

ROQUEBERTO LONDOÑO MONTOYA

EL VALOR DE LAS NUBES

Contribución al debate sobre EPM

EL VALOR DE LAS NUBES: contribución al debate sobre EPM
ISBN 958-33-0370-4

Primera edición: junio 6 1996
®Roqueberto Londoño Montoya
© Asempublicas

Segunda edición
®Roqueberto Londoño Montoya

Hecho el depósito que exige la ley

Queda prohibida la reproducción por cualquier medio, sin previa autorización del autor.

Impreso en Colombia
Printed in Colombia

TABLA DE CONTENIDO

PRESENTACIÓN	17
RECONOCIMIENTO	21
INTRODUCCIÓN	22
CAPITULO I	26
1. LA ELECTRICIDAD: servicio público, o infraestructura capitalista?	26
1.2. GENERACIÓN Y TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD	26
1.3. REGULACIÓN DEL VOLTAJE	31
2. SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO	32
2.1. CENTRO DE DESPACHO NACIONAL	45
2.2. CENTRO DE DESPACHO REGIONAL	46
3. TRANSMISIÓN	46
3.1. RED DE INTERCONEXIÓN NACIONAL	46
3.2. REDES REGIONALES E INTERREGIONALES DE TRANSMISIÓN	46
3.3. REDES DE DISTRIBUCIÓN	47
4. COMERCIALIZACIÓN	47
5. DISTRIBUCIÓN	47
6. EMPRESAS	54

6.1. EL SECTOR ELÉCTRICO EN LOS PLANES DE DESARROLLO	58
7. CONTAMINACIÓN AMBIENTAL DEBIDO A LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	64
7.1. PRINCIPALES CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS	64
8. INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA SUPRANACIONAL	66
CAPITULO II	71
1. ENDEUDAMIENTO EXTERNO	71
1.2. ENDEUDAMIENTO DE EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN	72
2. LA PROPIEDAD SOBRE LOS ACTIVOS DE EPM	76
2.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS	77
2.1.2 Desarrollo Histórico: Generación Eléctrica	79
3. ELEMENTOS DE LA POLÍTICA TARIFARIA	87
4. DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE LA TARIFA	90
5. FIJACIÓN DE AJUSTES TARIFARIOS	104
6. POLÍTICAS INDEXATORIAS	107
7. CONDICIONAMIENTOS EXTERNOS	111
8. ZONIFICACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO	116
9. ZONIFICACIÓN TARIFARIA.	126

10. ¿NUEVA ESTRUCTURACIÓN?	142
11. INDEXACIÓN EN TARIFAS DEL SERVICIO DE ENERGÍA	154
12. ¿QUE CUESTA UN KWH DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	157
13. RACIONAMIENTO ELÉCTRICO	161
14. CONTRATO DE CONDICIONES UNIFORMES	165
CAPITULO III	171
1. EL AGUA POTABLE EN ANTIOQUIA Y LOS SISTEMAS ORGANIZADOS PARA SUMINISTRARLA	171
2. POLÍTICA TARIFARIA	175
3. ESTRATIFICACIÓN SOCIOECONÓMICA	182
4. ¿SON LOS SUBSIDIOS UNA POLÍTICA REAL?	186
5. OPERACIÓN CORTE	190
CAPITULO IV	193
1. LEYES DE SERVICIOS PÚBLICOS Y PARTICIPACIÓN	193
1.2. COMPONENTES EN LA FACTURA DE ELECTRICIDAD	212
1.3. SUBSIDIOS: del Dicho al Hecho	215
1.4 LA POLÍTICA PRIVATIZADORA	227
2. LA NUEVA TARIFACIÓN TELEFÓNICA DE EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN	245

2.1	Tiempo Duración Llamada Telefónica básica	252
3.	USUARIOS EN JUNTA DIRECTIVA DEEPM	259
4.	FONDO ENERGÍA SOCIAL	263
5.	ESTRUCTURA DE TARIFAS	270
6.	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN: Discordancia en la Factura de Energía Eléctrica	273
7.	FÓRMULA TARIFARÍA: Antecedentes históricos	289

LISTA DE TABLA

Tabla 1.	Cuenta Mensual Típica Promedio. Ramas de Servicio (en porcentaje)	25
Tabla 2.	Introducción de la electricidad para alumbrado público	33
Tabla 3.	Planeación de largo plazo 1977-1998 y 2000-2005 (Megavatios)	37-38
Tabla 4.	Expansión Generación Corto Plazo 2000-2005	41
Tabla 5.	Rezagos en la Planeación	42
Tabla 6.	Tarifa eléctrica por países US\$/kw/h	49
Tabla 7.	Composición capacidad instalada (en porcentaje)	51-52
Tabla 8.	Participación pública y privada en el negocio de electricidad en Colombia	53
Tabla 9.	Regionalización de los recursos eléctricos MW	54
Tabla 10.	Consumo Mundial de Energía (10 ⁶ boe) 2000 en Porcentaje	61
Tabla 11.	Agentes de Mercado 1988-2003	63
Tabla 12.	Principales gases contaminantes	64-65
Tabla 13.	Capacidad Instalada 2004 (en MW)	66
Tabla 14.	Intercambios Internacionales de Electricidad.	67
Tabla 15.	Precios internos medios 2003 US\$ kWh.	68
Tabla 16.	Deuda Externa Servicios Públicos Básicos (en millones De US\$)	71-72

Tabla 17.	Evolución del Endeudamiento Externo 1962-1993 (Millones de pesos)	72-73
Tabla 18.	Dinámica Movimiento Deuda Externa Empresas Públicas de Medellín 1962-1993 (En Millones de pesos)	74
Tabla 19.	Características de la Propiedad de EPM 1962-2005 (en millones de pesos)	82
Tabla 20.	Estructura de Consumos	84
Tabla 21.	Grupos Homogéneos de Activos	95-96
Tabla 22.	Vida Útil de la Empresa 1956-1994	97
Tabla 23.	Política Tarifaria por Bloques de EPM Decreto 2545 de 1984	97
Tabla 24.	Sistema Eléctrico de EPM Dinámica Subsidios Cruzados 1975-1994 (en pesos corrientes)	98
Tabla 25.	Política Tarifaria de Bloques EPM Decreto 2545 – Resolución 086 de 1986	100
Tabla 26.	Política Tarifaria de Bloques EPM Decreto 1555 – Resolución 090 de 1990	101
Tabla 27.	Política Tarifaria de Bloques EPM Decreto 1555 – Resolución 070/93	101
Tabla 28.	Significación Tarifaria	102
Tabla 29.	Incremento en la Tarifa 1984 1993 (en porcentaje)	102
Tabla 30.	Ajustes Transitivos	103
Tabla 31.	Indicadores - Dinámica Histórica 1975-1993 (en	

	porcentaje)	108-109
Tabla 32.	Implicaciones Contratos Externos	113-114
Tabla 33.	Déficit Financiero Sectorial 1974 1990 (en miles de millones de pesos)	118
Tabla 34.	Generación Electricidad GWh	121
Tabla 35.	Comportamiento Mercado Eléctrico 1988	121
Tabla 36.	Comportamiento Sectores Consumo	122
Tabla 37.	Tarifa residencial. Componente directo	123
Tabla 38.	Tarifa residencial. Componente indirecto	123
Tabla 39.	Sistema eléctrico. Dinámica distribución 1988	124-125
Tabla 40.	Bloques de Consumo kw/h/mes	127-128
Tabla 41.	Tarifación Zona 1 -1987	128-129
Tabla 42.	Tarifación Zona 1 – 1993	129
Tabla 43.	Tarifación Zona 2 -1987	131
Tabla 44.	Tarifación Zona 2 -1993	131
Tabla 45.	Tarifación Zona 3 -1987	132
Tabla 46.	Tarifación Zona 3 -1993	132
Tabla 47.	Tarifación Zona 4 -1987	133
Tabla 48.	Tarifación Zona 4 -1993	133
Tabla 49.	Tarifación Zona 5 -1987	134

Tabla 50.	Tarifación Zona 5 -1993	134
Tabla 51.	Tarifación Zona 6 -1987	135
Tabla 52.	Tarifación Zona 6 -1993	135
Tabla 53.	Tarifación Zona 7 -1987	136
Tabla 54.	Tarifación Zona 7 -1993	136
Tabla 55.	Tarifación Zona 8 -1987	137
Tabla 56.	Tarifación Zona 8 -1993	137
Tabla 57.	Tarifación Zona 9 -1987	138
Tabla 58.	Tarifación Zona 9 -1993	138
Tabla 59.	Vigencia Metas Tarifarias	139
Tabla 60.	Incrementos Reales 1996 – 2006 (en %/mes)	140
Tabla 61.	Estructura de Empalme EPM	147
Tabla 62.	Estructuras Nacional y Regional	148
Tabla 63.	Ingresos Familiares de los Usuarios	150
Tabla 64.	Componentes del Costo de EPM 1975 – 1993	152
Tabla 65.	Utilización por Bloques de Consumo (en porcentaje)	153
Tabla 66.	Régimen de Mercado en la Tarifa de EPM 1992 – 1996	154
Tabla 67.	Dinámica Electricidad	158-159

Tabla 68.	Relación del Gasto 1975-1993	159
Tabla 69.	Fuentes Financiamiento	160
Tabla 70.	Relación del Ingreso	160
Tabla 71.	Disponibilidad Eléctrica 1991	162
Tabla 72.	Efectos Racionamiento Eléctrico 1977 – 1993	163
Tabla 73.	Consumos y Utilidades 1990-1994 (en miles de kw/h)	163-164
Tabla 74.	Dinámica de los Sistemas 1989	174
Tabla 75.	Cobertura Acueductos Sectores Suscriptores	174
Tabla 76.	Proyección Cargo Fijo 1988 - 2005	176
Tabla 77.	Proyección Cargos Fijos 1988-2005	177
Tabla 78.	Dinámica Consumo Libre	177
Tabla 79.	Dinámica Tarifa 1955-1994 (En %)	178
Tabla 80.	Desagregación Tarifaria 1976 -1994 (en pesos corrientes)	179
Tabla 81.	Proyección Cargos por Consumo 1988 – 2005	179
Tabla 82.	Proyección Cargos por Consumo 1988-2005	179
Tabla 83.	Participación Sectorial (en porcentaje)	182
Tabla 84.	Estructura de Tarifas Empresa de Acueducto 1988 – 1994	184
Tabla 85.	Composición Tarifa Acueducto (porcentaje)	186

Tabla 86.	Consumo Acueducto por Rangos (en porcentaje)	188
Tabla 87.	Dinámica de Facturación (rangos de consumo)	188
Tabla 88.	Dinámica de Facturación (rangos de consumo)	189
Tabla 89.	Dinámica de Facturación (rangos de consumo)	189
Tabla 90.	Dinámica de Facturación (integración rangos)	190
Tabla 91.	Operación Corte de Servicios 1994	191
Tabla 92.	Ciclos Facturación 1994-1996	199
Tabla 93.	Sobre Facturación Consumos 1994-1996	202
Tabla 94.	Magnitud Sobrefacturación 1994 -1996 (días)	203
Tabla 95.	Estratificación Sobrefacturación 1994 -1995	204
Tabla 96.	Magnitud Facturación Cargo Fijo Oct. 1994 – Sep. 1995 (pesos corrientes)	205
Tabla 97.	Magnitud Facturación Cargo Fijo Oct. 1994 – Sep. 1995 (pesos corrientes)	206
Tabla 98.	Magnitud Facturación Cargo Fijo Oct. 1994 – Sep. 1995 (pesos corrientes)	207
Tabla 99.	Magnitud Facturación Cargo Fijo Oct. 1994 – Sep. 2021	208
Tabla 100.	Sobrefacturación en La Estructura Tarifaria de EMP Consumos de Electricidad 1994 -1996	209-210
Tabla 101.	Estructura Tarifas EPM. Marzo-Septiembre 1996	211
Tabla 102.	Componentes Costo kw/h en EPM	212

Tabla 103.	Esquema Subsidio Cruzado Otorgamiento - Captación (miles de \$)	218
Tabla 104.	Cuenta Típica Servicios "Públicos" Servicio Electricidad Estrato Bajo/Bajo 1998	224
Tabla 105.	Sinopsis del Subsidio en la Facturación EPM 1998	225
Tabla 106.	Cuenta Típica Servicio de Electricidad Estrato 2 Proyección 1999	226
Tabla 107.	Destinación Empréstitos (porcentaje)	237
Tabla 108.	Hipótesis De Valor Comercial (Millones de pesos)	241
Tabla 109.	Hipótesis Venta Empresarial (millones de pesos)	242-243
Tabla 110.	Rendimiento Fondo (millones de pesos)	244
Tabla 111.	Factura Usuario Servicio Telefónico 2005	246
Tabla 112.	Plan Telefónico	248
Tabla 113.	Planes servicio telefónico	249
Tabla 114.	Plan facturación telefonía básica	251
Tabla 115.	Estructura Planes Facturación	251-252
Tabla 116.	Anexo 006. Tabla 1- Grupo 1	258
Tabla 117.	Comparativa ecuación matemática, fórmula tarifa eléctrica	272-273
Tabla 118.	Costo Base Comercialización	277-278
Tabla 119.	Facturación de electricidad por cargos monomios	279

Tabla 120. Cargos Unificados para nuevo sistema	280-282
Tabla 121. Aviso publicitario. Comparación de una tarifa 2009	283
Tabla 122. Componentes fórmula general de tarifas	285
Tabla 123. Cómputos de encuesta	287

LISTA DE IMÁGENES

Figura 1.	Estructura Sector Eléctrico colombiano	48
Figura 2.	Esquema Servicio Telefónico	248
Figura 3.	Esquema Tarificación Telefónica	249
Figura 4.	Factura “Fondo Energía Social”	265
Figura 5.	Factura, vencimiento	266
Figura 6.	Factura, otros cobros	266
Figura 7.	Factura, concepto cobro	267
Figura 8.	Factura, total pagos	269
Figura 9.	Factura, indicadores	271
Figura 10.	Factura, costos	272
Figura 11.	Determinación Tarifa (Costo Servicio Res. GREC 119 de 2007	273
Figura 12.	Publicación “El Colombiano”, Mar. 16/2009	277
Figura 13.	Factura EPM Servicio Eléctrico	278
Figura 14.	Factura EPM Energía	288

PRESENTACIÓN

Este libro de Roque(berto) Londoño nos permite, a manera de presentación, una reflexión que haré en forma sucinta. Hay unas ideas en la humanidad y en el proceso evolutivo de la historia que en ocasiones no percibimos con mucha precisión.

Cuando el hombre percibió que la semilla se podía sembrar y empezó ese proceso biológico de utilizar ese descubrimiento, la semilla germinaba y producía frutos, en la humanidad comenzó el proceso de urbanización que conocemos hoy. Y, tal vez, nosotros, nunca hemos reflexionado sobre eso.

Cuando por primera vez el hombre le exigió al gobernante, o a quien detentaba el poder, que motivara sus decisiones, en ese instante surgió la premisa, remota por cierto, para interesarse por el control del poder político en el mundo y empezó a gestarse los movimientos sociales de liberación que luchaban por su dignidad y por su igualdad. La motivación de las decisiones de quienes detentan el poder público es una exigencia del hombre para poder defender sus derechos e intereses y controlar estas decisiones.

Durante mucho tiempo se había preconizado una ética individual, una ética de mucho contenido cristiano, religioso, hasta que surge Maquiavelo.

Y, Maquiavelo hace una combinación entre la política y la ética. Pero, al mismo tiempo, Maquiavelo hace un inmenso descubrimiento, o una inmensa constatación. Separa la política de la ética cristiana y concibe una nueva ética, una ética civil, una ética política del poder gubernamental.

Entonces, cuando Maquiavelo hace una comparación entre una ética que se había gestado a través de Aristóteles, una ética individual, una ética cristiana y tiene otra mirada y concibe una ética civil. Esa mirada, es la mirada de un hombre que ve otra posibilidad. Otra perspectiva y entonces allí se empieza a gestar el fenómeno contemporáneo que tanto nos preocupa: el fenómeno del pluralismo; el pluralismo político que ha generado tanta muerte y tanta violencia en el mundo. Cuando concebimos lo público o lo privado, o la ética individual y la ética colectiva.

¿Por qué estas reflexiones? Son reflexiones que traigo siempre en presencia de un libro. Porque en un libro hay una labor intelectual, hay una labor donde se exalta un valor intelectual, la forma de razonar, de pensar, de concebir el mundo o la sociedad, o de concebir muchas instituciones, o muchos aspectos que nos incumben a todos.

¿Por qué estas reflexiones frente a este libro de Roque Londoño? Por lo siguiente: porque Roque Londoño hace parte de un grupo de hombres que en el mundo tienen una ética colectiva, que luchan por una ética social, es decir, en Roque Londoño extracto tres aspectos fundamentales.

Primero el *sensum* común, es decir, su vida es una preocupación constante por el sentido comunitario. Cuando por primera vez gestamos la Liga de Usuarios, allí estaba Roque preocupado por los servicios públicos domiciliarios en la ciudad de Medellín y en el país.

Roque, no podemos decir que en él se exalte una ética individual; en Roque se exalta una ética social y esa ética social, esa preocupación por lo comunitario, es una preocupación por lo colectivo, es una preocupación por lo público; pero también, en Roque Londoño, hay otra ética y es la de la ilación, como la vinculación entre el valor intelectual y la preocupación comunitaria, no es el académico encerrado en la Universidad, sino que a manera

de Gramsci, es el intelectual orgánico, el hombre que tiene ideas, que razona, que piensa y que quiere compartir ese pensamiento con las preocupaciones profundas de la comunidad, de los sectores que sufren necesidades sanitarias. Pero hay otro valor en Roque Londoño que lo contempla este libro, que se encuentra en este libro, y es la siguiente preocupación.

Roque Londoño ha vivido una etapa azarosa del país, una etapa procelosa en la que lentamente sus líderes, los que estuvieron al lado de su lucha política, social, académica han ido desapareciendo. Muchos de los hombres que nos acompañaron cuando se fundó la Liga de Usuarios fueron asesinados. Y, él, yo diría que lentamente, se ha quedado solo y ha sentido la soledad. La soledad no es estar solo, la soledad es no ser comprendido.

Un luchador en América latina o en el país recibe la incompreensión de muchas partes y de muchos sectores Pero él, cuando todo su partido ha sido eliminado de la escena política, a nosotros nos da una enseñanza ética, y es la continuidad de lucha, la persistencia en la lucha, la tenacidad de la lucha. Por eso, el libro es símbolo de tenacidad y de lucha; por ello su presencia hoy., Y la presencia de todos nosotros.

Es una ética dinámica, de contenido social, de compromiso político, de compromiso académico, que exige planteamientos, y que exige ubicación frente a la teoría del Estado. Cuando uno habla de Servicios Públicos Domiciliarios tiene que comprender la dinámica del Estado contemporáneo, la legitimidad del Estado contemporáneo. Y, el Estado contemporáneo se legitima por la coerción, por la utilización de la represión o si, lo que da legitimidad al Estado contemporáneo, a las instituciones contemporáneas es una política coherente en el campo de los servicios públicos fundamentales: como la justicia, como el desarrollo del equipamiento social, como la presentación de los servicios públicos

domiciliarios. Y esa es la preocupación que emerge de este libro y es una preocupación de profundo contenido ético.

Cuando Roque me invitó en esta noche a exteriorizar estas palabras en forma generosa y amable Yo solamente, que lo conozco desde la creación de la Liga de Usuarios, que conocí muchos de sus contemporáneos con quienes él podía hablar, entenderse y comprenderse, utilizar el mismo lenguaje y la misma bandera y que hoy están bajo tierra porque fueron asesinados; yo dije, voy a exaltar en este libro, no solamente todo un debate interesante que está directamente relacionado con la teoría del Estado con el concepto de servicio público, sino a exaltar un valor ético.

Este libro es un símbolo. Los libros, dijo Borges, son la memoria del tiempo. Yo diría que un libro es la historia de un hombre. Este libro, es la historia de Roque Londoño, un hombre profundamente ético.

Jesús María Valle Jaramillo
Junio 6 de 1996

RECONOCIMIENTO

En 1985, cuando empecé a estudiar el problema de las tarifas cobradas a los usuarios por Empresas Publicas de Medellín, me entregué a un análisis que en principio despertó poco interés. A través de las discusiones que he sostenido con dirigentes y activistas del Movimiento Cívico y Popular, se han perfilado las tesis centrales esbozadas en las páginas de esta obra.

Mi reconocimiento a quienes, con sus aportes, hicieron posible el desarrollo de la investigación. El tema de la tarifa de "servicios públicos mercantes" que, por estar destinados al consumo final, adquieren la condición de servicios o bienes no transables, requiere de la atención de estudiosos e investigadores y de la profundización de los fundamentos ora económicos, ora sociales que motivan la provisión a la población de servicios básicos, que contribuyan al elevamiento social de las condiciones de vida del pueblo colombiano.

Mi agradecimiento especial a los amigos fundadores de la Liga de Usuarios de Empresas Públicas de Medellín, quienes posibilitaron la experimentación de las tesis que aquí se discuten; a los amigos y camaradas del Centro de Estudios e Investigaciones Sociales (CEIS), que facilitaron su valiosa hemeroteca: a los amigos de las Juntas de Acción Comunal, de las Asociaciones de Padres de Familia de las organizaciones sindicales y de las entidades culturales que estuvieron atentos al discurrir de las charlas y conferencias que se pronunciaron durante la preparación de la presente obra.

INTRODUCCIÓN

“Toda persona o grupo de personas tiene derecho a solicitar y obtener los servicios públicos...”

