencia de la unidad familiar. También se incluye a los consumidores de escasos recursos y bajos consumos que tienen integrada a su vivienda una pequeña actividad comercial o artesanal.

Categoría General: Servicio eléctrico destinado a los consumidores en actividades diferentes a la Categoría Residencial; básicamente comprende, el comercio, la prestación de servicios públicos y privados, y la industria. Los distribuidores tienen la obligación de mantener en sus bases de datos una clasificación adicional para identificar a los consumidores comerciales e industriales con el propósito de la recaudación destinada al Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal, FERUM.

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.

Curva de Carga Representativa: Es la curva que caracteriza las demandas de un consumidor típico de un sector de consumo identificado en la estructura tarifaria.

Demanda Máxima Coincidente: Es el valor promedio más alto de la carga integrada en un mismo intervalo de tiempo.

Ley. Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) en vigencia y sus reformas.

Media Tensión. Instalaciones y equipos del Sistema del Distribuidor que opera a voltajes entre 600 V y 40 kv.

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.

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.

Subtransmisión: Instalaciones y equipos asociados con el transporte de potencia y energía en bloque que interconecta las subestaciones del distribuidor o conecta dichas subestaciones con plantas de generación, a voltajes comprendidos entre los 46 y 138 kv.

Tasa de Descuento: Será la tasa media real que permitirá expresar los flujos de fondos futuros al valor de una fecha determinada y para su cálculo el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC considerará el costo de oportunidad del inversionista, el riesgo financiero y la rentabilidad del capital invertido, aspectos que deberán provenir de fuentes internacionalmente aceptadas para este tipo de actividad.

Unidades de Propiedad Estándar: Es el conjunto de equipos y materiales de una parte de la instalación del distribuidor, que han sido instaladas obedeciendo normas de diseño y construcción, y constituye un elemento representativo de una empresa tipo, para la prestación de una función específica en el sistema. Ejemplo: kilómetro de red de media tensión, centro de transformación de distribución, etc.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.

1. J.L.Bonifaz, Distribución Eléctrica en el Perú: Regulación y Eficiencia, (Lima, 2001),pp. 80-86.
2. CONELEC, VAD 2004-2005 , (Quito, Ecuador, Noviembre 2004).
3. CONELEC, Cartilla para la Recopilación de Información para el Estudio y Cálculo del VAD , (Quito, Ecuador, Abril 2004).
4. CIER, Marco Normativo de la Remuneración del Negocio de Distribución, (Montevideo, Uruguay, Noviembre 2003).
5. CONELEC, 2005, Reglamento de Tarifas, www.conelec.gov.ec.
6. CONELEC, 2005, Ley de Régimen del Sector Eléctrico, www.conelec.gov.ec.