Al abordar el estudio de los Servicios Públicos¹, con frecuencia se incurre en la generalización, cuando el análisis se está limitando, a lo sumo, o bien al suministro o a la prestación, por entidades y empresas del Estado², con un marcado criterio de rentabilidad económica y acumulación capitalista, de los servicios mercantiles³ de energía eléctrica, acueducto, alcantarillado, telefonía local, recolección de basuras⁴, suministro de gas combustible, mataderos y plazas de mercado municipales⁵, caracterizados, en desarrollo de

¹ Word-Wesner, 1981. Consideran que están constituidos por agua, electricidad, alcantarillado, aseo, gas, transporte, teléfonos, comunicaciones (correos, telégrafos, TV., radio), educación salubridad, justicia, etc. “Finanzas Intergubernamentales de Colombia”. Informe Final de Misión. Departamento Nacional de Planeación (DNP). Pág. 296.

² En la Ley 142 de 1994 se les llama Servicios Públicos Domiciliarios. Ésta establece la posibilidad de que empresas privadas compitan con las del Estado en la gestión de los Servicios Públicos Domiciliarios, a su vez introduce para que éstas sean subastadas en el mercado de capitales, dando vida al reino de la reprivatización. Define, además, que los Servicios Domiciliarios son los de: acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y telefonía local móvil en el sector rural.

³ CÓRTEZ, Magdalena y PINZÓN, Rómulo E. definen los servicios de energía eléctrica, acueducto, alcantarillado, recolección de basuras y teléfonos como servicios mercantes. “Bases de Contabilidad Nacional”. Departamento Nacional de Estadística (DANE) Págs. 43 y 44.

⁴ CUERVO, Luis Mauricio. 1986, presenta los servicios de electricidad, acueducto, alcantarillado, telefonía local y recolección de basuras como servicios colectivos domiciliarios, “Economía de los Servicios Públicos, una visión alternativa. CINEO. Bogotá D.E. 1988. Pág. 45.

⁵ RAMOS, Exaltación y ROMÁN, Ma A. A. 1985, asocian los servicios de electricidad, acueducto, alcantarillados, y letrinas, extinción de incendios o servicio de bomberos, salud y atención médica, vivienda y caminos vecinales, como servicios urbanos participatorios. “Participación Comunitaria en la Prestación de los Servicios Urbanos en

la reciente política de Descentralización Administrativa⁶ como servicios básicos municipales⁷, transformados finalmente en “servicios públicos domiciliarios” para afianzar las ideas “neoliberales” puestas en boga por el actual régimen.

Cualquiera sea el marco teórico utilizado para determinar el carácter de los servicios públicos en referencia a los márgenes de cobertura, al carácter jurídico o de propiedad de las instituciones y empresas que los organizan y administran y a los ciclos y rangos de apropiación que la comunidad de usuarios esté en capacidad de lograr como consecuencia de su desarrollo, se coincide en que su utilización y consumo conlleva al pago de un nivel dado de contribución flexible o variable, cuando el valor del servicio es determinado para una entidad estatal, o de precio o “tarifa regulada”, o de libre fijación determinada por la afluencia de mecanismos de “competencia de mercado” de bienes y servicios, cuando son establecidos para empresas privadas, contribución o precio que, en el devenir de los años, adquiere un grado de tarifación creciente que termina por imponerse y redefinir entre el carácter de servicio asociativo⁸, y, la condición de servicio público contributivo y servicio público mercantilista, de rentabilidad económica en su explotación financiera, ya que en todos los casos, es la propia comunidad, a través de varios mecanismos, la que lleva la carga de organizar, financiar, operar y mantener los servicios. Más estrictamente, es la familia y a través suyo los individuos, los que deben aportar los recursos necesarios para atender los costos derivados de la necesidad o el deseo de disponer de Servicios Públicos⁹, en la variedad y calidad que en el “mercado de monopolio

Asía”: Centro Internacional de Investigaciones para el Desarrollo (CIID) Ottawa. 1986. Págs. 105-127.

⁶ Acto Legislativo Nro. 1 y Ley 11 de 1986.

⁷ Decreto 700 de 1986.

⁸ Se entiende por asociativo el servicio en concurrencia de formas organizativas combinadas entre entidades del Estado y particulares, o entre sectores de la población cuando la atención del Estado no se hace presente.

⁹ CÓRTEZ, Magdalena y PINZÓN, Rómulo E., Obra citada.

regulado” ofrecen las empresas prestatarias.

En los centros urbanos y en menor medida en algunas áreas rurales, donde adquieren significativa importancia asentamientos humanos, la población requiere la provisión y suministro, como derecho esencialmente inalienable, de servicios tales como: acueducto, alcantarillado, energía eléctrica, telefonía local y recolección de basuras, entre otros, cuya gestión ha sido encomendada a entidades del orden nacional o departamental y a empresas municipales de la más variada naturaleza jurídica. Con la promulgación en 1994 (julio) de las Leyes 142¹⁰ de “Servicios Públicos Domiciliarios” y 143¹¹, “Ley Eléctrica”, se le abre campo de acción a la empresa privada para organizar, operar y administrar servicios públicos domiciliarios. Con la adopción del modelo económico “neoliberal”, conocido en nuestro medio como la “apertura”, se da la posibilidad de que empresas privadas entren a competir con las del Estado en la gestión de “Servicios Domiciliarios”. Por la provisión de estos servicios se deben pagar, a las entidades que los suministran, flexibles y discordantes precios con los que se ha conformado una estructura tarifaria de servicios públicos que se disgrega en complejos niveles tarifarios para acueducto, alcantarillado, energía eléctrica, telefonía local, gas combustible y recolección de basuras.

El sector residencial de suscriptores o usuarios tiene la mayor participación en la gestión de servicios públicos en los centros urbanos del país, sector para el que las tarifas se han estructurado con fundamento en la estratificación socio-económica de los inmuebles a los que se les suministra uno o varios servicios. La incidencia de la estructura de tarifas de cada rama de servicios configura la cuenta mensual típica promedio que el usuario debe pagar por la utilización de los servicios provistos por la empresa o grupo de empresas que cumplen la función de suministradoras de

¹⁰ Publicada en el Diario Oficial No.41.433 del 11 de julio de 1994

¹¹ Publicada en el Diario Oficial No.41.434 del 12 de julio de 1994

“servicios públicos”. En términos porcentuales esa cuenta se integra de la manera que reseña la siguiente tabla:

Tabla 1. Cuenta Mensual Típica Promedio. Ramas de Servicio (en porcentaje)

ESTRATO SOCIO ECONÓMICO	ACUEDUCTO*	ENERGÍA	TELEFONÍA LOCAL¹²	RECOLECCIÓN BASURAS	TOTAL
Bajo/bajo	8,66	48,48	22,39	20,47	100,00
Bajo	11,21	46,25	23,19	19,35	100,00
Medio/bajo	23,64	43,49	19,52	13,35	100,00
Medio	26,70	36,91	17,64	18,75	100,00
Medio/alto	21,01	46,02	17,69	15,28	100,00
Alto	18,85	51,38	12,20	17,57	100,00

* Incluye la tarifa por derrame de alcantarillado

FUENTE: Tabulados del autor.

De la tabla se infiere que más del 50% de la factura pagada por el usuario se destina al cubrimiento de la tarifa de Acueducto, Alcantarillado y Energía Eléctrica, correspondiendo una menor proporción para cubrir la de telefonía y recolección de basuras.

Sin desconocer el peso de estas últimas en los presupuestos familiares y del que va adquiriendo la relativa facturación del servicio de gas combustible en nuestro medio, en el presente estudio abordaremos el análisis de la tarifa de energía eléctrica y la de acueducto y alcantarillado, por ser los pagos de estos dos servicios los que mayor peso adquieren en la composición de la cuenta promedio que, mes a mes, paga el usuario por el suministro de unos servicios a precios que están llegando a niveles desmesuradamente altos, como podrá apreciar el lector.

¹² Se le asocian una variedad de servicios complementarios a los que se les da el pomposo nombre de “servicios de valor agregado”.

CAPITULO I

1. LA ELECTRICIDAD: servicio público, o infraestructura capitalista?

Desde hace décadas la generación de electricidad, al convertirse en un servicio básico para la calidad de vida del ser humano, viene ocupando preocupación importante en los países de todo el mundo, constituyendo, además, una importante infraestructura¹³ para la producción y circulación capitalista de bienes y servicios de valor agregado. Las “tecnologías y recursos utilizados para la generación de dicha energía contaminan el medio ambiente, situación inversa a la mejora de la calidad de vida del ser humano; en consecuencia tal situación a (sic) dado lugar a la preocupación actual de poner todos los esfuerzos en la contaminación del medio ambiente^{14”}.

1.2. GENERACIÓN Y TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

La generación y transporte de electricidad comprende: el conjunto de instalaciones que se utilizan para transformar los diversos tipos de energía en electricidad y transportarla hasta los lugares donde se consume. La generación y transporte de energía en forma de

¹³ La misión “Economía y Humanismo”, dirigida por Louis Joseph Lebel, en el informe final presentado en septiembre de 1958 planteó que, para el estudio metódico de la situación colombiana, “la Infraestructura la constituía el capital social básico que condiciona el desarrollo económico y social. Sosteniendo, además, que la infraestructura es de orden físico: la red de carreteras, la red ferroviaria, la red de navegación fluvial, la red de telecomunicaciones, los puertos y los aeropuertos, los grandes trabajos de irrigación y drenaje, los oleoductos, etc. Desde otro punto de vista, son también de orden educacional y sanitario: instalaciones educacionales, de diversos grados, instalaciones de salud”.

¹⁴ MONTOYA, Modesto. “La Nucleoelectricidad”. documento electrónico, Urna Perú, 2002. Pág. 15-19. Disponible en Internet <http://www.ipen.gov.pe> s.f.

electricidad tiene importantes ventajas económicas debido al coste por unidad generada. Las instalaciones eléctricas también permiten utilizar la energía hidroeléctrica a mucha distancia del lugar donde se genera. Estas instalaciones suelen utilizar corriente alterna, ya que es fácil reducir o elevar el voltaje con transformadores. De esta manera, cada parte del sistema puede funcionar con el voltaje apropiado. El sistema de instalaciones eléctricas está conformado por seis elementos principales:

1. La central eléctrica, constituida por un conjunto de instalaciones utilizadas para transformar otros tipos de energía (hidráulica, térmica, eólica, solar, nuclear, etc.) en electricidad y transportarla hasta los lugares donde habrá de consumirse.
2. Los transformadores¹⁵ de alta tensión o de potencia, utilizados en las centrales para elevar el voltaje de la energía eléctrica generada, al régimen de tensiones utilizada en los diferentes ramales integrados por las líneas de transporte.
3. Las líneas de Transporte que conducen de las centrales la electricidad generada hasta los puntos donde habrá de distribuirse a los distintos sectores de utilización.
4. Las subestaciones que reciben la electricidad transportada, sometiéndola a un proceso de transformación, adecuándola a los bajos voltajes a utilizarse en las líneas de distribución.
5. Las líneas de distribución tendidas en las áreas en las que se entrega a los consumidores la electricidad que habrá de ser

¹⁵ En general, el transformador, o aparato que aumenta o reduce el voltaje por medio de inducción electromagnética, cumplirá uno o más de los siguientes requisitos: a) una diferencia en el valor de la tensión, b) una diferencia en la magnitud de la corriente, c) una diferencia en el ángulo de fase, d) una diferencia en la impedancia y e) una diferencia en la tensión de aislamiento, ya sea entre los dos circuitos o bien a tierra. Los transformadores se utilizan para satisfacer un amplio campo de necesidades.

utilizada, como bien final de consumo o como insumo de transformación productiva.

6. Los transformadores de baja tensión que, en últimas, proporcionan a los consumidores domésticos y otros sectores, cantidades de potencia relativamente pequeñas.

Las líneas de transporte y de distribución, también llamadas de conducción, se pueden diferenciar según su función secundaria:

- a) Líneas de transporte de alta tensión, se identifican a primera vista por el tamaño de las torres o apoyos, la distancia entre conductores, las largas series de platillos de que constan los aisladores y la existencia de una línea superior de cable más fino que es la línea de tierra.
- b) Líneas de distribución de baja tensión, también denominadas tercianas, son las últimas existentes antes de llegar la electricidad al usuario, y reciben aquella denominación por tratarse de las que distribuyen la electricidad al último eslabón de la cadena.

Las líneas de conducción de alta tensión suelen estar formadas por cables de cobre, aluminio o acero recubierto de aluminio o cobre. Estos cables están suspendidos de postes o pilotes, altas torres de acero, mediante una sucesión de aislantes de porcelana.

Gracias a la utilización de cables de acero recubierto y altas torres, la distancia entre éstas puede ser mayor, lo que reduce el coste del tendido de las líneas de conducción; las más modernas, con tendido en línea recta, se construyen con menos de cuatro torres por kilómetro.

En algunas zonas, las líneas de alta tensión se cuelgan de postes de madera; para las líneas de distribución, a menor tensión, suelen ser más adecuados los postes de madera, que las torres de acero.

En las ciudades y otras áreas donde los cables aéreos son peligrosos se utiliza el tendido subterráneo de cables aislados. Algunos cables tienen el centro hueco para hacer circular a través de ellos **aceite dieléctrico a baja presión**. Este aceite proporciona una protección temporal contra el agua, que podría producir fugas en el cable. Con frecuencia se utilizan tubos, por los que se hace circular **aceite dieléctrico a alta presión** (unas 15 atmósferas), rellenos con muchos cables, para la transmisión de tensiones de hasta 345 kilovoltios

Cualquier sistema de distribución de electricidad requiere una serie de equipos suplementarios para proteger los generadores, transformadores y las propias líneas de conducción. Suelen incluir dispositivos diseñados para regular la tensión que se proporciona a los usuarios y corregir el factor de potencia del sistema.

Los cortacircuitos se utilizan para proteger todos los elementos de la instalación contra cortocircuitos y sobrecargas y para realizar las operaciones de conmutación ordinarias. Estos cortacircuitos son grandes interruptores que se activan de modo automático cuando ocurre un cortocircuito o cuando una circunstancia anómala produce una elevación repentina de la corriente.

En el momento en el que este dispositivo interrumpe la corriente, entre sus terminales se forma un arco eléctrico. Para evitar este arco, los grandes cortacircuitos, como los utilizados para proteger los generadores y las secciones de las líneas de conducción primaria, están sumergidos en un líquido aislante: por lo general aceite dieléctrico.

Para romper ese arco, es frecuente, a veces, recurrir a la utilización de campos magnéticos. En tiendas, fábricas y viviendas se utilizan pequeños cortacircuitos diferenciales. Los aparatos eléctricos también incorporan unos cortacircuitos llamados fusibles, consistentes en un alambre de una aleación de bajo punto de fusión; el fusible se introduce en el circuito y se funde si la corriente aumenta por encima de un valor predeterminado.

En muchas zonas del mundo las instalaciones locales o nacionales están conectadas formando una red. Esta red de conexiones permite que la electricidad generada en un área se comparta con otras zonas. Cada empresa aumenta su capacidad de reserva y comparte el riesgo de apagones¹⁶.

Estas redes son enormes constituyendo complejos sistemas compuestos y operados por grupos diversos. Representan una ventaja económica, pero aumentan el riesgo de un apagón generalizado, ya que si un pequeño cortocircuito se produce en una zona, por sobrecarga en las zonas cercanas, se puede transmitir en cadena a todo el país. Muchos hospitales, edificios públicos, centros comerciales y otras instalaciones que dependen de la energía eléctrica tienen sus propios generadores para eliminar el riesgo de apagones.

¹⁶ Apagón, interrupción a gran escala del suministro eléctrico, bien debido a un fallo técnico en la generación o el transporte, o a una reducción planificada durante un periodo de escasez de energía. Las mejoras en el estudio de las necesidades energéticas y el desarrollo y mantenimiento de las redes de energía contribuyen a evitar los apagones.

1.3. REGULACIÓN DEL VOLTAJE

Las largas líneas de conducción presentan inductancia¹⁷, capacitancia¹⁸ y resistencia¹⁹ al paso de la corriente eléctrica. El efecto de la inductancia y de la capacitancia de la línea es la variación de la tensión si varía la corriente, por lo que la tensión suministrada varía con la carga acoplada. Se utilizan muchos tipos de dispositivos para regular esta variación .no deseada.

La regulación de la tensión se consigue mediante la utilización de dispositivos reguladores de inducción y motores síncronos de tres fases, también llamados condensadores síncronos. Ambos varían los valores eficaces de la inductancia y la capacitancia en el circuito de transmisión. Ya que la inductancia y la capacitancia tienden a anularse entre sí, cuando la carga del circuito tiene mayor reactancia inductiva que capacitiva (lo que suele ocurrir en las grandes instalaciones) la potencia suministrada para una tensión y corriente determinadas es menor que si las dos fueran de valores iguales.

La relación entre esas dos cantidades de potencia se denomina factor de potencia. Como las pérdidas en las líneas de conducción son proporcionales a la intensidad de corriente, se aumenta la capacitancia para que el factor de potencia tenga un valor lo más cercano posible a 1. Por esta razón se suelen instalar grandes condensadores en los sistemas de transmisión de electricidad.

¹⁷ Se entiende por inductancia a la “oposición” que ofrecen los circuitos eléctricos a cualquier variación de la corriente que los atraviese.

¹⁸ Entiéndase por capacitancia a la cantidad de carga eléctrica que recibe un sistema de conducción.

¹⁹ Entiéndase por resistencia a la “oposición” que un material o dispositivo ofrece al flujo de una determinada corriente

2. SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

En 1979 el Departamento Nacional de Planeación (DNP) e Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) contando con la colaboración técnica de la República Federal Alemana (RFA) realizan el “Estudio del Sector Eléctrico” (ESSE), identificando la existencia en el país de 308 proyectos hidroeléctricos que podrían representar un total de 93,085 millones de kilovatios²⁰, acervo que sitúa a Colombia a niveles importantes en Latinoamérica y el mundo.

Con antelación a este estudio, en trabajo realizado entre diciembre de 1954 y junio de 1956, la Misión “Economía y Humanismo”, bajo la dirección de Louis Joseph Lebret, citando un informe publicado por la *National Electrification Plan*, sostiene que “el potencial hidroeléctrico, apenas inventariado muy parcialmente, sería de 40 millones de kilovatios”.

En 1954 la energía hidráulica, con 280.000 Kw proporcionaba cerca de las $\frac{3}{4}$ partes de la capacidad eléctrica de las Compañías de distribución de electricidad. La ejecución del Plan Nacional de Electrificación prevé que en 1970 la capacidad hidroeléctrica instalada será del 76% de la capacidad total (2.695.000 KW) o sea 2.048.200|KW. Esto representa 7,3 veces la capacidad hidráulica instalada o el 5% del potencial hidráulico calculado (4.150.000 Kw).²¹ .

²⁰ VÉLEZ G., Luis Diego. VÉLEZ S. Ángela María, ARROYAVE V., Guillermo, y GIRALDO V. Iván Mario. “Impactos Regionales de los Proyectos Hidroeléctricos”. Gobernación de Antioquia, Departamento Administrativo de Planeación, Dirección de Desarrollo Regional, División de Desarrollo Socioeconómico. Medellín, 1982. Pág. 3.

²¹ LEBRET, Louis Joseph. “Estudio sobre las condiciones del Desarrollo de Colombia”. Misión “Economía y Desarrollo”. (Nacional Electrification Plan, Vol. I p. 155, la Misión E. Y F. Gibas and Hill Inc., establece este cálculo teniendo en cuenta la estimación hecha en 1947 por U.S. Geological Survey en el informe Curri, que no menciona sino 4.000.000 Kw para el conjunto de Colombia. El cálculo de la misión E. Y F. Gibas and Hill es una extrapolación de los recursos hidráulicos de la región central”). Aedita, EDITORES Ltda., Bogotá D.E. 1958, Págs. 159, 171-172 y 279.

La introducción a Colombia de la electricidad para fines de alumbrado público esencialmente, se remonta a 1886, cuando la firma Ospina Hermanos Medellín, obtiene el otorgamiento de un contrato para dotar a la ciudad capital de Bogotá de alumbrado. La tabla 2 referencia las primeras compañías establecidas en Colombia para iniciar los desarrollos eléctricos, nótese la supremacía del capital privado en los componentes accionarios de las mismas.

Tabla 2. Introducción de la electricidad para alumbrado público

AÑO	FIRMA	CIUDAD	PROPIETARIOS
1891	Electric Light co.	Bogotá	Ospina Hermanos de Medellín, familia Carrizosa de Bogotá.
1896	Samper Brush y Cía.	Bogotá	Hijos del Estadista Daniel Samper
1920	Compañía Nacional de Electricidad.	Bogotá	Familia Dávila
1902	The Bogotá City Railway Co.	Bogotá	Empresa norteamericana que operó el tranvía, con sus propias plantas de generación de electricidad.
1895	Compañía Antioqueña de Instalaciones Eléctricas.	Medellín	Familia Ospina, controlando 3 334 acciones; Municipio de Medellín 3 333 y Departamento de Antioquia 3 334. El municipio en 1903 transfirió sus acciones a particulares, otro tanto hizo el Departamento en 1905 que vendió a la Familia Echevarria la casi totalidad de sus acciones. En 1918 el Municipio de Medellín compra la totalidad de acciones y municipaliza el servicio de electricidad.
1886	Panama Electric Light Co.	Panamá	Empresa de Capital Norteamericano representada por Ramón Santo Domingo Vila.

Fuente: TOMAN, Rene de la Pedraja. "Petróleo, electricidad, carbón y política en Colombia", El Áncora Editores. Sáinate de Bogotá D.C. 1993

El inventario del ESSE (1979) ubica en Antioquia 57 proyectos, incluyendo los que se encuentran en operación, construcción y diseño con una capacidad instalable total de 22 512 500 kilovatios hidráulicos, que representan el 24,2% del potencial hídrico del país. Sin embargo, debe aclararse que en dicho inventario no se incluyeron proyectos de menos de 10 Mw de capacidad instalada dado que, para ese entonces, la magnitud de los mismos no es significativa.

Es factible, en consecuencia, que el potencial apto a ser utilizado pueda ser en realidad un poco mayor y consecuentemente pueda

elevar la participación de Antioquia en el panorama energético nacional²².

Desde el punto de vista de la utilización, a la energía eléctrica se la considera en su doble función: bien de consumo final, o bien de consumo intermedio:

- Como bien de consumo final satisface unas determinadas necesidades conforme a los usos y costumbres del sector específico de consumidores que lleva a cabo este tipo de utilización, siendo los hogares donde se expresa una mayor participación.
- Consumo intermedio, por definición, la energía eléctrica se utiliza a manera de insumo para la producción de otros bienes, de tal manera que a medida que los encadenamientos sectoriales vayan en aumento, se expandirá el ciclo de consumo de electricidad, porque al estar encadenada en los productos mismos, se presentará una transferencia de producto en producto y de sector en sector, ampliándose en el tiempo su ciclo productivo²³.

Millán y Perry Ltda. Desarrollando el Contrato FNR-137-FONADE-Mejía, en el informe final presentado en junio de 1982 en el marco de la metodología de planeación para el Sector de Energía Eléctrica (ESE), adoptan el período 1982-2000 como el horizonte de planeación²⁴ de largo plazo en el que se enmarcan los “Proyectos

²² VÉLEZ G., Luis Diego, et. al. Obra citada, Pág. 3.

²³ VÉLEZ G., Luis Diego, et. al. Obra citada, Pág. 30.

²⁴ La Comisión de Regulación de Energía y Gas promulga el 28 de mayo de 1998 la Resolución 070, Publicada en el Diario Oficial número 43 318 que circuló el 10 de junio del mismo año, en la que en acápite 3.4.1 Horizontes de Planeación del Anexo General establece los Horizontes de Planeación de conformidad con el siguiente postulado:

de Generación” de ISA, considerados modelos desagregados para un horizonte de planeación de corto plazo, sugiriendo que, con una determinada frecuencia (cada dos o tres años) debe revisarse el programa de generación para tomar decisiones en torno a la construcción de los proyectos que deban acometerse para atender, por adelantado, las exigencias de demanda que vayan presentándose, habida consideración que cada nuevo proyecto requiere de una etapa de construcción y prueba comprendida entre: dos años, para proyectos térmicos y de siete para proyectos hidráulicos; tiempo requerido para que el proyecto en cuestión entre en la etapa de operación plena.

Igualmente, sugerían que el nivel de tarifas promedio en todo el país debe llegar a unificarse, por cuanto que, como consecuencia de la interconexión entre todos los sistemas de generación y distribución de energía eléctrica²⁵ y el planeamiento conjunto del sector, los costos incrementales de generación y transmisión, al constituir más del 80% del costo incremental total serían iguales para todo el país. “Las proyecciones prevén que esa igualación no ocurra en forma brusca y por ello avizoran que suceda hacia 1993”.

“Este supuesto implica la adopción de tasas de crecimiento de las diferentes tarifas en los distintos sistemas de distribución, siendo más moderadas en aquellos donde hoy en día son más altas (en

Horizonte de Planeación de Corto plazo: un (1) año. Es un período de carácter operativo, durante el cual el OR simula la operación y el funcionamiento de su Sistema y además realiza el ajuste de las alternativas de expansión planteadas.

Horizonte de Planeación de Mediano plazo: cinco (5) años. Es un período de carácter decisivo, donde el OR determina las obras necesarias para atender la expansión y crecimiento de la demanda en este lapso.

Horizonte de Planeación de Largo plazo: diez (10) años. Es un período de carácter estratégico, en el cual el OR determina en forma global la expansión de su Sistema, según las tendencias de crecimiento de la demanda de sus Usuarios.

²⁵ La energía eléctrica constituye el 12.7% del consumo total de energéticos en el país, consumo calculado en cerca de 243 700 Tera calorías año. (UPME “Futuros para una energía sostenible”, Impresiones Rojo, Medellín, 2000, Pág.23.

particular en la Costa Atlántica) y más altas en los que son más bajas (en particular, en el noroccidente del país)²⁶".

Comoquiera que las empresas suministradoras del servicio de electricidad²⁷ no han tenido unas tarifas acordes con su estructura de costos, a finales de 1990 las autoridades del sector eléctrico promulgaron las Resoluciones 090 y 095 para introducir una revisión de la política tarifaria en base al índice de costos del sector, de modo que la tarifa al usuario final reflejara los costos económicos a nivel de distribución, involucrando en éstos los costos de generación, transmisión y funcionamiento de las empresas distribuidoras.

En el período contextual, los organismos de Planeación, por el influjo exógeno de las políticas e intereses de inversionistas extranjeros vinculados al capital transnacional, orientado por el Fondo Monetario Internacional (FMI), han sometido los criterios iniciales de la planificación del sector a la ambivalencia conceptual prospectiva de escenarios de corto, mediano y largo plazo de planeación del sector; planes de expansión para corregir escenarios puntuales presionados por la demanda, o planes de referencia para responder a las eventuales intervenciones del capital privado en inversiones específicas de corto o mediano plazo.

Actualmente en Antioquia se ha superado la cifra estimada por el ESEE y se tiene un catalogo con un inventario de 67 proyectos en diferentes estados de estudio, identificación, reconocimiento,

²⁶ Millán y Perry Ltda. "Estudio Nacional de Energía, Informe Final" República de Colombia, Departamento Nacional de Planeación, Ministerio de Minas y Energía, Fondo Nacional de Proyectos de Desarrollo. Bogotá D.E. 1982, Pág. 180.

²⁷ En Colombia, conforme a definición adoptada en la Resolución 24 promulgada en 1995 por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el "Servicio Público de Electricidad o de Energía Eléctrica, comprende las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, de acuerdo con el artículo 1 de la Ley 143 de 1994 y el numeral 14.25 de la Ley 142 de 1994".

prefactibilidad, factibilidad, diseño y operación²⁸, colocando al departamento en una condición de privilegio frente a las demás regiones del país que, como consecuencia de condiciones hidrológicas inferiores, dependen de estas ventajas hidroeléctricas.

La tabla relaciona aspectos de las diferentes metodologías utilizadas a partir del Estudio del Sector de Energía Eléctrica (ESEE) en lo relativo a la cuantificación del sector de generación de electricidad en Colombia.

Tabla 3. Planeación de largo plazo 1977-1998 y 2000-2005 (Megavatios)

PLANEACIÓN					OPERACIÓN				
Años	Método	Hídrico	Térmico	Total	Método	Hídrico	Térmico	Eólica	Total
1977	ESEE	2 731.4	1 198.4	3 929.8	ESSE	2 731.4	1 198.4		3 929.8
1986	ENE	5 957.8	2 271.2	8 229.0	ISA	6 392.8	1 803.2		8 196.0
1987	ENE	5 952.6	2 326.4	8 279.0	ICEL	6 285.1	2 154.8		8 439.9
1988					UNALMED	6 225,0	1 990,0		8 215,0
1988					ISA	6 507,0	1 825,0		8 335,0
1991	ENE	9 054.3	2 627.7	11 683.0	PER ¹	6 517.7	11 838.3		8 356.0
1998	ENE	15 425.5	2 743.5	18 169.0	PER ²	8 156.0	3 891.0		12 047.0
1999					UPME	7 891,8	3 700,2		11 592,0
2000	PLANEACION 2009-2023				UPME	8 259,5	4 000,4		12 259,9
2004	Cogen	Hídrico	Térmico	Total	UPME ³	9 935,0	4 419,0		13 354,0
2008	38,9	3 759,9	520,0	4 318,8	UPME	8 994,0	4 428,0	18,0	13 440,0 ⁴
1	Estrategia de inversiones para el período 1998-2007.								
2	Considerando un período de corto y mediano plazo para los años 1998-2003 y un segundo período de largo plazo para los años 2004-2010.								
3	Se conoce como el Parque Eólico Jepirachí, construido por Empresas Públicas de Medellín como laboratorio experimental en jurisdicción del municipio de Uribe, Alta Guajira, constituido por 15 aerogeneradores de 1,3 MW cada uno, para un total de 19,5 MW, entró en operación comercial a partir de abril de 2004.								
4	Los expertos en mercados XM, filial de ISA en su Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Colombiano 2008, en la Tabla 4, página 35, sostienen que "la capacidad efectiva neta del SIN cerró 2008 con un valor de 13,456.8 MW, 78 MW más que el año anterior", capacidad que discriminan por recurso: hidráulico 8,525.0 MW; térmico 4,343.0 MW, dividido a su vez en Gas 2,757.0 MW, Carbón 967.0 MW, Combustóleo 187.0 MW, ACP 0.0 MW y Fuel-Oil 432.0 MW; Menores 564.3 MW, constituidos por plantas de generación Hidráulica y térmica 545.8 MW y Eólica 18.4 MW, y, Cogeneración de 24.5 MW. http://www.xm.com.co.s.f .								
ESSE	Estudio del Sector de Energía Eléctrica.								
ENE	Estudio Nacional de Energía.								

²⁸ BOTERO CHICA, Carlos. "El Futuro Energético del Departamento de Antioquia". EN: Revista Antioqueña de Economía y Desarrollo, número 38, Medellín, mayo-agosto de 1992. Págs. 62-73.

Tabla 3.		Continuación
ISA	Interconexión Eléctrica S.A.	
ICEL	Instituto Colombiano de Energía Eléctrica.	
UNALMED	Universidad Nacional de Colombia, Seccional Medellín.	
PER	Planeación Energética Regional.	
UPME	Unidad Planeación Minero Energética.	
DAPA	Departamento Administrativo de Planeación de Antioquia.	
DPN	Departamento Nacional de Planeación.	

FUENTE: DAPA. "Impactos regionales de los Proyectos Hidroeléctricos", cuadro I.1. Medellín, noviembre de 1982. Pág. 5. DNP. "Estudio Nacional de Energía", tablas VI.10 y VI-13. Bogotá DE., 1982. Págs. 281 y 283. ISA. "Informes y Balances 1988" Págs. 7 y 44. ICEL. "La Electrificación en Colombia 1986/87", Págs. 27-29. ISA. "Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión", junio 1991. Pág. 6. "Informe y Balance de 1988", Pág. 20. UPME, "Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2005-2019 Preliminar" <http://www.upme.gov.co> s.f. Documento electrónico. Págs. 26-27. UPME, "Plan de Expansión de Referencia - Generación - Transmisión 2009-2023" <http://www.upme.gov.co> s.f. Documento electrónico, Págs. 22-23. UPME "Plan de expansión en generación" <http://www.upme.gov.co> s.f. Pág.45.

Adviértase que entre los retos sugeridos por Mejía, Millán y Perry Ltda. para atender la demanda de energía eléctrica en el "horizonte de planeación de largo plazo" y los resultados alcanzados por el sector, traducidos en utilizaciones de la demanda, existe un marcado rezago del 0,40% para 1986, de 0,77% para 1988, de 28,48% para 1991 y del 33,69% para 1998, pasando por un superávit del 1,94% para 1987.

Sin embargo, en documento presentado al Seminario Nacional de Sintraelec, reunido en la población El Prado-Tolima en 1989, bajo el título "Análisis del Sector Eléctrico y Situación de los Trabajadores", apoyado en datos extractados del Informe presentado a la Asamblea de Accionistas de ISA, se sostiene que en la evolución de la demanda instalada en 1988, el país cuenta con 8 335 Mw distribuidos: 6 507 hidráulicos y 1 828 térmicos. La misma publicación, trabajando cifras suministradas por las empresas del Sector Eléctrico, sostiene que las capacidades efectivamente instaladas y en operación a mayo de 1987 correspondían a 6 373,3 Mw de origen hidráulico y 1 999 Mw generados en centrales térmicas, para una capacidad total de 8 372,3 Mw²⁹. Otra

²⁹ SINTRAELECOL-FENASINTRAP-CUT. "Proyecto análisis del sector eléctrico y situación de los trabajadores". El Prado-Tolima 1989. Págs. 33-42.

publicación expresa que “la capacidad instalada en el sistema de interconexión nacional es de 8.400 (sic) megavatios (MW). Estas cifras son aproximadas porque según las *Memorias* de los dos últimos ministros de Minas y Energía, la capacidad instalada fue de 8.536 MW en 1990 y 8.312 (sic) MW en 1991. [...] De los 8.400 MW de capacidad instalada, el 78% se origina en plantas hidroeléctricas (8.400 MW) (Sic) y el 22% proviene de las plantas térmicas (1.800 (sic) MW). Esta última generada por carbón, gas o fuel oil, aumentó en 4% de 1990 a 1991, ya que en 1990 correspondía al 18%³⁰”.

El Compes en el documento DNP-2534-UINF-DELEC sostiene que “para atender la demanda, se cuenta con una capacidad efectiva instalada de 8 312 Megavatios (Mw) (78.5% Hidráulica y 21.5% Térmica). En 1980 la capacidad instalada ascendía a 4 177 Mw (70.5% hidráulica y 29.5% térmica), lo cual representa un crecimiento del 7.1% promedio anual. El consumo de electricidad en el país pasó de 19 481 Gigavatios -Gwh- en 1980 a 34 070 Gwh en 1 990, lo cual representa un crecimiento en promedio del 5.7% anual. El consumo per-cápita aumentó en promedio 3.6% anual, lo que coloca al país en el sexto lugar a nivel Latinoamericano (1033 Kwh/hab/año)³¹”.

En la página Web de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) del Ministerio de Minas y Energía de Colombia que suministra información sobre las actividades de esta unidad, en formato PDF (*Portable Document Format* -Formato para Documento Portátil-), el visitante puede tener acceso a los documentos “Plan de Expansión de Referencia. Generación-Transmisión 2005-2019” y al “Boletín de Estadísticas Internacionales Minero Energéticas” en los que, con respecto a la Capacidad Eléctrica instalada en el país, se suministra información contradictoria, pues, mientras que en el

³⁰ RODRÍGUEZ VARGAS, Gustavo. “El Apagón de 1992 y el Escándalo del Guavio”. Editorial Oveja Negra, Bogotá D.C. 1992, Págs. 25-26.

³¹ COMPES. “Documento DNP-2534-UINF-DELEC”. Departamento Nacional de Planeación (DNP), Bogotá D.C., mayo 21 de 1991, Pág. 4.

primer documento se sostiene que la capacidad instalada en 2000 correspondía a 12 259,9 Mw³² y en 2004 equivalía a 13 354 Mw, en el segundo se afirma que la capacidad instalada en 2000 era de 12 581 (321,1 Mw por encima) y en 2002 correspondió a 13 470 Mw, capacidad esta que supera en 116 Mw, a la que la UPME se refiere como alcanzada dos años más tarde.

Pero, menos confiable aún es la información manejada por las autoridades energéticas, cuando se la contrasta con la suministrada por el Departamento Nacional de Planeación (DNP) al decir que: “[...] Colombia deberá [...] incrementar la capacidad de generación a 16.017 Mw (hoy es 13.398)³³”. Datos que al ser comparados con los suministrados por otras fuentes, reseñan el elevado grado de desinformación que se maneja al interior del Sector Eléctrico.

Quizá en los horizontes macroeconómicos de planeación, una diferencia de la magnitud observada pueda considerársela de poca significación en la varianza de los picos de los valores factorizados; pero en la vida real con 44 Mw reportados como la diferencia de capacidad instalada, puede satisfacerse a plenitud los requerimientos eléctricos de una población de cerca de los 45 mil habitantes.

Partiendo del presupuesto de que a diciembre de 1999 la capacidad eléctrica instalada era de 11 592 Mw distribuidos en 68,08% de origen hidráulico, 25,74% generados por centrales térmicas a gas y 6,18% suministrados por centrales térmicas a carbón y que de esa fecha a junio de 2000 entraron en operación 367,9 Mw hidroeléctricos correspondientes a la planta de Urrá y plantas

³² De otra parte, en el documento “Futuros para una energía sostenible en Colombia”, preparado para la UPME por un equipo de expertos, bajo la dirección de Ricardo A. Smith Q. se sostiene que “la capacidad actual (1999) instalada neta de generación eléctrica en el país es de 11.597 Mw, de los cuales 7.892 Mw son hidráulicos y 3.705 Mw son térmicos”. Impresiones Rojo, Medellín, mayo 2000, Pág. 21.

³³ MONTENEGRO TRUJILLO, Santiago. “Visión Colombia II Centenario. Propuesta para discusión”. Editorial Planeta Bogotá D.C. 2005, Pág. 18.

menores, y 300 Mw correspondientes a la generación de la planta de Termo Candelaria a gas, modificándose así la composición de la capacidad instalada a 67,37% hidráulicos, 26,79% gas y 5,84% carbón, sobre un total de 12 259,9 Mw, debe destacarse que el ENE vislumbraba que para el período 1982-2000 el nivel de participación del componente térmico del 14,8% de la generación en el año 1984, descendería al 8% en el año 2000³⁴.

De otra parte, la Unidad de Proyección Minero Energética (UPME) estima que la capacidad de generación instalada en el país puede variar para el año 2004 entre 13 344.6 Mw y 13 864.6 Mw, en concordancia a las alternativas analizada³⁵.

Mediante la combinación de diferentes escenarios de Planeación, la UPME adopta cuatro estrategias para la expansión de la generación en el período 2000-2005.

Tabla 4. Expansión Generación Corto Plazo 2000-2005

ESCENARIO	TÉRMICO				TOTAL	%	HIDRÁULICO	%	TOTAL
	Carbón	%	Gas	%					
I	1 300	38,50	2 076	61,50	3 376				
II	1 150	51,66	1 076	48,34	2 226	63,05	1 420	36,95	3 646
III			3 323	100,00	3323				
IV			2 700	100,00		70,68	1 120	29,32	3 820

FUENTE: UPME. "Plan de Expansión de Referencia 2000-2005".

A la capacidad instalada de 13 354 Mw (ver tabla 3.) a diciembre de 2004 habría que agregarle la disponibilidad de 58 Mw términos a gas de la Central El Morro, ubicada en el departamento de Casanare, cuya entrada en operación se había previsto para agosto de 2005 (se pospuso su entrada para el 2006), con todo y lo cual, para los escenarios considerados se presentan rezagos del orden:

³⁴ Mejía Millán y Perry Ltda.. "Estudio Nacional de Energía". Departamento Nacional de Planeación. Ministerio de Minas y Energía. Bogotá D.E. 1982, Pág. 287.

³⁵ <http://www.upme.gov.co> "Plan de Expansión de Referencia 2004-2018", documento electrónico editado en PDF, sin fecha, Págs. 5-67.

Tabla 5. Rezagos en la Planeación

Térmica El Moro						
Escenario	Rezago	Excluida	Incluida	Escenario	Excluida	Incluida
		1 094.1	1 152.1			
I		67,59	65,87	III	67,07	65,33
II		67,48	65,75	IV	71,36	69,84

FUENTE: cálculos del autor.

Los rezagos son aún más pronunciados cuando se compara, por separado, los resultados de los componentes hidráulico y térmico. Para el componente hídrico se presentaron superávit del 6,30% y del 3,59% para los años 1986 y 1987, en tanto que para 1991 el rezago se tradujo en un 31,02% del componente planeado, rezago que aumenta al 51,13% para 1998. Por su parte, para el componente térmico se manifiesta una tendencia al rezago que oscila entre el 25,61% para 1986 y del 25,97% para 1991, pasando por un 13,38% en 1987. Sin embargo, para 1998, en este componente, se presenta un superávit del 33,83%, respecto a lo inicialmente planeado por el ENE.

Para la obtención de las estrategias de generación de energía eléctrica en el largo plazo: 2005-2015, fueron considerados diferentes escenarios de evolución para los recursos energéticos disponibles en materia de generación de electricidad.

Parece ser que la Unidad Estadística de la UPME le juega a dos cartas: con una se alimenta la información a ser considerada para la planeación interna del negocio de electricidad y la otra, para alagar a los inversionistas extranjeros con miras a ampliar el mercado de excedentes de electricidad exportable.

No obstante, Francisco J. Ochoa F., en artículo publicado en la revista de Estudios Energéticos de la Facultad de Minas de la Universidad Nacional, Seccional Medellín, sostiene que para 1988 la capacidad total de electricidad instalada por el sistema eléctrico

nacional no superaba los 8 215 megavatios³⁶, cifra inferior en 224.9 megavatios a la presentada por ICEL para 1987, disparidad equivalente a la electricidad suministrada por una central.

En otra publicación no menos autorizada se especifica que para 1990 la capacidad efectiva instalada de electricidad en el país correspondía a 8 332 megavatios, de los cuales 1799 se originaban en generación térmica³⁷.

Vistas así las cosas, la contradictoria y dispersa información que “especialistas” y las propias autoridades energéticas presentan sobre los logros del sector eléctrico del país, imposibilita la aprehensión seria de los diversos “avances”, tomándosela, en cambio, sólo como una muestra estadística que soporta una errática planeación energética.

Por la escasa participación histórica del sector privado en el escenario electricidad, los diversos estudios desarrollados en torno a la Planeación energética sólo han consolidado los valores aportados por el sector estatal. Tradicionalmente, el sector privado sólo se ocupaba de la generación de electricidad para satisfacer necesidades parciales y aún globales de algunas empresas manufactureras, incluidas unas cuantas empresas de economía privada del sector estatal (ECOPETROL y la Siderurgia Acerías Paz de Río).

En Colombia, el atisbo de planeación energética ha estado condicionado desde 1949 (cuando se le conceden al país los primeros empréstitos fundamentados en los Convenios de Bretón

³⁶ OCHOA F., Francisco J. “Política de tarifas de energía eléctrica adoptada por el gobierno de Colombia”. En *Energética*, Revista de Estudios Energéticos de la Facultad de Minas de la Universidad Nacional de Colombia, Seccional Medellín, noviembre de 1988, Pág. 12.

³⁷ LOMBANA VILLAMARIN, Jorge Enrique. Et al. “Comercialización y financiamiento de los productos energéticos”, en *Energía: desarrollo en el siglo XXI*. Universidad Javeriana, Bogotá D.C. 1993, Pág. 170.

Woods, a las directrices del Fondo Monetario Internacional y a los condicionamientos del Banco Mundial, del Banco Interamericano de Desarrollo y de la Agencia Internacional de Fomento, dirigidos a imponerle al país un “proceso de modernización institucional sectorial³⁸” que, con el correr de los años, se ha extendido a todas las esferas del comportamiento público y privado del Estado colombiano y cuya expresión política se expresa a través de los “programas de privatización” de instituciones y Empresas estatales, adoptados con posterioridad a 1978 en el marco de la “Apertura Económica, y la inserción del país en los proyectos y planes transnacionales y de globalización, mediante los cuales se transfieren importantes recursos de “Capitalismo de Estado” a la esfera de la apropiación privada, especialmente, por parte de inversionistas transnacionales.

La tendencia que exalta la plenitud del Poder del Estado en la nación para intervenir en las diferentes esferas de la actividad económica en condición de empresario o de apalancador de los capitales privados, se la conoce como la estatización económica y como, en ciertos casos, ésta estaba prevista en la Constitución Política de los países, la privatización³⁹ exige la consecuencial desconstitucionalización de los derechos de la colectividad para hacer factible la transferencia de funciones de gestión del Estado al sector privado que en definitiva se expresa a través de la transferencia de la propiedad estatal al sector privado.

Por privatización debe entenderse la actitud política que asumen ciertos sectores gobernantes predominantes para posibilitar la

³⁸ CEPEDA U., Fernando. “La Influencia de las Agencias Internacionales en el Proceso de Desarrollo de Colombia 1950-1974”. En: Revista de la Universidad de Medellín, número 51. Medellín, diciembre de 1987. Págs. 9-29.

³⁹ Una amplia discusión en torno a la gradualidad en la transferencia de actividades del Estado al Sector Privado la abordan PINEDA HOYOS, Saúl y SUÁREZ MELO, Mario. “Eficiencia del Estado y Privatización”. EN: “Una Aproximación al Futuro: Colombia Siglo XXI”. Tomo I, Cámara de Comercio de Bogotá. Arte y Fotolito “ARFO” Ltda., Bogotá D.E. SF. Págs. 371-412.

transferencia al sector privado de inversionistas, la actividad o grupo de actividades que en la producción de bienes y servicios despliegan empresas de tipo estatal; más concretamente como “la acción de transferir funciones hacia organizaciones de diverso tipo de carácter privado, por parte del gobierno central⁴⁰”.

Utilizando como sustrato el llamado modelo del “Cono Sur⁴¹”: Chile (1980) y Argentina (1992) que adoptan una legislación a través de la cual dividen el sector electricidad para cumplir cinco principales funciones: 1) generación, 2) despacho, 3) transmisión, 4) redes de distribución y 5) redes de suministro, el legislador colombiano en 1994 promulga las leyes 142 (Régimen de Servicios Públicos Domiciliarios) y 143 (Régimen para la Generación, Interconexión, Transmisión, Distribución y Comercialización de Electricidad) que posibilitan la creación de condiciones permisivas para privatizar el sector electricidad, dividiendo el sector en los subsectores:

1. **Generación.** conjunto de instalaciones que se utilizan para transformar otros tipos de energía en electricidad y transportarla hasta los lugares donde se consume.
2. **Despacho.** Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional⁴², el que a su vez se desagrega en:
 - 2.1 **Centro de Despacho Nacional.** Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del

⁴⁰ MANRIQUE REYES, Alfredo. “La Constitución de la Nueva Colombia”. Editorial Presencia Ltda., Santiago de Cali, 1991, Pág. 7.

⁴¹ Una discusión más amplia respecto a las políticas utilizadas por los gobiernos, encaminada a transferir importantes recursos energéticos a la empresa privada transnacional puede consultarse en la Web de la OIT. <http://www.ilo.org/public/spanish/dialogue/sector/techmeet/tmpu99/tmpur1.htm> s.f.

⁴² Ley 143 de 1994, artículo 11, definiciones generales para interpretar la Ley.

sistema Interconectado Nacional y de dar instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable, ceñida al Reglamento de Operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.⁴³

2.2 Centro de Despacho Regional. Es un centro de supervisión y control de la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región, cuya función es la coordinar la operación y maniobras de esas instalaciones, con sujeción, en lo pertinente, a las instrucciones impartidas por el Centro Nacional de Despacho, en desarrollo de las previsiones contenidas en el Reglamento de Operación, con el fin de asegurar una operación segura y confiable del sistema interconectado.⁴⁴

3 Transmisión. Es la actividad consistente en el transporte de energía por líneas de transmisión, y la operación, mantenimiento y expansión de sistemas de transmisión, ya sean nacionales o regionales⁴⁵. Por su parte, la actividad de transmitir la electricidad para su utilización final se descompone en:

3.1 Red de Interconexión Nacional. Conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, incluyendo las interconexiones internacionales, destinadas al servicio de todos los integrantes del sistema interconectado nacional⁴⁶.

3.2 Redes Regionales o Interregionales de Transmisión. Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones, con sus equipos asociados, destinadas al servicio de un grupo de

⁴³ CREG, Resoluciones 009 y 055 de 1994, artículo 1 –Definiciones-.

⁴⁴ CREG, Resolución 055 de 1994, Capítulo I, Disposiciones Generales, artículo 1º.- Definiciones.

⁴⁵ Ley 143/94 Ibídem.

⁴⁶ Ley 143/94 Ibídem.

integrantes del sistema interconectado nacional dentro de una misma área o áreas adyacentes, determinadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas⁴⁷.

3.3 Redes de Distribución. Conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, destinados al servicio de los usuarios en un municipio o municipios adyacentes o asociados mediante cualquiera de las formas previstas en la Constitución Política⁴⁸.

4 Comercialización. Actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales⁴⁹.

5 Distribución. Conjunto de líneas de transmisión secundaria, equipos asociados y sistemas de facturación al usuario final.

La distribución de electricidad está regulada a cuatro niveles⁵⁰ de tensión a saber:

Nivel I: menor a 1 kV.

Nivel II: mayor o igual a 1 kV e inferior a 30 kV.

Nivel III: mayor o igual a 30 kv e inferior a 57.5 kV, y

Nivel IV: corresponde a tensión igual o superior a los 57.5 kV e inferior a 220 kV.

El siguiente diagrama esquematiza los sectores que intervienen en el sector desde el momento en que la energía que alimenta las

⁴⁷ Ley 143/94 Ibídem.

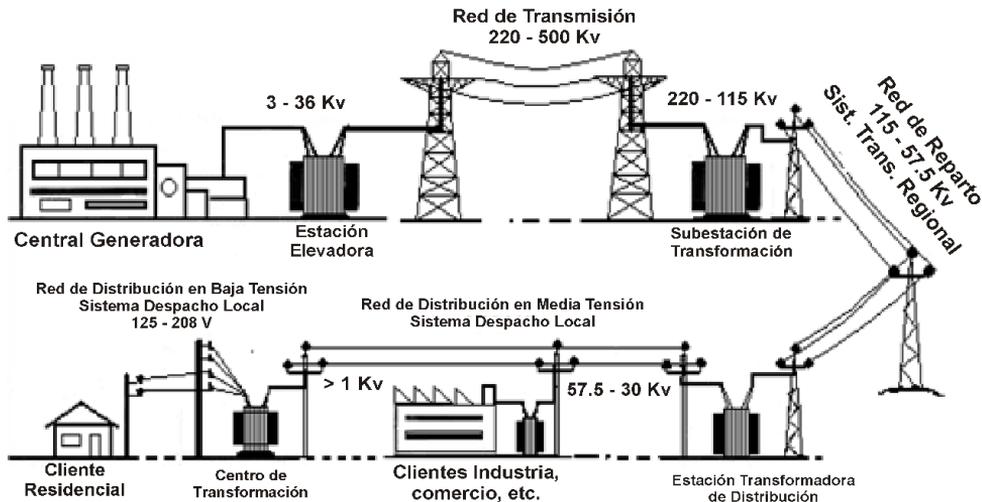
⁴⁸ Ley 143/94 Ibídem.

⁴⁹ CREG. Resolución 055 de 1994, Capítulo I, Disposiciones Generales, artículo 1º.- Definiciones.

⁵⁰ Establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas mediante la Resolución 097 promulgada el 26 de septiembre de 2008 y publicada en el Diario Oficial número 47.134, el 06 de octubre de 2008

centrales generadoras es transformada en electricidad, hasta el instante en que es utilizada por el consumo final.

Figura 01. Estructura Sector Eléctrico colombiano



Fuente: <http://es.wikipedia.org/wiki/Electricidad>

Mediante el esquema descrito se introduce a Colombia la competencia en la generación y suministro de energía, se establecen sistemas de intercambio de electricidad. Algunos complejos corporativos permiten a los consumidores pagar una sola factura a una única empresa por una amplia gama de servicios que abarcan la electricidad, el gas, el agua y recolección, transporte y tratamiento de aguas residuales (derrame de alcantarillado), telecomunicaciones.

Los programas de globalización, con el consiguiente traslado de recursos de emanancia pública a las arcas de la esfera privada de los negocios capitalistas, redefinen los criterios nacionales y locales de planeación, integración de sistemas energéticos, costos de operación y encadenamientos de bienes y servicios, sometiéndolos a esquemas de internacionalización; redefinición con la que se busca igualar los precios locales de los energéticos al patrón

internacional de precios, diseñado conforme al interés corporativo transnacional que opaca y en últimas, elimina los acumulados logrados localmente por la masa de consumidores; tal es la previsión que en el corto plazo se vislumbra en la política de precios del kilovatio de electricidad.

Tabla 6. Tarifa eléctrica por países US\$/kw/h⁵¹

País	Comercial			Residencial			Com+Res			Tarifa media ⁵²
	1997	2003	Δ%	1997	2003	Δ%	1997	2003	Δ%	
Estados Unidos	0,044	0,046	104,55	0,085	0,088	103,53	0,129	0,134	103,88	0,1315
México	0,048	0,14	291,67	0,055	0,082	149,09	0,103	0,222	214,53	0,1625
Colombia	0,067	0,09	134,33	0,044	0,071	161,36	0,111	0,161	145,05	0,1360
Venezuela	0,033	0,08	242,42	0,017	0,055	323,53	0,05	0,135	270,00	0,0925
Brasil	0,082	0,08	97,56	0,146	0,086	58,90	0,228	0,166	72,81	0,1970
Media ínter países	0,0548	0,0872	159,12	0,0694	0,0764	110,09	0,1242	0,1636	131,72	0,1439

FUENTE: para 1997: "Plan de expansión de referencia 2000-2005". Tablas 4 y 5, Págs. 31-32. Para 2003: <http://www.upme.gov.co> s.f. "Boletín Estadísticas Internacionales Minero Energéticas". Documento electrónico formato PDF. Cálculos del autor.

En términos generales, el consumo de electricidad en los países de la muestra se focaliza: 38% de los requerimientos de electricidad se destinan para abastecer los consumos de los sectores industrial y comercial; 41% corresponde al cubrimiento de los consumos que satisfacen necesidades de los hogares, el 21% restante atiende el consumo del sector estatal en su doble función de cubrir sus requerimientos y atender los servicios⁵³ de alumbrado público⁵⁴.

⁵¹ La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) en su informe energético correspondiente al año 2003, Página 37, sostiene que "Los precios internos medios de la electricidad (en Colombia), con impuestos, trasladados a dólares, para clientes comerciales, industriales y residenciales, a diciembre de 2003 fueron 0,092, 0,072 y 0,077 US\$/kWh, respectivamente. Esto denota un incremento del orden de 20% sobre aquellos del mismo mes de 2002. La nueva estructura tarifaria se reflejará en incrementos del orden de 8% durante dos años". <http://www.olade.org.ec>.

⁵² En este trabajo, por media, se entiende a la media aritmética expresada como la sumatoria de la tarifa comercial y residencial para cada año de la muestra, como la del número de países, dividida por los factores involucrados en la medición.

⁵⁴ La introducción a Colombia de la electricidad para fines de alumbrado público esencialmente, se remonta a 1886, cuando la firma Ospina Hermanos Medellín, obtiene el otorgamiento de un contrato para dotar a la ciudad capital de Bogotá de alumbrado.

Al comparar la tarificación de los países de la muestra, las series de la tabla destacan aspectos contrastantes, tales como:

1. La estructura de tarifas diseñada para regular los precios en Colombia está encadenada a la movilidad del mercado tarifario de Estados Unidos y la tarifa en éste con respecto a aquel, expresa una proporcionalidad de 1,9:1, cuando en el ingreso per cápita la relación es de 0,091:1, expresando que el habitante estadounidense tiene un ingreso de 11,1 veces mayor al ingreso medio de los colombianos.
2. Por su parte el precio de la tarifa industrial, con respecto a la tarifa diseñada para el consumo residencial, expresa:
 - a) Un menor precio en términos porcentuales de la tarifa industrial en 1997, con respecto a la residencial: Estados Unidos (42,19%) Brasil (60,74%).
 - b) Un mayor precio en términos porcentuales de la tarifa industrial en 1997, con respecto a la residencial: México (8,34%) Colombia (58,86%) y Venezuela (35,72%).
 - c) Un menor precio en términos porcentuales de la tarifa industrial en 2003, con respecto a la residencial: Estados Unidos (62,43%) y Brasil (20,82%).
 - d) Un mayor precio en términos porcentuales de la tarifa industrial en 2003, con respecto a la residencial: México (53,22%), Colombia (10,28%) y Venezuela (19,75%).
3. Disparidad en el diseño por países, de la estructura de la tarifa comercial y residencial, con respecto a la media aritmética:
 - a) La estructura de tarifas de tres países de la muestra: México (+0,048), Colombia (+0,018) y Brasil (+0,032), presentan una

tarifa comercial más alta, en tanto que Estados Unidos (-0,052) y Venezuela (-0,032) reseñan una tarifa inferior, con respecto a la media aritmética ínter países.

- b) Situación inversa se presenta en la tarifa para el consumo residencial en el que la estructura de tarifas señala a tres países: México (-0,006), Colombia (-0,026) y Venezuela (-0,076) con tarifa inferior, en tanto que en Estados Unidos (+0,024) y Brasil (+0,084) se presenta una tarifa superior a la media de la muestra.

La experiencia de los últimos años demuestra que la planeación del sector energético está inscrita en la tendencia internacional impuesta por los organismos adscritos al Fondo Monetario Internacional (FMI), que busca acercar las capacidades, recursos y riquezas energéticas de los países del Sur, a las necesidades de consumo de los países del Norte. Ello con miras a sostener o, en el mejor de los casos, a revertir el desigual componente hidro-térmico de electricidad de los Estados Unidos, como se desprende de la siguiente tabla:

Tabla 7. Composición capacidad instalada (en porcentaje)

		País	Térmico	Hidráulico	Nuclear	Geotérmico	Eólica	
TRATADOS INTERNACIONALES	NAFTA	Canadá	28,80	59,25	11,90	0,04		
		Estados Unidos	72,28	12,73	12,81	2,18		
	G3⁵⁵	México	68,25	26,33	3,43	1,97		
		Venezuela	37,86	62,14	0,00	0,00		
		Colombia ¹	32,95	66,92	0,00	0,00	0,13	
	PROYECTO MESOAMÉRICA	S I E P A C	Panamá	42,30	57,70	0,00		
			Guatemala	63,62	34,98	0,00		
			El Salvador	50,30	37,41	12,29 ²		
			Honduras	67,94	32,03	0,02 ²		
			Nicaragua	74,98	13,62	11,40 ₂		
			Costa Rica	21,47	67,35	11,18 ₂		

⁵⁵ El Acuerdo G-3, ACE N° 33, fue suscrito en junio de 1994 en Cartagena en el marco de la ALADI, con una vigencia de 10 años, fue ratificado por el Congreso de la República de Colombia mediante la Ley 172 de 1994. El Decreto 1266 de 1997 determina la vigencia del Acuerdo en Colombia y el Decreto 1197 de 1998 puso en vigencia la cuarta etapa de desgravación en Colombia.

Tabla 7.						Continuación	
		Belice	nd	nd	nd		
		México					
		Brasil	8,41	86,82	1,05	3,71	
Media		ALCA	56,45	32,77	9,38	1,39	
		G3	35,93	64,07	0,00	0,00	
		SIEPAC	53,44	40,52	6,04		
¹ Información correspondiente a 2008. http://www.upme.gov.co s.f. "Plan de Expansión de Referencia - Generación - Transmisión 2009-2023", Pág. 23.							
² La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) para estos países presenta la información como otra fuente, sin indicar de qué tipo se trata.							

FUENTE: Cálculos del autor basados en cifras obtenidas de <http://www.olade.org.ec> s.f.

El Acuerdo G-3, ACE N° 33, fue suscrito en junio de 1994 en Cartagena en el marco de la ALADI, con una vigencia de 10 años, fue ratificado por el Congreso de la República de Colombia mediante la Ley 172⁵⁶ de 1994. El Decreto 1266⁵⁷ de 1997 determina la vigencia del Acuerdo en Colombia y el Decreto 1197⁵⁸ de 1998 puso en vigencia la cuarta etapa de desgravación en Colombia.

Nótese como para la generación de electricidad Estados Unidos y México dependen de la utilización de combustibles fósiles en un 72,28% y 68,27%, respectivamente, con los consiguientes costos ambientales. México hace parte de los tratados internacionales NAFTA Y G3, y serviría de puente para una confiable interconexión eléctrica entre Estados Unidos y los países de América del Sur, en la perspectiva de llegar a una interconexión hemisférica, para aprovechar los recursos energéticos carentes en la potencia económica del Norte.

En la última década del siglo XX aparecen y se consolidan empresas multinacionales dedicadas al negocio eléctrico. En efecto, a tiempo que los gobiernos, a través de políticas de regulación, han desintegrado y privatizado los monopolios eléctricos estatales, con

⁵⁶ Diario Oficial No. 41.671 bis, de 5 de enero de 1995

⁵⁷ Publicado en el Diario Oficial No. 43.083, del 14 de julio de 1997

⁵⁸ Publicado en el Diario Oficial No 43.330, de 1 de julio de 1998

miras a promover la competencia, muchas empresas eléctricas se han globalizado e integrado internacionalmente a través de fusiones, adquisiciones, asociaciones y alianzas estratégicas.

El comportamiento reciente de la industria eléctrica en Colombia, como en la mayoría de los países del mundo y Latinoamérica, ha estado determinado por el proceso de transformación caracterizado por privilegiar los mecanismos de mercado, la descentralización de las decisiones y la creciente presencia de agentes privados en todos los eslabones de la cadena de abastecimiento. Estrategia mediante la cual, en 1996-1997, con la reestructuración del sector eléctrico, Colombia privatizó parte de sus activos en generación y distribución, tratando de vincular capital privado en las diferentes actividades, cuyos resultados pueden apreciarse a continuación:

Tabla 8. Participación pública y privada en el negocio de electricidad en Colombia

Años	Generación ¹				Distribución ²			
	Público		Privado		Público		Privado	
	Térmico	Hidráulico	Térmico	Hidráulico	Térmico	Hidráulico	Térmico	Hidráulico
1953 ³	83 763,36	265 250,64	80 314,05	11 900,05	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
1969	467,5	1402,5	230	20	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
1994	2076,8	7714,6	40,2	194,4	128 1907	1 769 859	24 824	2 894 673
1999	1418,2	3023,8	2284,8	4871,2	941 527	2 007 195	1 516 768	3 233 524
¹	Capacidad medida en Megavatios hora.							
²	Número de suscriptores conectados a los diferentes sistemas de distribución de electricidad.							
³	Para este año la capacidad se expresa en Kilovatios hora. Para los restantes en Megavatios.							

FUENTES: LEBRET, Louis Joseph. Estudio sobre las condiciones del Desarrollo de Colombia. Misión "Economía y Humanismo". Aedita. Editores Ltda., Bogotá D.E. 1958, Pág. 172. Cálculos del autor basados en cifras del "Plan de expansión de referencia 2000-2005", Pág. 36. Los datos de 1969 corresponden a los suministrados por la Misión del Banco Mundial de 1970 que bajo la dirección de Dragoslav Avramovic presentó en 1970 e, informe titulado "El desarrollo económico de Colombia: problemas y perspectivas". Biblioteca Banco Popular. Editor Canal Ramírez-Antares, SF, Pág. 340.

Obsérvese que para el período referido en la tabla (1953-1999), el sector privado de representar un escaso 11,79% en la participación en la curva de generación de electricidad en 1969, pasó a un significativo 61,71% en 1999. La generación privada de aquel entonces estaba destinada exclusivamente a satisfacer los requerimientos individuales de las empresas que generaban su

propia demanda, demanda que debió satisfacer plenamente el sector público de electricidad una vez fue completado en 1982 el sistema de interconexión iniciado en 1967 con la creación de la Empresa Interconexión Eléctrica SA (ISA), empresa de capital público, formada con el aporte financiero de Empresas Públicas de Medellín (EPM), Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB), Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), Corporación Autónoma Regional de la Costa Atlántica (CORELCA), Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca (CVC) y Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC), a la que se le encargo la interconexión nacional del disperso sector eléctrico regional. Interconexión finalmente expresa en:

Tabla 9. Regionalización de los recursos eléctricos MW

ÁREA	SUB ÁREA	RECURSOS MW				
		TOTAL	TÉRMICO	%	HIDRÁULICO	%
Costa Atlántica	Bolívar	2 400	2 060	85,83	340	14,17
	Atlántico					
	CGM					
	Córdoba					
Antioquia		3 423	300	8,76	3 123	91,24
Nordeste		893	893	100,00	0	
CQR		280	52	18,57	228	81,43
Bogotá		3 265	236	7,23	3 029	92,77
Valle del Cauca		1 037	479	46,10	559	53,90
Tolima-Huila		602	4	0,67	598	99,33
Cedelca Cedenar		349	0		349	100,00
TOTAL		12 249	4 023	32,84	8 226	67,16

FUENTE: <http://www.upme.gov.co> s.f. "Plan de expansión de Referencia Generación-Transmisión 2004-2018". Documento electrónico PDF

6. EMPRESAS

Utilizando como sustrato el llamado modelo del "Cono Sur": Chile (1980) y Argentina (1992) que adoptan una legislación a través de la cual dividen el sector electricidad para cumplir cinco principales funciones: 1) generación, 2) despacho, 3) transmisión, 4) redes de distribución y 5) redes de suministro, el legislador colombiano en 1994 promulga las leyes 142 (Régimen de Servicios Públicos

Domiciliarios) y 143 (Régimen para la Generación, Interconexión, Transmisión, Distribución y Comercialización de Electricidad) que posibilitan la creación de condiciones permisivas para privatizar el sector electricidad, dividiendo el sector en los subsectores:

1. Generación.
2. Despacho.
 - Centro de Despacho Nacional.
 - Centro de Despacho Regional.
3. Interconexión.
 - Red de Interconexión Nacional.
 - Redes Regionales o Interregionales de Transmisión.
 - Redes de Distribución.
4. Comercialización.
5. Distribución.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el que intervienen “30 empresas que desarrollan simultáneamente actividades de comercialización y distribución”, perciben la electricidad que 10 empresas generadoras les entrega a través del Sistema de Transmisión Nacional (STN) “constituido por 10 999 km de líneas de red energizadas a 230 kV y por 1 449 km de líneas de red energizadas a 500 kV, de los cuales ISA es propietario del 68,5%”. Del grupo de las 30 empresas “distribuidoras-comercializadoras, que operan en el SIN, 7 son privadas y las restantes 23 son públicas, 10 realizan simultáneamente la actividad de generación y existen cuatro empresas, ESSA (Electrificadora de Santander S.A.), EBSA (Empresa de Energía Eléctrica de Boyacá S.A.), EPESA (Empresa de Energía Eléctrica del Pacífico S.A.) y EPPM (Empresas Públicas de Medellín) con integración vertical de las cuatro actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización⁵⁹”. Ya para 2005 la Empresa de Energía Eléctrica

⁵⁹ Ibídem.

de Boyacá S.A. (EBSA) había dejado de pertenecer al grupo de las empresas de integración vertical.

Generación. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, mediante las resoluciones 009-055 de 1994, define la generación de electricidad como la “persona natural o jurídica que produce energía eléctrica”.

Transmisión, definida en la Ley 143/94⁶⁰ como el conjunto de Líneas de Transmisión y subestaciones, con sus equipos asociados, incluyendo las interconexiones internacionales, destinadas al suministro del servicio a todos los integrantes del sistema.

Distribución. La ley 143/94 define que las Redes de Distribución las constituye el “conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, destinados para la entrega del servicio a los usuarios de un municipio o municipios adyacentes o asociados mediante cualquiera de las formas previstas en la Constitución Política”, por su parte la resolución 009 del 17 de diciembre de 1994 promulgada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, define que la “distribución de electricidad: es la actividad de transportar energía a través de una red de distribución a voltajes iguales o inferior a 115 kv⁶¹”.

Comercialización: la ley 143/94, promulgada el 11 de julio, la define como la “actividad consistente en la compra de energía eléctrica y su venta a los usuarios finales⁶²”, en las categorías de “usuarios regulados” y de “usuarios no regulados”. La Comisión de Energía y Gas, en uso de sus facultades reglamentarias el 17 de diciembre, promulga la Resolución 009 estableciendo que por

⁶⁰ Publicada en el Diario Oficial No. 41.434 del 12 de julio de 1994.

⁶¹ CASTRO CAICEDO, José Fernando, “Actualidad Jurídica en Servicios Públicos”. Tomo I. Panamericana de Formas e Impresos S.A., Santa Fe de Bogotá D.C., 1996, Pág. 99.

⁶² VIVES MENOTI, Juan Carlos. “Régimen de Servicios Públicos Domiciliarios”. Segunda Edición. Ediciones Lerner. Santa Fe de Bogotá D.C. 1996. Pág. 186.

comercializador, se entiende a la “persona natural o jurídica cuya actividad principal es la comercialización de electricidad”, el 28 de diciembre la Comisión vuelve a ocuparse del tema y promulga la Resolución 055 para definir que la “comercialización de Energía Eléctrica es la actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales⁶³”.

La ley 142/94⁶⁴, dictada para establecer el Régimen de los Servicios Públicos Domiciliarios, define la categoría de usuario como la “persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble donde este se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor”. Pero, para que éste se haga objeto de la prestación del servicio público, debió, previamente, adquirir la condición de Suscriptor del servicio, definido en la misma ley, como la “persona natural o jurídica con la cual se ha celebrado un contrato de condiciones uniformes de servicios públicos” y, en el contrato de condiciones uniformes, quien percibe el servicio adquiere la condición de cliente comercial en la prestación del

⁶³ CASTRO CAICEDO, José Fernando, obra citada. Págs. 99 y 103.

⁶⁴ La Ley 142, promulgada al 11 de julio de 1994, se publicó en la edición del Diario Oficial Nro. 41.433 que circuló en la misma fecha. Con posterioridad en el Diario Oficial Nro. 41.768 que circuló el 21 de marzo de 1995 se volvió a publicar para corregir un error de carácter técnico en el numeral 24.1 del artículo 24, cuyo texto corregido es: “24.1 Los departamentos y los municipios podrán gravar a las empresas de servicios públicos con tasas, contribuciones o impuestos que sea aplicables a los demás contribuyentes que cumplan funciones industriales o comerciales”. En el Oficial No. 41.925 del 11 de julio de 1995, página 1 se la vuelve a publicar indicando una fe de erratas. Esta ley ha sido reglamentada y desarrollada a través de los decretos: 4066 de 2008, 2687 de 2008; 1575 de 2007; 549 de 2007; 2424 de 2006; 3860 de 2005, 2926 de 2005, 2155 de 2005, 838 de 2005; 4272 de 2004, 3243 de 2004, 2696 de 2004, 2287 de 2004, 201 de 2004; 1505 de 2003, 1140 de 2003; 2934 de 2002, 1713 de 2002, 990 de 2002, 398 de 2002; 847 de 2001; 1987 de 2000, 556 de 2000, 421 de 2000, 302 de 2000; 2668 de 1999, 2461 de 1999, 899 de 1999; 1489 de 1998, 475 de 1998; 3087 de 1997; 1538 de 1996, 1404 de 1996, 605 de 1996, 565 de 1996; 1429 de 1995, 1324 de 1995, 1051 de 1995, 707 de 1995, 30 de 1995; 2785 de 1994, 1641 de 1994, 1640 de 1994 Además se le han introducido sustanciales modificaciones mediante las leyes 286 de 1994, 373 de 1997, 689 de 2001 y 1341 de 2009.

servicio, perdiendo la calidad de usuario en el **régimen de gestión social de la infraestructura** del servicio público básico. La resolución 009 citada, establece que los “Servicios Públicos de Electricidad o de Energía Eléctrica: comprende las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, de acuerdo con el artículo 1 de la Ley 143 de 1994 y los numerales 14.20, 14.21 y 14.25 de la Ley 142 de 1994⁶⁵”.

Agente Económico: cualquiera de las personas a las que se refiere el artículo 15 de la Ley 142 de 1994 (Resolución 055 del 28 de diciembre de 1994).

Los servicios públicos suministrados a través de redes o tuberías no permiten la competencia. El usuario no tiene opción de escoger entre varias empresas suministradoras, las calidades y los precios más favorables. Necesariamente se tiene que conectar a la empresa que suministra el servicio en el área donde se encuentra ubicada la instalación consumidora. No es por tanto, una situación de competencia, ya que el usuario está imposibilitado para escoger al operador del cual habrá de solicitar el servicio, ni la posibilidad de obtener los beneficios de unas tarifas menores.

6.1. EL SECTOR ELÉCTRICO EN LOS PLANES DE DESARROLLO

En el Plan de Desarrollo de Inversiones 1995-1998, adoptado mediante la Ley 188/95⁶⁶ constata que el desarrollo de la infraestructura eléctrica contempla, prioritariamente la reducción de la vulnerabilidad del sistema generación-transmisión, reducción de pérdidas de energía, extensión de la cobertura y mejoramiento de la calidad del servicio.

⁶⁵ CASTRO CAICEDO, José Fernando, Obra, citada., Pág. 99.

⁶⁶ Publicada en el Diario Oficial No. 41.876, junio 5 de 1995

Respecto a la localización de la demanda de energía eléctrica se presentan dos divergentes situaciones:

- Demanda localizada en centros industriales y grandes ciudades.
- Demanda para atender consumos localizados en pequeños poblados y regiones rurales.

En el primer grupo, la densidad superficial de la demanda tiene un valor bastante elevado. La transmisión de electricidad, desde las fuentes generadoras, aunque distantes, hasta los centros de consumo, resulta económica porque involucra grandes bloques de energía.

En el segundo, la demanda es tan difusa o tiene un valor tan reducido, que no se justifica económicamente la construcción de líneas de transmisión. Se justifica entonces, el cambio de estrategia en el carácter del servicio de electricidad que, de ser un servicio de emanencia pública, tiende a convertirse en una mercancía a la que se accede en la oportunidad y capacidad, determinada por la participación que el demandante del servicio certifique en la apropiación del ingreso y la distribución capitalista.

Sin el tendido de vastas y complejas líneas de transmisión, sería dificultoso, para localidades con gran concentración de demanda, utilizar todo el potencial que ofrece el libre mercado.

Las líneas de transmisión permiten colocar las unidades generadoras en los lugares más adecuados para instalar tamaños y extraer valores económicamente optimizados de generación de electricidad.

Por otro lado, la operación de un sistema integrado, con líneas de transmisión interconectadas, conocido como red eléctrica, requiere programas de despacho de carga que deben conciliar un suministro competitivo y confiable con la complejidad de un sistema con

muchos nudos, que posee requisitos estrictos de estabilidad inherentes a la transmisión de electricidad y necesidades de administrar pérdidas de energía en líneas extensas. Ello hace que la introducción de unidades generadoras muy pequeñas, en una red eléctrica de grandes dimensiones, no sea técnicamente lo más apropiado, ni lo más indicado económicamente, como tampoco la interconexión de pequeños núcleos de demanda a la red. O sea que la implantación del concepto de mercado no regulado no implica, a priori, una democratización general de acceso a las fuentes más baratas⁶⁷.

De ahí, entonces, que, “el Estado debe abstenerse de invertir recursos en actividades que por su naturaleza, pueden ser desarrolladas por el sector privado⁶⁸”. Y, su “participación en actividades productivas debe limitarse a las áreas donde la sola iniciativa privada no sea suficiente, o donde la actividad no sea rentable y en consecuencia la inversión privada se haya abstenido de participar. Como complemento a la búsqueda de minimizar la participación del Estado en las actividades productivas, se deben introducir esquemas de competencia en los procesos de producción, transporte, distribución y comercialización de los energéticos⁶⁹”. Consecuencialmente, “se hace necesario redefinir las condiciones de acceso de la población urbana y rural de bajos recursos al servicio de energía bajo una óptica de desarrollo regional, que incorpore la energía como un factor de desarrollo en conjunción con otros factores infraestructurales, ambientales, económicos, sociales e institucionales⁷⁰”. “No se trata entonces de llevar cualquier energético a cualquier costo a cualquier rincón del territorio nacional. Se trata de cubrir las necesidades de los habitantes

⁶⁷ SPITALNIK, Jorge. “Limitaciones del Mercado Libre de Suministro de Energía Eléctrica”. En simposio sobre energía nuclear: desafíos y realidades en América Latina. Bueno Aires, Argentina junio 2001.

⁶⁸ <http://www.upme.gov.co> s.f. “Plan Energético Nacional Estrategia Energética Integral Visión 2003-2020”. Documento electrónico en formato PDF, Pág. 15.

⁶⁹ <http://www.upme.gov.co> s.f., Ibídem, Pág. 16.

⁷⁰ <http://www.upme.gov.co> s.f., Ibídem, Pág. 11.

utilizando los recursos disponibles, y solo allí donde sea indispensable se aplicarían subsidios al energético correspondiente o a su transporte⁷¹”.

En lo que respecta al gas natural, los inversionistas ven con mucho interés los estudios preliminares para construir un gasoducto desde México, Venezuela o Colombia, hacia América Central, el cual tendrá como principal destino la generación de electricidad. Particularmente existe voluntad entre los gobiernos de los países de la subregión para impulsar un gasoducto transistmico⁷².

En Colombia para “el año 2010, alrededor del 60% de la demanda de energía final corresponderá a derivados del petróleo y gas natural, para el año 2020 se encontrará entre el 62 y el 65%”⁷³.

Tabla 10. Consumo Mundial de Energía (10⁶ boe*) 2000 en porcentaje

REGIÓN	Países	Petróleo	Gas natural	Carbón mineral	Electricidad	Biomasa	Total
Latinoamérica y El Caribe ¹	40	45,62	22,00	5,37	2,70	14,31	100,0
África	58	30,37	12,68	29,99	0,90	26,06	100,0
Asia & Australia	48	35,85	8,86	45,13	2,27	7,93	100,0
Medio del Este		55,69	41,71	2,25	0,06	0,29	100,0
Norte América	9	39,32	24,34	28,35	4,68	3,30	100,0
Países ex Unión Soviética	14	13,95	36,60	43,63	2,12	3,70	100,0
Europa		44,97	22,71	23,96	6,26	2,10	100,0
Media		37,96	24,12	25,52	2,71	8,24	98,55
* 10 ⁶ Barriles de Oil Equivalentes.							
¹ Incluye último consumo, consumo de centro de transformación y pérdidas.							

FUENTE: <http://olade.org> s.f.

De conformidad a las disposiciones del “Plan de Desarrollo 1999-2002, adoptado por la Ley 508⁷⁴, expedida el 29 de julio de 1999, las acciones del gobierno nacional, en materia de planeación del sector eléctrico, se encaminan:

⁷¹ <http://www.upme.gov.co> s.f., Ibídem, Pág. 20.

⁷² OLADE. “La integración energética en América Latina y el Caribe ante la experiencia europea. Pág. 18

⁷³ <http://www.upme.gov.co> “Energía en Colombia 2000-2020”. documento electrónico editado en PDF, sin fecha, Págs. 11.

⁷⁴ Publicada en el Diario Oficial No. 43.651, julio 30 de 1999.

1. Orientar y consolidar el marco regulatorio actual, basado en las leyes 142 y 143 de 1994 y las normas complementarias, dictadas para desarrollar su implementación, vigencia y marco jurídico.
2. Fomentar la participación de nuevos agentes en el mercado. En sentido amplio, por mercado se entiende la concurrencia en un momento dado de la estructura económica, en un sitio definido de productores, intermediarios y consumidores finales, para quienes, en última instancia, se diseñan todas las estrategias de la infraestructura mercantil del sistema económico.
3. Incrementar la cobertura de energía en zonas rurales.
4. Solucionar los problemas de administración de las empresas estatales que amenacen la integridad física del sistema.

Hasta antes de la promulgación de las cuestionadas leyes al mercado de electricidad en Colombia concurrían 23 agentes de origen estatal representados en:

- Institutos públicos de orden nacional con cobertura a todo el país.
- Institutos públicos de orden nacional con cobertura regional.
- Institutos públicos de orden municipal con cobertura parcialmente regional.
- Empresas Industriales y Comerciales del Estado con cobertura nacional.
- Empresas Industriales y comerciales del Estado con cobertura municipal.

Con esta estructura de agentes típicamente estatales se cubría la demanda de consumidores en nueve zonas de mercado nacional; consumidores que a su vez en la estructura de tarifas se dividen en:

- Usuarios del sector industrial.
- Usuarios del sector comercial.

- Usuarios del sector residencial
- Usuarios del sector oficial
- Compras en bloque
- Consumo propio de los agentes.

Tabla 11. Agentes de Mercado 1988-2003

Actividad	1988					2003				
	Públicos	%	Privados	%	Total	Públicos	%	Privados	%	Total
Generación	11	37,9	18	62,1	29	12	28,57	30	71,43	42
Transporte	7	58,3	5	41,7	12	6	54,55	5	45,45	11
Comercialización	24	43,64	31	56,36	55	28	46,67	32	53,33	60
Distribución	21	75,00	7	25,00	28	23	76,67	7	23,33	30
Totales	63	50,81	61	49,19	124	66	46,15	79	53,85	143

FUENTE: UPME. "Plan expansión 1998-2010". Tabla 6. Pág. 36. <http://www.upme.gov.co> s.f. "Boletín Estadístico de Minas y Energía 1994-204" Documento electrónico PDF, Pág.84. y <http://www.upme.gov.co> s.f. "Plan de expansión de Referencia Generación-Transmisión 2004-2018". Documento electrónico PDF, Pág.29.

Las series de la tabla reseñan, en primer lugar, los crecimientos y decrecimientos presentados durante el período analizado en los subsectores en que las autoridades que regentan los energéticos en Colombia, han fraccionado el sector electricidad, y, en segundo lugar, explicita la transferencia de capitales del sector público al privado, siendo de mayor significación en el subsector de comercialización de electricidad.

Dada la necesidad de satisfacer la demanda actual de electricidad y el crecimiento inevitable de su requerimiento habrá necesariamente que aumentar las opciones de generación, así como reemplazar las centrales que envejecen o la tecnología que se desactualiza.

En el periodo de los próximos 20 años, el desarrollo y despliegue de la opciones tecnológicas de más importancia y factibles de solucionar el problema, de energía eléctrica, serán las de origen fósil, Nuclear y Renovables, las cuales se verán afectadas por los desafíos medioambientales, Confiabilidad y competitividad

económica, factores que necesariamente deben considerar los que elaboran las políticas de desarrollo⁷⁵.

7. CONTAMINACIÓN AMBIENTAL DEBIDO A LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Sí los países en vías de desarrollo alcanzarán el desarrollo de los países desarrollados, sin ninguna política para controlar la contaminación, la tierra alcanzaría niveles de contaminación muy alta y los resultados serían catastróficos.

En realidad, es complejo diseñar un futuro energético adecuado por la diversidad de factores que ello implica. Es difícil tomar decisiones que satisfagan las necesidades energéticas y medioambientales a mediano y largo plazo, debido a que las condiciones económicas, políticas y energéticas no se pueden pronosticar en forma confiable. Sin embargo, es importante contar con estudios de alto nivel para pronosticar las tendencias de la contaminación ambiental, simulado bajo escenarios probables de futuro y tener análisis de situaciones más probables que orienten a la toma de decisiones de los gobiernos de turno de cada país.

7.1. PRINCIPALES CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS

La fuente de los principales contaminantes atmosféricos incluye tanto actividades individuales, como actividades industriales.

Tabla 12. Principales gases contaminantes

Monóxido de carbono (CO)	Gases de escape de vehículos de motor; algunos procesos industriales.
Dióxido de azufre (SO ₂) Partículas en suspensión	Instalaciones generadoras de calor y electricidad que utilizan petróleo o carbón con contenido sulfurado; plantas de ácido sulfúrico. Gases de escape de vehículos de motor; procesos industriales; incineración de residuos; generación de calor y electricidad; reacción de gases contaminantes en la atmósfera.
Plomo (Pb)	Gases de escape de vehículos de motor, fundiciones de plomo; fábricas

⁷⁵ MONTOYA, Modesto. Obra citada

Tabla 12.	Continuación
	de baterías.
Óxidos de nitrógeno (NO, NO ₂)	Gases de escape de vehículos de motor; generación de calor y electricidad; ácido nítrico; explosivos; fábricas de fertilizantes.
Oxidantes fotoquímicos (fundamentalmente ozono [O ₃]; también nitrato peroxiacetílico [PAN] y aldehídos)	Se forman en la atmósfera como reacción a los óxidos de nitrógenos, hidrocarburos y luz solar.
Hidrocarburos no metálicos (incluye etano, etileno, propano, butanos, pentanos, acetileno)	Gases de escape de vehículos de motor; evaporación de disolventes; procesos industriales; eliminación de residuos sólidos; combustión de combustibles.
Dióxido de carbono (CO ₂)	Todas las fuentes de combustión.
Metano (CH ₄)	

La presencia de estos gases en la proximidad de la superficie de la tierra, aunque en concentraciones bajas cumplen un rol importante en la regulación del clima; son transparentes a la radiación solar pero retienen cerca de la superficie de la tierra, la onda más larga de calor de la radiación reflejada, con lo que le dan al planeta una temperatura media cerca de +15°C que, si estos gases no estuvieran presentes, sería de -10°C. A esta retención de calor cerca de la superficie terrestre se le conoce como "efecto invernadero".

Se ha calculado que de la producción total del CO₂, debido a la generación térmica de electricidad, el 80% le corresponde al CO₂, el 15%, lo aporta el consumo de gas natural y el resto es generado por la deforestación y otros elementos.

El evidente crecimiento del calentamiento global de la tierra y los cambios climáticos requiere una respuesta tecnológica a corto, mediano y largo plazo para reducir las emisiones de gases contaminantes y evitar resultados funestos y costos muy altos para solucionar el problema.

8. INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA SUPRA REGIONAL

Las autoridades energéticas de Colombia al rediseñar la política de expansión del Sector Eléctrico, han definido una estrategia dirigida a que el país, además de atender a la confiabilidad del crecimiento esperado de la demanda, alertan “adicionalmente para superar cualquier choque de crecimiento económico que le lleve a escenarios de crecimiento alto, para superar contingencias hidrológicas que ya [...] han ocurrido en el reciente pasado, para mantener en el mediano y largo plazo una franja de capacidad que garantice una operación segura y para mantener (la) condición de país exportador de energía. Promoviendo la integración energética regional, especialmente la integración de las redes de transmisión eléctrica con Panamá, Venezuela y Ecuador⁷⁶”.

Tabla 13. Capacidad Instalada 2004 (en MW)

COMPONENTE	COLOMBIA		ECUADOR	PANAMA	VENEZUELA
	2003	2004	2004	2004	2004
Despacho centralizado					
Hidráulico	8 549	8 557	1 746	845	11 569,2
Gas natural	3 606	3 661	1 738 ⁽¹⁾	662,2 ⁽¹⁾	7 712,5
Carbón mineral	692	6692	290 ⁽²⁾		
Sub-total	12 847	12 910	3 774	1 507,2	19 282,0
Despacho no centralizado	2003	2004			
Hidráulico	299	378			
Gas natural	35	22			
Generadores eólicos		19			
Cogeneradores y autogeneradores	19	25			
Sub-total	353	444			
TOTAL	13 200	13 354	3 774	1 507,2	19 282,0
Población ⁽³⁾		45 302	13 572	3 172	26 012
W instalados por habitante		0,295	0,278	0,475	0,741

⁽¹⁾ Importación de electricidad, de la cual 250 MW se introducen al Ecuador desde Colombia.

⁽²⁾ “Plan de Expansión de Referencia. Generación-Transmisión 2004-2018”. <http://www.upme.gov.co> s.f.

⁽³⁾ La población se expresa en miles de habitantes y la fuente suministrante es: http://www.eclac.org/publicaciones/xml/0/14820/p2_1.pdf y http://www.eclac.cl/badestat/anuario_2003/esp.htm

FUENTE: Para Colombia, Ecuador y Panamá: UPME. “Plan de Expansión de Referencia. Generación-Transmisión 2004-2018”. <http://www.upme.gov.co> s.f. Documento electrónico. Pág. 7-8. y UPME, “Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2005 – 2019 Preliminar” <http://www.upme.gov.co> s.f. Documento PDF. Págs. 26-27, 31 y 32. Para Venezuela: CADAFE: “Proceso del Negocio”. <http://www.cadafe.gov.ve/ns/negocios.asp> s.f.

⁷⁶ UPME. “Plan de Expansión de Referencia. Generación-Transmisión 2004-2018”. <http://www.upme.gov.co> s.f. Documento electrónico. Pág. 7-11.

Nótese en la relación de la capacidad instalada que Venezuela participa, para la época de las series, con un 50,85%, en tanto Colombia aporta el 35,22% del total. Además la proporcionalidad megavatios instalados por habitantes, es sintomático en la relación interna de cada país, con respecto a los intercambios internacionales.

La Comisión de Integración Energética Regional (CIER) ha identificado el potencial de intercambio equivalente a 1 000 MW con Venezuela y 400 MW con Ecuador. Sin embargo, la actual infraestructura de interconexión sólo tiene una capacidad de 250 MW con Venezuela y 260 MW con Ecuador. En la siguiente tabla se referencian los puntos de interconexión a través de los cuales se efectúan intercambios entre Colombia, Ecuador y Venezuela, como las potencias que se transportan de uno a otro país, respondiendo al tiempo de acuerdos que se hayan pactado.

Tabla 14. Intercambios Internacionales de Electricidad.

PAÍSES	UBICACIÓN	INTERCONEXIÓN	
		MENOR kV	MAYOR MW
Co-Ve	Arauca (Co) - Guasdualito (Ve)	34,5	Operativa
Co-Ve	Pto. Carreño (Co) – Pto. Páez (Ve)	34,5	Operativa
Co-Ve	Cuestecita (Co) – Cuatricentenario (Ve)	Operativa	150
Co-Ve	Tibú (co) – La Fría (Ve)	Operativa	36 (80)
Co-Ve	San Mateo (Co) – El Corozo (Ve)	Operativa	150
Co-Pa	Colombia - Panamá	En estudio	300
Co-Ec	Pasto (Co) Quito (Ec)	Operativa	250 (260)
Co-Ec	Jamondino (Co) – Santa Rosa (Ec)	En construcción	250
Co-Ec	Ipiales (Col) – Tulcán/Ibarra (Ec)	Operativa	35 (113)

Fuente: ABRIL CARVAJAL, Edwin Fabián. "Esquema Bilateral para el Intercambio de Energía Ecuador Perú", utilizando como fuente ponencias presentadas al Congreso Internacional CIER 2007. Tesis de Grado presentada a la Escuela Politécnica Nacional. Quito, marzo 2008.

Con fundamento en sus presupuestos operativos, potenciales hidráulicos y proyectos de expansión, las autoridades energéticas de los países de la muestra adelantan convenios de intercambio eléctrico.

Tabla 15. Precios internos medios 2003 US\$ kWh.

PAÍS	COMERCIO	INDUSTRIA	RESIDENCIA	Media aritmética
Colombia	0,092	0,072	0,077	0,1897
Ecuador	0,111	0,097	0,130	0,2513
Panamá	0,121	0,118	0,099	0,2720
Venezuela	0,079	0,028	0,055	0,1253
Brazil	0,073	0,038	0,083	0,0647
Perú	0,076	0,072	0,0114	0,0531

Fuente: OLADE. Informe Energético 2003. Oct. 2004. <http://olade.org.ec>

Existen cuatro puntos de suministro de energía eléctrica a Colombia desde el Sistema Eléctrico Nacional, dos de ellos en los estados Apure y Táchira en 13.8 y 115 kV respectivamente, y una a 230 kV por el estado Táchira, a través de una línea doble circuito entre las subestaciones El Corozo (Venezuela) y San Mateo (Colombia). Al norte, por el estado Zulia, a través de una línea a 230 kV entre las subestaciones Cuestecita (Colombia) y Cuatricentenario (Venezuela).

La actual infraestructura de interconexión tiene una capacidad de 250 MW con Venezuela y de 260 MW con Ecuador. El potencial de intercambio identificado por la Comisión de Integración Energética Regional (CIER), es de 1000 MW con Venezuela y de 400MW con Ecuador. El informe recordó que desde marzo de 2003, cuando se iniciaron las ventas de energía de Colombia al vecino país, en total se han realizado exportaciones por 7.563.246,3 MWh. Por otra parte, indicó XM, entre septiembre y diciembre las ventas de energía eléctrica a Venezuela alcanzaron 101,9 gigavatios hora (GWh)⁷⁷. El monto adicional que paga el Ecuador por la energía eléctrica que recibe de Colombia es de cincuenta millones de dólares. Esa cifra será revisada por consultores internacionales que entre el lunes y martes de esta semana se reunirán en Quito y Bogotá con las autoridades de ambos países para acordar una cifra definitiva de pago que establecen las rentas de congestión que se aplican en las transacciones de compra y venta de energía en las

⁷⁷ Periódico ecuatoriano El Financiero, martes 01 de julio de 2008.

dos naciones⁷⁸. *El sector eléctrico colombiano comercializó un total de 876,602.3 megavatios hora, MWh, de energía eléctrica hacia Ecuador durante el 2007, mientras que en el 2006 las ventas habían sido por 1.608.628,9 MWh, equivalentes a US\$127.104.500. En diciembre de 2007 el país exportó 93,968.4 MWh, equivalentes a US\$6.702.100.*

Durante el 2007 el sector eléctrico colombiano exportó 876,602.3 megavatios hora, MWh, de energía eléctrica hacia Ecuador, los cuales representaron para el país US\$66.269.200, mientras que en igual período de 2006 éstas ascendieron a los US\$127.104.500, representados en 1.608.628,9 MWh.

En diciembre de 2007, el sector eléctrico colombiano exportó 93.968,4 megavatios hora, MWh, de energía eléctrica hacia Ecuador, equivalentes a US\$6.702.100, mientras que en diciembre de 2006 se exportaron 106.756,4 MWh, equivalentes a US\$7,206.5 millones.

Desde 2003 Ecuador, por problema de estiaje, compra energía eléctrica a Colombia a un promedio de 11 centavos de dólar el kw/h, lo que le ha significado un desembolso a la fecha de unos 500 millones de dólares. De ese total unos 250 millones de dólares corresponden a rentas de congestión, "un valor excesivo" a juicio del Conelec, que en el marco de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) logró que Colombia acepte un estudio para reducir dicho costo, indicó Calahorrano. "Colombia no quería ceder, pero finalmente nuestra posición ha sido tan dura que ellos han dicho: accedemos a que se haga el estudio", sostuvo. En ese sentido, subrayó que Ecuador aspira a pagar entre cuatro y seis centavos de dólar por kw/h mientras termina una serie de proyectos hidroeléctricos para convertirse en país autosuficiente hacia el 2014.

⁷⁸ Íbidem, viernes 25 de enero de 2008.

Ecuador cuenta actualmente con una potencia instalada de 3.750 megavatios y aspira a llegar a 7.000 megavatios en seis años.

CAPITULO II

1. ENDEUDAMIENTO EXTERNO

En el marco de la crisis de la deuda externa⁷⁹ que sacude a los países de economía dependiente, se circunscribe el endeudamiento del país y, dentro de éste, los compromisos adquiridos por las Entidades Descentralizadas y Empresas Municipales que se han organizado para gestionar los servicios que en la moderna teoría económica, constituyen las ramas caracterizadas como Servicios Mercantes del Estado (SME), en virtud a que el suministro permite identificar individualizadamente⁸⁰ a quienes se benefician de éstos, toda vez que son percibidos por grupos de individuos en la calidad y oportunidad derivada, no en la capacidad de pago determinada por los ingresos familiares presentes en los hogares que perciben un determinado servicio o grupo de servicios de la empresa suministradora, sino en características definidas por parámetros de ubicación y especificidades de los inmuebles conectados a las redes de abastecimiento.

De un saldo global de endeudamiento público externo de 17 134 millones de dólares (1993), las denominadas ramas de servicios básicos municipales participan con cerca del 54,99% de los saldos contratados, o del 23,64% de los saldos utilizados, conforme se utilice uno u otro indicador para medir el grado de endeudamiento, como se indica en la tabla 16.

Tabla 16. Deuda Externa Servicios Públicos Básicos (en millones de US\$)

RAMAS DE SERVICIO	SALDOS			Participación %	
	Contratado	Utilizado	Participación %	Inter.-rama	Saldo Colombia
Electricidad	6 042 .2	4 050.00	67,23	64,13	36.0

⁷⁹ SILVA COLMENARES, Julio. "Deuda Externa: crisis y confrontación, cifras, análisis, soluciones y perspectivas". Ediciones Alborada. Bogotá D.E. 1998. Págs. 29 a 47.

⁸⁰ CÓRTEZ, Magdalena y PINZÓN, Rómulo E., Obra citada.

Tabla 16.					Continuación
Acueducto/Alc.	1 506 .0	1 145 .3	95,97	15,98	9.0
Comunicaciones	1 840 .6	1 416 .9	76,98	19,53	11.0
Aseo	33 .4	28 .6	85,63	0,35	0.2
Totales	9 422.2	6 640.8	73,81	100,00	56.2

FUENTE: Registros: Banco de la República y tabulados del autor.

El servicio de deuda constituido por los giros que se realizan para el cubrimiento de abonos a saldos de capital, intereses por utilidades, comisiones de compromiso y de administración de endeudamiento, determina el diseño de estructuras tarifarias crecientes a tal punto que debe destinarse cerca del 49,3% en promedio de los recursos propios de las entidades y empresas prestatarias, que no son otra cosa distinta a la tarifa pagada por los usuarios de uno o varios servicios, al cubrimiento de los pagos girados al exterior, especialmente a las entidades multilaterales que dependen o siguen los lineamientos del Fondo Monetario Internacional (FMI).

1.2. ENDEUDAMIENTO DE EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN

En el panorama de la deuda pública externa colombiana, Empresas Públicas de Medellín (EPM) asumió en los 60-90s, en promedio, el 3,3% de los desembolsos brutos de los empréstitos que ingresaron al país como se desprende de la siguiente información:

Tabla 17. Evolución del Endeudamiento Externo 1962-1993 (Millones de pesos)

AÑOS	COLOMBIANA (1)	EPM (2)	PART. % (2/1)	RELACIÓN	
				COL	EPM
1962	6 329.8	203.3	3,21	1.00	1.00
1975	127 59.9	3 260.6	2,56	1.21	0.79
1980	321929.5	7 878.7	2,45	1.31	0.76
1985	2 242 576.0	78 788.7	3,51	0.98	1.01
1990	7 830 672.7	422 805.2	5,40	0.59	1.68
1995	21 372 435.6	574 917.0	2,69	0.84	1.19

Nota: el saldo de la deuda colombiana 1962/85 ha sido tomado de J. A. Ocampo y E Lora. Los saldos 1990/94 se han tomado de "Informe Financiero" Contraloría General de la República y Revista del Banco de la República. La conversión a pesos se ha realizado utilizando la tasa de

Tabla 17.	Continuación
cambio certificada por el Banco de la República: 1962 \$ 31,32; 1975 \$ 30,93; 1980 \$ 41,28; 1985 \$ 172,20; 1990 \$ 568,73.	

FUENTE: J. A. Ocampo y E. Lora "Colombia y la Deuda Externa", 1988. Contraloría General de la República, "Informe Financiero 1989-1993". EPM Estados Financieros 1962 a 1995. Revista del Banco de la República. Vol. LXVIII Nro. 814, agosto 1995, Cuadro 7.1.

Nótese cómo la relación de saldos de deuda externa de EMP con respecto a los de Colombia ha tenido un comportamiento de crecimiento desigual, pues si en 1975 la relación era de 0.79 a 1.21, en 1985 esta relación estaba dada en 1.01 a 0.98, y para 1995 esa relación se comportó de 1.19 a 0.84. La relación de la deuda EPM-Colombia, determina que, no obstante ser los saldos de Empresas Públicas de Medellín inferiores, la rotación de su endeudamiento es mayor que la rotación del endeudamiento nacional.

Metodología: (con base en la tabla anterior):

$$VRDC = \frac{SFc}{SIc} \quad (1) \quad \frac{SFe}{SIE} \quad (2) \quad \frac{VRDC}{VDRE} \quad (3)$$

En donde:

VRDC = Velocidad Rotación Deuda Colombiana;

SF_c = Saldo final deuda colombiana;

SI_c = Saldo Inicial deuda Colombiana (1962);

SF_e = Saldo final deuda EPM;

SI_e = Saldo inicial EPM (1962);

VRDE = Velocidad Rotación Deuda EPM;

Además de la elevada relación en la rotación del crecimiento del endeudamiento, debe considerarse la implicación que adquiere el servicio reconocido a la banca externa por la utilización de los saldos de endeudamiento.

Tabla 18. Dinámica Movimiento Deuda Externa Empresas Publicas de Medellín 1962-1993 (En Millones de pesos)

AÑOS	UTILIZACIONES BRUTAS	AMORTIZACIONES	UTILIZACIONES NETAS	INTÉRÉS	TRANSFERENCIA CAPITALES	
	1	2	3 = (2-1)	4	5 = (3-4)	
1962	58.9	5.8	53.1	6.7	46.4	
1975	960.7	205.5	755.2	220.7	534.5	
1980	1 215.4	1 484.2	- 268.8	963.7	- 1 232.5	
1985	13 132.1	4 983.3	8 148.8	3 504.7	4 644.1	
1990	63 891.6	45 638.8	18 252.8	32 189.0	- 13 936.2	
1995						
2000						
2005						
AÑOS	AJUSTE TIPO CAMBIO	UTILIDADES	RELACIÓN*		Ecuación 6/7	Ecuación 7/6
	6	7	6/7	7/6		
1962	50.1	43.9	1.14	0,87		
1975	418.0	468.0	0,89	1.12		
1980	1 262.2	2 522.3	0,50	2.00		
1985	29 760.3	12 754.1	2.33	0,43		
1990	111 394.4	33 401.7	3.37	0,30		
1995	129 045.0	310 403 0	0,41	2.41	<i>Tip cam</i>	<i>Tip cam</i>
2000					<i>Utilid</i>	<i>Utilid</i>
2005	262 193.0	848 041.0	0,31	3,23		

* Representa el número de veces que el factor utilidades, en forma positiva o negativa, debe soportar el peso del ajuste de cambio; relación que en uno u otro caso se expresa mediante la sustitución del divisor en la ecuación.

FUENTE: EPM. Informe Fiscal y Financiero 1962-1995.

En los años estudiados, especialmente en el período comprendido entre 1980-1990, la dinámica del endeudamiento y la devaluación se expresan en que EPM asumió utilidades externas brutas por valor de 224 155 millones 100 mil pesos; realizó pagos de capital por 145 155 millones 800 mil pesos, lo cual significa que la utilización neta de capital represento 79 795 millones 300 mil pesos. Por el capital utilizado debió cancelar 97 mil 776 millones 700 mil pesos; consecuentemente, las transferencias de dinero al extranjero han significado un saldo de 18 008 millones 400 mil pesos. Los efectos de la devaluación, por su parte, han representado un saldo de 338 463 millones 400 mil pesos, elevando el saldo de transferencia negativa a los intereses de Empresas Públicas de Medellín, y por ende, de la nación colombiana a 356 471 millones 800 mil pesos.

El servicio financiero de la deuda externa, especialmente de la parte constituida por los intereses y la devaluación, ha crecido tan rápidamente que han anulado una parte significativa de la contribución financiera de los empréstitos⁸¹. El creciente servicio financiero de la deuda ha pasado a constituir una pesada carga sobre las cuentas de EPM, significando una importante evasión del ahorro nacional⁸².

Obsérvese cómo las “utilidades”, en la mayor parte del período analizado, han estado por debajo de la afectación de la devaluación del peso con respecto a las monedas en que se contratan los empréstitos. Para cubrir los efectos de la devaluación de 1962, debieron restringirse en 1963-64, saldos destinados a inversión. En los años 1975-1984 las “utilidades operacionales” estuvieron por encima de los saldos de afectación de la devaluación. Pero, a partir de 1985, la constante que se impone es la de un mayor crecimiento de los ajustes de saldos por devaluación, castigando sensiblemente los “rendimientos operacionales”, al punto que EPM debió recurrir a líneas extraordinarias de crédito para cubrir saldos de endeudamiento, restringiendo las destinaciones a inversión en proyectos de desarrollo de su objeto.

El sometimiento de la Empresa de “servicio público” a las cláusulas de contratación de empréstitos externos, ha determinado la aparición del fenómeno de liquidez de utilidades en este tipo de empresas que, en desarrollo de su objeto, están destinadas a satisfacer apremiantes necesidades sociales. La rentabilidad económica impuesta en la gestión de las empresas, en contraposición a la rentabilidad social, desnaturaliza el carácter público de las empresas, para convertirlas en entes de figuración estatal-privadas, objeto de las manipulaciones de la reprivatización

⁸¹ AVRAMOVIC, Draslav. “La deuda de los países en desarrollo a mediados de los ochenta: hechos, teorías y política. 1987”. Rev. Comercio Exterior. Méjico, Vol. 37. Nro. 4. Págs. 25 a 274.

⁸² *Ibidem*.

capitalista, con la que se lograría la transferencia de la propiedad y del ahorro público a la férula de la apropiación privada capitalista.

Cuando en 1948 Colombia ratifica el Convenio Multilateral que le da ingreso al Fondo Monetario Internacional (FMI) y al Banco Mundial (BM), se establece en \$ 1,95 la paridad de su moneda con respecto al dólar americano⁸³. Para la época en que, por recomendación del BIRF, se crea el ente autónomo Empresas Públicas de Medellín (1955), para hacer uso de las “bondades del financiamiento externo” en proyectos de generación de electricidad, de abastecimiento de acueducto o de transmisión de comunicaciones telefónicas, la tasa de cambio nominal a la que se hicieron las primeras contrataciones se situaba ya en \$ 2,51. De ese entonces a hoy, cuando la Tasa Representativa del Mercado (TRM) expresa una relación de US\$ 1:\$ 2 188,50⁸⁴, los efectos de la devaluación constituyen una elevada regresión de la capacidad de ahorro nacional.

2. LA PROPIEDAD SOBRE LOS ACTIVOS DE EPM

La caracterización de la propiedad de Empresas Públicas de Medellín, justificada en los valores representados en los activos, los pasivos y el patrimonio consolidados, debe ser mirada a la luz de las etapas del prolongado proceso de acumulación que, con dineros públicos provenientes de los contribuyentes, capitalizados en una serie de activos constituidos en “patrimonio”, la municipalidad ha puesto a disposición del “Ente Autónomo Empresas Públicas de Medellín”, para ser administrados con una mínima regulación por parte del gobierno central; Patrimonio éste que, en virtud de las

⁸³ GAVIRIA, Fernando. “El Fondo Monetario Internacional”. Rev. Economía. 1967 Vol. 5. Nro. 13 Pág. 48.

⁸⁴ Valor determinado por la Superintendencia Financiera de Colombia para la tasa representativa del mercado para el día 26 de junio de 2009, aplicable a la semana del 30 de junio al 3 de julio de 2009, de acuerdo con la Circular Externa No.050 de 1994 del Incomex

políticas privatizadoras del “neoliberalismo”, corre el riesgo de ser transferido a los propietarios privados.

Una breve reseña de esas etapas ubica el esfuerzo que se ha plasmado para consolidar la Empresa que actualmente suministra a una parte de la población, considerada como usuaria, los servicios domiciliarios de energía eléctrica, acueducto, alcantarillado, telefonía local y suministro de gas combustible⁸⁵, además de otros servicios especializados ofrecidos en desarrollo de los cambios tecnológicos, asumidos por la Empresa en el campo de las telecomunicaciones y la informática.

2.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS

Entre 1890 y 1919, con participación de fondos públicos del Municipio (33,3% y del Departamento (33,3%) y con inversión de dineros de los particulares (33,4%), se constituye la Empresa de Acueducto Energía, Teléfonos y Alcantarillado que, durante esa época, pese a tener el Estado una inversión importante en ellas, fueron administradas integralmente por empresarios particulares, animados por la obtención de máxima ganancia que acrecentara el poder de sus negocios y no así la satisfacción de las necesidades que en materia de servicios empezaba a exigir la población urbana del momento.

Al ser promulgado en 1920, el Acuerdo 34, el Concejo Municipal asume el total de esos servicios y además los de Matadero, Feria, Tranvía, aparte de los que en adelante se pudieran adquirir u organizar Se inicia, entonces, una importante etapa de despegue del “Capitalismo Local de Estado”, vinculado a empresas

⁸⁵ En el barrio “El Limonar”, Empresas Públicas de Medellín ha instalado una planta piloto para abastecer a los usuarios de bajos recursos con el servicio de gas combustible, el cual será extendido a otros sectores de la ciudad, una vez se construya el gasoducto que lo conducirá de las fuentes de explotación a los centros de consumo.

encargadas de constituir una infraestructura básica que posibilitara, al mismo tiempo, el crecimiento de la industria pre-capitalista de acumulación que se habría pasado en la localidad. La incipiente empresa municipal que se transformaría años más tarde en la actual, la constituían las empresas de Teléfonos, Acueducto de Piedras Blancas, Tubería de Hierro, Energía Eléctrica (explotación de las dos plantas instaladas, la de Santa Elena y la de vapor, y construcción y explotación de la tercera, la de Piedras Blancas) En este mismo año culmina una negociación iniciada en 1917 para obtener un empréstito externo con el "poderoso establecimiento bancario The Equitable Trust & Co. of New York, por cuantía de dos millones quinientos mil dólares representados en pagarés municipales, redimibles en oro en tres meses y al 6% anual": al préstamo en cuestión se le hace un "descuento inicial del 7%; los dos millones trescientos veinticinco mil netos se recibieron así: \$ 900 000,00 inmediatamente, \$ 825 000 en 1920 y \$ 600 000,00 en 1921, fiscalizando aquí la inversión, la casa de Luis María Botero e Hijos; destinando \$ 25 000,00 para alfileres⁸⁶." La contratación de este empréstito se realizó a una paridad de 1:1 del peso con respecto al dólar. El endeudamiento interno se había practicado en 1911 mediante la modalidad de la suscripción pública de papeles crediticios de alguna consideración para la época⁸⁷.

La onerosidad de los compromisos de endeudamiento externo adquiridos con la banca norteamericana, los problemas de financiamiento expresados en la recesión de la década de los años treinta, los escándalos financieros locales originados por la desviación de fondos públicos a las arcas de negociantes y contratistas cercanos a las obras de ampliación de las redes y proyectos de ensanchamiento de los servicios, así como el

⁸⁶ Esta cuantía la recibe en Colombia la Casa Botero en contraprestación de los servicios prestados en la contratación y administración del susodicho empréstito.

⁸⁷ OSPINA A., E. Libardo. "Una vida, una lucha: monografía de Empresas Públicas de Medellín". Editorial Colina. Medellín, 1996. La cuantía de los veinticinco mil pesos para alfileres los recibió en Colombia la Casa Botero en pago de los servicios prestados en la contratación del susodicho empréstito.

represamiento de algunas acreencias motivaron a la administración municipal a recurrir, en 1953, a los recursos financieros que el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento estaba poniendo a disposición de los países miembros para el desarrollo de obras de infraestructura. Para conceder los fondos solicitados, la banca multilateral exigía la separación de las empresas de servicios de la directa administración pública y convertirlas en establecimientos manejados con cierta autonomía. En esa recomendación se origina todo el ordenamiento posterior de EPM.

En 1955 y con fundamento en el Acto Legislativo No. 5 de 1954 que facultó al legislador para crear establecimientos públicos, dotados de personería jurídica para la prestación de uno o varios servicios públicos, abarcando todo el territorio nacional o parte de él y, en el Dto. 1816/55 que autorizo al Municipio para organizar uno o varios servicios municipales de la ciudad de Medellín, aislada o conjuntamente, como entidades administrativas autónomas, que posean personería jurídica y patrimonio propio, el Concejo Administrativo⁸⁸ de Medellín promulga el Acuerdo 58/55 que da nacimiento a la organización de un establecimiento público autónomo al que se le encarga la dirección, administración y prestación de los servicios de energía eléctrica, teléfonos, acueducto y alcantarillado. El establecimiento así creado fue reglamentado por el decreto municipal 375 de noviembre de 1955, y entró a operar con un capital patrimonial inicial de 66 millones 788 mil pesos, a partir del primero de enero de mil novecientos cincuenta y seis.

2.1.2 Desarrollo Histórico: Generación Eléctrica. Para atender la demanda de electricidad, el Municipio de Medellín inicia en firme el desarrollo hidroeléctrico a través de la Empresa Municipal de Electricidad, con la entrada en operación, en 1932, de la primera

⁸⁸ El Acuerdo que organizó a EPM fue promulgado durante el gobierno de la dictadura militar, que reemplazó las instituciones de elección por establecimientos de designación.

unidad generadora de 5 MW en la Planta de Guadalupe I, a la cual se le agregaron unidades de 5 MW en 1934, de 10 MW 1938-1939 y finalmente 10 MW en 1943, para un total de 40 MW que, operando en paralelo con Guadalupe III; sólo se aprovecha una parte de su capacidad nominal. Al respecto, el ingeniero Serafín Rueda G., sostiene en el informe “desviación de los ríos Nechí, Pajarito y Dolores”, que debido a la antigüedad de la central, sólo genera 15 MW; sin embargo, otro autor manifiesta que debido a la obsolescencia de los equipos, la capacidad de la central es de 16 MW. Hacia fines de 1976 se había recomendado la construcción de una nueva planta de Guadalupe I. Para el efecto se contrataron estudios y uno de éstos recomendó que un proyecto de tan poca inversión, como sería el rebobinado y modernización de las maquinas de Guadalupe I, mejoraría la flexibilidad operativa del complejo, alternativa que debería tenerse en cuenta dependiendo del estado de la tubería de presión; estos trabajos eran recomendados en 1981-1982 por la firma canadiense Hydro-Quebec; a principios de 1985, disponiendo de una mayor información en torno al estado de la tubería y de los estudios de excedentes de potencia se determinó que no se justificaba remodelar a Guadalupe I pues se incurriría en costos que no reportarían beneficios⁸⁹.

A esa central le siguieron, también, otros desarrollos: Guadalupe II, inaugurada en 1949. para generar 10 MW; Guadalupe III, que inició operación en 1962, generando 190 MW, a los que se le agregaron 45 MW en 1965 y otros 135 MW en 1966, para un total de generación de 370 MW en esta central, y Guadalupe IV, inaugurada en 1985 para alcanzar una capacidad de generación de 213 MW. Las centrales Guadalupe I y II, con la entrada en operación de aquella, han sido puestas fuera de servicio, debido al funcionamiento en encadenamiento de Guadalupe III y IV que han

⁸⁹ Al respecto, consultar Revista Empresas Públicas de Medellín, Vol. 2 Nor. 3 Jul/Sep. De 1980. Pág. 27; Vol. 2 Nro. 4 Oct/Dic. 1980. Pág. 36; Vol. 6 Nro. 3 y 4. Jul/Dic. 1984. Pág. 68 y Vol. 7. Nro. 3 y 4 Jul/Dic. 1985. Págs. 15 y 16.

dejado sin agua a las presas que surtían a las primeras. La central de piedras blancas, que genera 10 MW, de los que se utilizan en el sistema 7 MW, ya que la restante capacidad es utilizada por la Empresa de Acueducto, la cual entró en operación a partir de 1958. Los proyectos de utilización del Río Grande se inician en 1941, pero la primera unidad de Río Grande I sólo entra en operación en 1952, con la puesta en funcionamiento de los primeros 50 MW, a los que en 1956 se le agregan otros 25.5 MW. Otra central que aporta capacidad al sistema de Empresas Públicas de Medellín es la de Troneras, cuyos primeros 18 MW se pusieron a funcionar en 1964 para, al año siguiente, agregarle otros 18 MW y completar una capacidad de generación de 36 MW. La central Ayurá, que inició operación en 1983 con 17.2 MW al entrar en funcionamiento la planta de tratamiento de Acueducto que aprovecha las aguas de la "Presa La Fe", aporta al sistema, desde 1989, 20 MW, con una adición de 2.8 MW. La Central de Guapaté, que inicia operación en 1971, aportando 178 MW, recibe ampliaciones de 140 MW en 1972 y de 280 MW en 1979, para una generación total de 560 MW; en 1993 se pone en funcionamiento un sistema de refrigeración que permite ampliar la eficiencia de Guatapé en 20 MW y se adiciona una pequeña central de 1.1 MW en la descarga de sus aguas. La central de Playas, que genera 200 MW, entra en operación en 1987 y finalmente se encuentra Río Grande II, con dos centrales: Niquía, que genera 21 MW y que entra en operación en 1993, y Tasajera, que aporta al sistema 300 MW, los primeros 100 MW entraron en operación en 1993 y los restantes 200 en 1994. En consecuencia, en sus plantas Empresas Públicas de Medellín genera un total de 1.890 MW.

En las proyecciones futuras (1996), Empresas Públicas de Medellín desarrolla trabajos en la Construcción de Porce II, dentro del programa de aprovechamiento múltiple de las aguas de los ríos: Río Grande y Porce, proyecto que han empezado a pagar los usuarios aún en las etapas iniciales de construcción. Se introduce de esa manera un encadenamiento al pasado y al futuro en materia de

tarifas, el cual se justifica, en consideración a la vida útil de los mismos, determinada para los principales componentes así: Presas y Plantas de Generación, 50 años; líneas de transmisión, 30 años; redes de distribución, 33 años; equipos de casa de maquinas, transformadores y subestaciones, 25 años.

Parte muy importante de los componentes utilizados por Empresas públicas de Medellín para el suministro a sus usuarios del servicio de electricidad, han sobrepasado la vida útil, depreciándose totalmente y continuar en condiciones de operación satisfactorias; tanto los reajustes tarifarios como los cambios en las estructuras de precios, hasta llegar a los niveles de los costos marginales actuales, han llevado a un incremento extraordinario de las utilidades de Empresas Públicas de Medellín, reflejado en los balances financieros de los últimos años.

Los activos recibidos de la municipalidad y los que posteriormente se han involucrado en la gestión del Ente público, constituyen, a nuestro juicio, un patrimonio social que debe gestionar un sistema de servicios públicos de franca rentabilidad social y no de rentabilidad financiera al servicio de los intereses de dominación imperial del capital transnacional.

Tabla 19. Características de la Propiedad de EPM 1962-2005 (en millones de pesos)

AÑOS	ACTIVOS		PASIVOS		patrimonio
	Ordinarios	Corrientes	Ordinarios	Corrientes	
1962	543.5	67.4	266.4	34.0	277.1
1975	7 424.3	630.7	3 674.9	1 005.8	3 749.4
1980	23 959.6	3 336.5	13 929.0	2 169.2	10 030.6
1985	155 013.2	17 490.6	103 329.5	18 796.4	51 683.7
1990	740 373.7	42 066.8	558 306.3	104 401.5	182 067.4
1995	4 391 712.0	391 605.0	1 162 575.0	256 1830	3 229 137.0
2005	14 113 644	1 805 516	3 323 399	1 304 282	14 113 644

FUENTE: EPM. Estados Financieros 1962-2005.

La relación existente entre Activos Ordinarios y Pasivos Ordinarios muestra, en últimas, la solidez patrimonial de la Empresa, o lo que es lo mismo, indica la porción de propiedad de la municipalidad que. de poseer en el largo plazo \$ 0,51 de cada peso del valor de los activos de 1962, pasó a controlar menos de \$ 0,25 en 1990 Comoquiera que en un prolongado proceso histórico esos activos se han formado a través de las tasas tarifarias que determinaron el patrimonio municipal afectado en 1955 a favor del "Ente Autónomo", y con la tarifa cobrada posteriormente a los usuarios y al constituir, por tanto, un patrimonio social, la disminución de 26,4 centavos que se ha operado en el periodo reseñado, pone de manifiesto cómo se ha venido trasladando el patrimonio social público, a manos de los prestamistas de la banca multilateral y privada extranjera.

El abultado crecimiento de los activos registrado en el período 1994-95 se debió, esencialmente a la aplicación en las cuentas de normas contables apoyadas en disposiciones legales que autorizan la "Valorización por Avalúos Técnicos", los que en la contabilidad 1993-94 representaron una actualización calculable en *un Millón ciento cuarenta y seis mil seiscientos cuarenta y siete millones de pesos*. Por su parte, el crecimiento de los activos representado en nuevas inversiones significó quinientos noventa y siete mil doscientos ochenta y tres millones de pesos.

Los activos corrientes representan los valores de que dispone la empresa para cumplir los vencimientos de obligaciones contraídas a plazos inferiores a un año. Nótese cómo de contar con \$ 1,98 en activos corrientes para pagar cada peso adeudado a menos de un año en 1962, la empresa pasa a poseer sólo \$ 0,40 en 1990

Por influjo de la presión de la crisis financiera que ha venido afectando al sector eléctrico de tiempo atrás y mientras existió la Junta Nacional de Tarifas (JNT) como dependencia del Departamento Nacional de Planeación (DNP), se diseñaron escalas estructurales de tarifas con el pretendido objetivo de conjurar los

déficit financieros del sector. Los decretos 2545⁹⁰ de 1984 y 1555 de 1990, actuaron como soporte de las resoluciones 086/86, 090/90 y 070/93, que estructuraron los precios que por kilovatio-hora debió pagar el usuario en las diferentes zonas en que esta dividido el mercado eléctrico nacional. Los decretos en cuestión fundamentan los bloques de consumo para establecer precios a unidades de servicio por rangos de utilización, que las respectivas resoluciones transformaron, en su época, en disímil estructura de tarificación regional, diseñada por zonas geográficas del territorio nacional en las que se suministra el servicio de electricidad a los sectores de suscriptores.

En desarrollo de esas disposiciones, se ha configurado el siguiente comportamiento tarifario:

Tabla 20. Estructura de Consumos

BLOQUES CONSUMO	RANGOS DE CONSUMO KILOVATIO-HORAMES				
	Dto. 2545/84	Res. 086/86	Dto. 1555/90	Res. 090/90	Res. 070/93
Inferior	000 - 1000	000 - 1000	000 - 1000		
Subsistencia				000 - 2000	000 - 2000
Superior	101 - 200	101 - 200	101 - 200		
Básico	201 - 400	201 - 400	201 - 400	201 - 400	201 - 800
Intermedio	401 - 800	401 - 800	401 - 600	401 - 600	801 - 1600
Superior	801 - 1600	> - 801	> - 601	> - 601	> - 1601
Suntuario	> - 1601				

FUENTE: JNT. Resoluciones tarifarias.

El consumo de subsistencia⁹¹ está definido en las normas promulgadas por el gobierno nacional como la cantidad mínima de

⁹⁰ Publicado en el Diario Oficial No. 36.787 de 13 de noviembre de 1984.

⁹¹ La Unidad de Planeación Minero Energética, mediante la Resolución 0355, promulgada el 8 de julio de 2004, dispone que a partir del año 2007 el consumo de subsistencia será de 173 kWh-mes para alturas inferiores a 1000 metros sobre el nivel del mar, y de 130 kWh-mes para alturas iguales o superiores a 1000 metros sobre el nivel del mar. De otra parte, mediante la Resolución 0013, promulgada el 14 de enero de 2005, dispuso que a partir del año 2007 el consumo de subsistencia para usuarios cuya unidad de habitación estuviere situada en los llamados "barrios subnormales", será de 184 kWh-mes para alturas inferiores a 1000 metros sobre el nivel del mar y de 138 kWh-mes para alturas iguales o superiores a 1000 metros sobre el nivel del mar. Este costo equivale al 67% del Costo Unitario del kWh facturado.

electricidad utilizada en un mes por el usuario típico, para satisfacer necesidades básicas que solamente pueden ser satisfechas mediante esta forma de energía final y para el cálculo de su intensidad se tendrán en cuenta solamente los energéticos sustitutos, cuando estén disponibles para ser utilizados por este tipo de usuarios y se determina por regiones del país.

Siguiendo directrices del Banco Mundial (BM), las autoridades energéticas del país asumen la sumatoria de los costos en que incurren las diferentes empresas del sector eléctrico, como herramienta de soporte para establecer un único precio que sirviera de base para definir en el largo plazo la tarifa nacional a ser derramada a los consumidores en la escala de la estratificación socio-económica de los inmuebles conectados a las redes del sistema de “servicios públicos domiciliarios”.

Después de seis años de experimentar la metodología de precios diferenciales del servicio y habida consideración de que unificar las metas tarifarias comprendía un período de hasta cuarenta años, se recomienda que esa estructura de metas tarifarias de largo plazo sea abandonada y en su reemplazo se establezca un sistema de desmonte gradual de los llamados “subsidiarios tarifarios cruzados”, o de demanda, definiéndose que, en el período 1990-1997, se deberán tumbar los subsidios que perciben los usuarios de los estratos de bajos ingresos.

La configuración de ese desmonte se determinó en el hecho de afirmar que el “costo de suministro” de un kilovatio-hora de electricidad en el sistema interconectado del país, representa un valor unitario promedio de \$ 30,00 (junio 1986) para las diferentes empresas del sector.

Para reemplazar el “subsidio cruzado” o de demanda, en el ordenamiento emanado de las disposiciones de las Leyes 142 y 143/94, se introduce la figura de los llamados “subsidio directos” o

de consumo, para favorecer a los estratos 1 y 2 y eventualmente a los consumidores del estrato 3.

Esta modalidad de subsidiación se limita al valor de los consumos básicos o de subsistencia y se otorgaría como un porcentaje del costo medio del suministro. La parte de la tarifa que refleje los costos de administración, operación y mantenimiento a que de lugar el suministro, será cubierta siempre por el usuario; la que tenga el propósito de recuperar el valor de las inversiones hechas para prestar el servicio, podrá ser cubierta por los subsidios.

Los subsidios en cuestión se pagarán a las empresas distribuidoras y cubrirán no menos del 90% de la energía equivalente, efectivamente entregada hasta el consumo de subsistencia a aquellos usuarios que por su condición económica y social tengan derecho a dicho subsidio, el cual será creado con los recursos provenientes de los usuarios residenciales de estratos altos y de los usuarios no residenciales, mediante aportes que no excederán del 20% del costo de prestación del servicio para cubrir los consumos de subsistencia de los usuarios residenciales de menores ingresos⁹².

Expresado de otra manera: el costo del kWh se desglosa hasta en 0.90% para ser entregado en Subsidio de consumo para acceder hasta el Nivel de Subsistencia, reportable en los porcentajes determinados para los estratos 1, 2 y 3 y sobre el costo del mismo una sobre remuneración del 20% que debería suplir el cubrimiento hasta el 90% del costo del kWh subsidiado, de donde se deduce, entonces, que el remanente del 10% se traslade al usuario subsidiado en “Tarifa Fantasma”.

⁹² Ley 142 de 1994. Artículo 99.

3. ELEMENTOS DE LA POLÍTICA TARIFARIA

Por su incidencia en la llamada canasta familiar y por su importancia económica, al analizar la tarifa de los Servicios Públicos Básicos Municipales (SPBM)⁹³, o de los "servicios públicos domiciliarios" como se los denomina ahora, es preciso partir de algunas definiciones que, aunque de naturaleza Jurídica, constituyen el punto de partida para su intrincado estructuramiento económico.

Al crear la Junta Nacional de Tarifas (JNT), el legislador expresó unos criterios básicos de doctrina gran burgués a los que deberían ceñirse las Entidades de Servicios Públicos para fijar las tarifas de modo que aseguraran la protección de sus activos y fomentaran el ahorro nacional, mediante **niveles de tarifas que cubran los costos reales de prestación del servicio y provean una determinada rentabilidad** sobre el valor de dichos activos, con el objeto de facilitar la financiación de sus programas. Para tal fin, las tarifas deberán ajustarse con oportunidad a los cambios en los costos reales que alteran el equilibrio económico de la empresa y de los planes trazados para atender la futura demanda⁹⁴.

Sin embargo, una sentencia proferida por el Consejo de Estado en octubre 30 de 1980, determina que "la Junta Nacional de Tarifas carece de poderes reglamentarios y sólo es titular de la función de revisión y aprobación de tarifas y reglamentos de Empresas de Servicios Públicos", lo que pone en las empresas locales la responsabilidad de la elaboración de las pautas económicas para la fijación de las mismas en concordancia con los costos determinados en las obligaciones financieras contraídas en el desarrollo de las actividades inherentes a la disposición y suministro de cualesquiera de las ramas de servicios públicos sometidos al régimen de tarifas.

⁹³ El Decreto 1555 le da al servicio de energía eléctrica el carácter de servicio básico municipal.

⁹⁴ Decreto 3069 de 1968. Negrillas fuera de texto.

Con la promulgación, en 1992, del Decreto 2119⁹⁵ (Dic. 29), en el marco de la política de “Modernización del Estado” impulsada por el Presidente Cesar Gaviria Trujillo, desarrollando artículos transitorios de la Constitución de 1991, las funciones que cumplía la Junta Nacional de Tarifas⁹⁶, en desarrollo de las facultades proferidas por el Decreto 3069/68, pasan ahora a ser desempeñadas, en el caso del sector eléctrico, por el Ministerio de Minas y Energía a través de la “Comisión de Regulación Energética” y para los demás servicios por “comisiones reguladoras” que tendrán la misión de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas y los competidores sean económicamente eficientes, dando lugar a mecanismos de mercado competido, en el que la mayor carga que esa competencia implique será asumida directamente por el sector de usuarios residenciales. A partir de la vigencia de la Ley de “Servicios Públicos Domiciliarios” se organizan las siguientes “comisiones reguladoras”, con competencia de regular el respectivo servicio:

De agua potable y saneamiento básico, adscrita al ministerio de Desarrollo Económico.

Energía y gas combustible, adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Además de las funciones comunes a todas las comisiones, a ésta le corresponde la de fijar los criterios y metodología con arreglo a las cuales las empresas de electricidad podrán determinar o modificar los precios máximos ofrecidos dentro del régimen de libertad regulada.

⁹⁵ Publicado en el Diario Oficial No. 40.704, del 31 de diciembre de 1992.

⁹⁶ El Decreto 2167 de 1992 suprime, en el Departamento Nacional de Planeación, la Junta Nacional de Tarifas, la cual desarrolla sus funciones hasta tanto no entren en funcionamiento las “Comisiones de Regulación que la reemplazan en todo, a partir de un año después de haber sido promulgadas las Leyes 142 y 143 de 1994.

De Telecomunicaciones, adscrita al Ministerio de Comunicaciones.

Entre las funciones generales asignadas a las comisiones reguladoras pueden destacarse como principales, entre otras:

- a) Establecer fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos cuando ello corresponda, conforme a lo dispuesto por la Ley 142 de 1994 en su artículo 88; y señalar cuándo hay suficiente competencia como para que la fijación de las tarifas sea libre.

Las fórmulas de tarifas acogidas, tendrían una duración de cinco años, en cuyo interregno podrían ser modificadas de presentarse eventualidades que varíen los índices, o uno cualquiera de sus factores en por lo menos un tres por ciento (3%), o que se presenten acuerdos entre la empresa de servicios públicos y la comisión para modificarlas o prorrogarlas.

Los factores más destacados para modificar las fórmulas comprenden, de manera general, los siguientes índices:

Índice de Precios al Productor (IPP).

Índice de Precios al Consumidor Mayorista (I PC Y).

Índice de Precios al Consumidor Minorista (IPCM).

Índice de Variación Salario Mínimo (IVSM).

Índice de Variación Salario Mínimo Empleados (IVSME).

Índice de Variación la Tasa Representativa del Mercado de cambio del peso por dólar americano (IVTRM).

Índice de la Tasa Arancelaria Promedio (ITAP) vigente en Colombia para los componentes importados que intervienen en el respectivo servicio.

Además, se incluyen factores de ponderación definidos entre 0.100 y 0.500 puntos por cada conjunto de índice que interviene en la composición de la respectiva fórmula, en relación directa con el nivel y estructura de los costos económicos de prestación del servicio, o de la demanda del mismo.

- b) Determinar cuándo se establece el régimen de libertad regulada o libertad vigilada o señalar cuándo hay lugar a la libre fijación de tarifas.

De lo anterior se deduce que las funciones de regulación que asumen las comisiones favorecen los intereses maximalistas de las empresas “prestatarias de servicios públicos”, toda vez que la utilización de tan disímil canasta de índices contribuye a conservar no solo el principio de la rentabilidad financiera en la operación de las empresas, sino que la aparición de un ambivalente conjunto de costos, apuntan a la formulación de una más compleja estructura de tarifas en la que la anunciada “política de subsidios” a los estratos de bajos ingresos se constituye en una simple fantasía.

4. DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE LA TARIFA

La determinación económica de la tarifa de uno cualesquiera de los servicios comerciales de energía eléctrica, acueducto, alcantarillado, aseo, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y telefonía local móvil en el sector rural, definidos como públicos por ser el Estado, o una entidad que haga las veces del mismo, el propietario absoluto o mayoritario de la empresa⁹⁷, se enmarca en la concurrencia de variados factores⁹⁸ que deberán conducir a que los servicios sujetos a fórmulas tarifarias, éstas deban reflejar tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestación del servicio como su demanda.

⁹⁷ Las Empresas del Estado (EMPES), por la razón o motivo de su creación, han sido clasificadas por la Misión Bird-Wenes. Y, dentro de esa clasificación, las Empresas de Servicios Públicos, por los objetivos económicos que persiguen, reciben la denominación de “Monopolios Naturales del Estado”.

⁹⁸ La Ley 142 promulgada en 1994 para redefinir la política nacional en materia de servicios públicos, confiere al empresario privado la facultad de competir con las Empresas del Estado por el mercado de los mismos.

CARGO FIJO. Considerado como la parte tarifaria destinada al cubrimiento del costo de las obras de ingeniería que constituyen la infraestructura del servicio y que se relacionan directamente a la unidad inmobiliaria residencial, comercial, industrial o de otra índole a la que se le entrega el servicio como bien intermedio de utilización, o como bien final de consumo⁹⁹.

En el período en que la tarifa de los servicios públicos se encontraba vinculada al avalúo catastral de la vivienda del suscriptor del servicio, el cargo fijo sólo se liquidaba sobre los servicios de Acueducto y Telefonía local. Con la promulgación de la Ley 14 de 1983 y la vinculación posterior de las tarifas de los servicios públicos a la estratificación socio-económica de los inmuebles residenciales conectados a las redes de suministro de las empresas: estratificación determinada en parámetros afines a la calidad y ubicación de la vivienda, se incorpora el Cargo Fijo como componente de la tarifa eléctrica que se traslada a los usuarios residenciales a partir de julio de 1986. La introducción del “cargo fijo” como componente de la tarifa del servicio de electricidad, a diferencia de lo ocurrido en otros servicios, se llevó a cabo bajo el presupuesto de lograr un nivel limitado de “subsidios cruzados” entre los consumidores residenciales de los hogares de ingresos altos a hogares de ingresos bajos.

Por su carácter de continuidad, el cargo fijo adquirió la condición de tasa de tributación constante indexada, cuya incidencia en la tarifa de servicios ha sido objeto de pronunciamientos y rechazo por parte del movimiento popular de usuarios.

Empero, al promulgar la Ley 142 de 1994 al cargo fijo se le atribuye la connotación de reflejante de los costos económicos necesarios involucrados en la disponibilidad permanente del servicio, con independencia del nivel de uso. Dentro de esos costos se incluyen

⁹⁹ Departamento Administrativo de Planeación Departamental de Antioquia (DAPDA). “Impactos regionales de los proyectos hidroeléctricos”. 1982. Págs. 29 y 30.G

los denominados costos fijos de clientela, entre los cuales pueden incluirse los gastos adecuados de administración, facturación, medición y los demás servicios permanentes que son necesarios para garantizar que el usuario pueda disponer del servicio sin solución de continuidad y con eficiencia, define el Artículo 90.2 de la citada ley.

CARGO POR CONSUMO. Determinado como el valor facturado por la utilización del respectivo servicio y que en el caso de los sectores industrial y comercial se constituye en insumo de producción o de comercialización transferible al producto entregado al consumidor final. En el sector residencial, el usuario debe cubrir no solo el precio que la empresa le ha fijado a la unidad de servicio suministrada al sector y que adquiere la categorización de tarifa directa sino, también, el componente tarifario trasladado por el sector industrial y comercial al producto por ellos procesado y comercializado, componente que adquiere la categoría de tarifa indirecta.

CARGO DE CONEXIÓN. Definido en el texto de la ley 142 como un cargo por aportes de conexión, destinados a cubrir los costos involucrados en el conexiónamiento del usuario al servicio Cargo que podrá ser cobrado, además, cuando por razones de liquidez financiera, la empresa que suministra el servicio deba acelerar en el tiempo, mediante la recaudación de dineros de los usuarios, la recuperación de las inversiones realizadas en la infraestructura del servicio en correlación con un plan de expansión del mismo, bajo criterios de bajo costo.

Para este tipo de proyectos, cuando su construcción, además del período de maduración, requiere de un lapso que oscila entre los 7 y los 11 años, se presume que la inversión financiera en ellos involucrada se recupera en el largo plazo de la vida útil de la obra cuyos costos son trasladados a los beneficiarios de los mismos. La fórmula de recaudación podrá distribuir estos costos en alícuotas anuales.

De otra parte la Ley 143, que establece el “Régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional”, dispone que en desarrollo de sus funciones y competencias, la “Comisión de Regulación de Energía y Gas” podrá definir metodologías de cálculo, diseñar y publicar diversas opciones tarifarias para;

1.- Determinar la tarifa de acceso y uso de las redes del sistema interconectado nacional, la cual debe incluir los siguientes cargos:

- Un cargo que cubrirá los costos de la conexión del usuario a la red de interconexión.
- Un cargo fijo asociado a los servicios de interconexión.
- Un cargo variable asociado a los servicios de transporte por la red de interconexión.

2.- Definir la estructura de tarifas reguladas de distribución, a ser pagadas por los usuarios finales y para la cual tendrá en cuenta los siguientes componentes:

- Una tarifa por unidad de consumo de energía,
- Una tarifa por unidad de potencia, utilizada en las horas de máxima demanda. Y, esas horas, corresponden al momento en que en los hogares se preparan los alimentos diarios.
- Un cargo fijo, que refleje los costos económicos involucrados en garantizar el servicio para el usuario, independientemente del nivel de consumo.
- Y un cargo que cubra los costos de conexión, cada vez que el usuario se conecte al servicio de electricidad.

En concurrencia de las citadas Leyes, el legislador ha introducido el peligroso “principio dual” en conceptos tales como: costos económicos de prestación del servicio, frente al costo de demanda del mismo: costo económico de la empresa, enfrentado al costo económico de suministro, costo medio de suministro por estrato de base para la determinación del subsidio, vinculado al costo de referencia definido para la empresa con eficiencia modelo, figura normativa que desmerita los beneficios sociales que la Empresa de Servicio Público está destinada a desarrollar hacia el usuario residencial, principalmente. Y, en concurrencia del susodicho “principio” se traslada al usuario final una sumatoria de “costos” definidos en la teoría económica para maximizar utilidades por parte de las empresas, que debido a su posición dominante en el mercado de bienes y servicios, establecen precios de monopolio, como es el caso de Empresas Públicas de Medellín.

Sin embargo, las comisiones reguladoras, especialmente la “Comisión de Regulación de Energía y Gas”, al fijar la estructura de que habla la ley, conservará por un período de transición de veinticuatro meses el principio definitorio de que los niveles tarifarios se establecen teniendo en cuenta el costo que resulta de generar, transmitir y distribuir a un usuario nuevo del sistema un kilovatio-hora (Kwh), en un punto determinado del espacio a un nivel dado de tensión, en un momento determinado del tiempo, ya que en el diseño de una estructura de tarifas se deben considerar, meridianamente, los costos que para la economía nacional resultan de prestar los servicios públicos a los distintos usuarios¹⁰⁰. Con fundamento en aquel principio y en virtud a la presión ejercida por la crisis que afecta al sector eléctrico, en 1986, se introduce la norma que establece la “Metodología del Costo Incremental Promedio de Largo Plazo” (CIPLP), que considera los incrementos en los costos de inversión, operación y administración necesarios para cubrir el

¹⁰⁰ VÉLEZ, Carlos E... 1985. “Producción, precios y costos del agua potables: el Caso de Medellín”. Rev. “Planeación y Desarrollo. Vol. XVII. Bogotá D.E., marzo 1985. Págs. 39 a 58.

incremento esperado de la demanda, desarrollada en la Resolución 086 de 1986, emanada de la Junta Nacional de Tarifas para actualizar y fijar los niveles tarifarios con base en la estructura de costos, no, ya de una empresa (Dto. 2545/84), sino de todo el sistema eléctrico.

La tarifa así definida para la prestación del “servicio público domiciliario” se relativiza a los costos en que se incurre al suministrar el bien o servicio requerido para satisfacer necesidades vitales del ser humano Como quiera que para suministrarlo se requiere la disposición de determinados activos que hagan factible la entrega al usuario del servicio requerido, es convenido que las inversiones realizadas para la operación de los mismos, sea recuperada durante la vida útil¹⁰¹ de los “grupos homogéneos” de los elementos que intervienen para la colocación a disposición de los usuarios del respectivo servicio. En el transcurso de los años, la empresa ha modificado los parámetros de depreciación utilizados para la recuperación de las inversiones involucradas en el objeto de sus negocios.

Tabla 21. Grupos Homogéneos de Activos

ACTIVOS 1985-1992	AÑOS	ACTIVOS 1993 ●→	AÑOS
Edificios, líneas de transmisión, redes y colectores de alcantarillado	30	Edificios, subestaciones de bombeo, obra civil, redes primarias y troncales telefónicas, canalizaciones de energía, colectores e interceptores de alcantarillado.	30
Vías de comunicación, obras civiles de represas, tanques y plantas de generación y filtración.	50	Vías de comunicación, obras civiles de represas, tanques y plantas de generación.	50

¹⁰¹ Se entiende por vida útil el lapso durante el cual se espera que la propiedad, planta o equipo, contribuirá a la generación de ingreso. Para su determinación se considera, entre otros factores, las especificaciones de fábrica, el deterioro por el uso, la acción de factores naturales, la obsolescencia por avances tecnológicos y los cambios de la demanda de los bienes y servicios a cuya producción o suministro contribuyen.

Tabla 21.		Continuación	
Equipos de construcción, vehículos, medidores, receptores, buscapersonas, equipos de informática y otros.	5	Equipos de mantenimiento, vehículos, teléfonos públicos y privados, equipos sistema vía radio, equipos de informática y radios sistema trunking.	5
Teléfonos públicos, herramientas, muebles y enseres.	7	Herramientas, muebles y enseres.	7
Aparatos telefónicos privados y equipos sistema vía radio.	10	Plantas telefónicas	25
Equipos de casa de máquinas, bombeos, transformadores, subestaciones y redes telefónicas.	25	Plantas sistema trunking.	12
Plantas telefónicas	30	Plantas de filtración, bombeos, equipos fijo, redes secundarias acueducto y redes eléctricas primarias y secundarias.	20
Equipos de base sistema vía radio	30	Redes secundarias telefónicas	15
Redes eléctricas.	33	Canalizaciones telefónicas, redes primarias acueducto, líneas de transmisión.	40

FUENTE: EPM Estados financieros. Cálculos del autor.

El desarrollo tecnológico y el descubrimiento de nuevos y más resistentes materiales han llevado a que en el tiempo se modifiquen y trasladen, de uno a otro grupo, componentes utilizados en el giro normal de las actividades de la empresa. La tabla precedente referencia los años promedio que, en distintos períodos, han sido acordados para llevar a cabo la depreciación de la vida útil de los activos de Empresas Publicas de Medellín, en los nueve grupos en que se consolidan e intervienen en la "prestación de los servicios" utilizados por los usuarios conectados a las diferentes redes:

Tabla 22. Vida Útil de la Empresa 1956-1994

	1956-1965	1966-1974	1975-1984	1985-1992	1993 en adelante
ANOS	50,0	37,0	27,4	23,3	22,7
ALICUOTAS	600,0	444,0	328,8	279,6	272,4

FUENTE: EPM. Estados financieros. Cálculos del autor.

Una modificación como la introducida a la vida útil de los grupos homogéneos de activos involucrados en la operación de la empresa, con la finalidad de satisfacer requerimientos de demanda de los servicios provistos tiene indudables y drásticas repercusiones al transformar los componentes factoriales, considerados en la definición de las diferentes fórmulas comprendidas en la estructura tarifaria.

Con fundamento en las disposiciones del decreto 2545/84, Empresas Públicas de Medellín definió una estructura de tarifas por bloques de consumo o rangos de utilización por estratos socio-económicos que sometió a aprobación de la Junta Nacional de Tarifas de servicios con fundamento en un Costo Marginal Regional de Largo Plazo, determinado en \$ 9,45 kw/h, bajo el siguiente esquema:

Tabla 23. Política Tarifaria por Bloques de EPM Decreto 2545¹⁰² de 1984

ESTRATO	000-200	\$kw/h	201-400	\$kw/h	401-800	\$kw/h	801 1600	\$kw/h	Más 1601	\$kw/h
Bajo/bajo	16%	1,51	30%	2,83	50%	4,72	90%	8,50	178%	16,05
Bajo	16%	1,51	30%	2,83	50%	4,72	90%	8,50	178%	16,05
Medio/bajo	16%	1,51	30%	2,83	50%	4,72	90%	8,50	178%	16,05
Medio	16%	1,51	30%	2,83	50%	4,72	90%	8,50	178%	16,05
Medio/alto	16%	1,51	30%	2,83	50%	4,72	90%	8,50	178%	16,05
Alto	16%	1,51	30%	2,83	50%	4,72	90%	8,50	178%	16,05

FUENTE: Tabulados del autor.

Conservando los bloques de consumo y rangos de tarifas estructuradas a través del tiempo, Empresas Públicas de Medellín asume, en su sistema diferencial de precios a la electricidad, los criterios definidos a nivel nacional, que al ser llevados a la estructura de la estratificación socio-económica de las viviendas relativiza los

¹⁰² Publicado en el Diario Oficial No. 36.787, noviembre 13 de 1984

llamados “subsidios cruzados” para los diferentes sectores de usuarios.

En la tabla precedente vislumbramos la esquematización dinámica de la subsidiación cruzada de tarifas, para el periodo comprendido entre julio de 1975 y diciembre de 1994, estimada en base al costo utilizado por la empresa para sus propios consumos. Veamos:

Tabla 24. Sistema Eléctrico de EPM Dinámica Subsidios Cruzados 1975-1994 (en pesos corrientes)

SECTORES	1975	1980	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	
Residencial	0,28	0,75	8,82	11,29	15,94	18,95	25,70	33,11	41,38	
Comercial	0,57	2,20	25,51	33,85	43,54	57,53	74,02	88,14	102,00	
Industrial	0,39	1,49	18,49	25,04	32,32	42,43	55,58	64,71	73,95	
BLOQUE										
EADE	N.D	N.D	4,63	6,26	12,70	17,84	24,04	30,26	33,08	
ICEL	0,12	0,53	4,64	6,10	9,74	13,69	16,55	S. M	S. M	
M/pios	0,15	0,44	4,63	66,04	7,88	10,41	13,70	18,04	26,44	
Oficial	0,30	0,90	14,35	19,16	27,34	43,66	53,77	57,35	83,01	
Especial red.	0,23	0,63	8,95	12,11	16,89	23,90	31,90	37,90	64,93	
COSTO	0,43	0,86	10,43	12,89	16,42	22,05	34,89	50,80	64,93	
EXPRESADO EN PORCENTAJE CON RESPECTO AL COSTO DE EPM										
SECTORES										
Residencial	- 34,9	-12,8	- 15,4	- 11,0	- 2,8	- 14,0	- 26,3	- 34,9	36,26	
Comercial	132,5	155,8	144,6	166,7	165,3	160,9	112,0	173,8	157,09	
Industrial	- 9,3	173,2	177,3	197,3	196,9	192,4	159,3	127,2	113,89	
BLOQUE										
EADE	N.D	N.D	- 55,6	- 50,7	- 22,6	- 19,0	- 31,0	- 40,5	49,05	
ICEL	- 72,1	- 38,4	- 55,5	- 51,7	- 40,6	- 37,9	- 52,3	S. M	S. M	
M/pios	- 62,8	- 48,8	- 55,6	- 52,4	- 58,0	- 52,8	- 60,7	- 64,5	59,28	
Oficial	- 30,2	104,6	137,6	150,9	166,6	198,0	154,1	112,7	127,85	
Especial red.	- 46,5	- 26,7	- 14,2	- 4,6	102,9	108,8	- 8,5	- 25,5	- 29,95	
M/pios = Municipios										
N.D = No disponible										
S.M = Sin mercado										

FUENTE: EPM. Informe Junta Directiva. Tabulados del autor.

Como queda dicho, la Resolución 086/86 (nov. 11) definió las políticas de estructuración tarifaria ordenadas por el decreto 2545/84, la resolución 090/90 (Sep. 12) introduce a aquellas disposiciones, importantes y trascendentales modificaciones.

Conservando la metodología del Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP) para todo el sector eléctrico, en la fijación de nuevas metas tarifarias, se adopta el Costo Incremental Promedio de Largo Plazo Regional (CIPLPr) sugerido en 1988 por Empresas Públicas de Medellín y el que será calculado, “agregando los costos propios de transmisión, subtransmisión y distribución de cada región interconectada a los costos de generación e interconexión del sistema integrado”.

En las regiones que aún no están interconectadas al sistema ISA, el CIPLPr estará integrado por los costos propios de generación, transmisión, subtransmisión y distribución, conservando ISA la facultad de calcularlos y actualizarlos.

La resolución 086/86, definió que los consumos residenciales se clasificarían en bloques de consumo, así: consumo de subsistencia, dividido en dos niveles: inferior para los consumos situados entre 000 y 100 kw/h/mes, para las regiones del país donde existan posibilidades de sustitución de energéticos; superior, los consumos determinados entre 000 y 200 kw/h/mes, para las demás regiones; consumo básico, entre 201 y 400 kw/h/mes; consumo intermedio, entre 401 y 800 kw/h/mes y consumo superior, para consumos situados por encima de 801 kw/h/mes.

La resolución comentada modifica la estructura determinada en el decreto 2445/84, suprimiendo el bloque suntuario y reformando el superior, situándolo en 801 y mas kw/h/mes.

La resolución 086/86 fijó las metas tarifarias para cada bloque de consumo, bajo los siguientes parámetros: subsistencia: 20-30% del CIPLP; Básico: 50-80% del CIPLP; Intermedio: 90-125% del CIPLP; Superior: 100-125% del CIPLP., metas que deberían lograrse en el largo plazo mediante la aplicación de tasas anuales de crecimiento o decrecimiento equivalentes al 4% para el sector residencial, o del 5% para los demás sectores y serían aplicadas a la estructura de

tarifas en junio de cada año. Sin embargo, la empresa derramó, a los usuarios de su sistema eléctrico en 19 municipios de Antioquia, a los que entrega directamente el servicio y a través de la comercializadora Empresa Antioqueña de Energía Eléctrica (EADE), al resto de municipios del departamento, unas tarifas diferenciales por estratos socio-económicos, estructuradas con base en un CIPLP calculado en \$ 14,84 kw/h, con aprobación de la Junta Nacional de Tarifas por medio de la Resolución 016 de 1987, en los términos siguientes:

Tabla 25. Política Tarifaria de Bloques EPM Decreto 2545 - Resolución 086 de 1986

ESTRATO	000-200	\$kw/h	201-400	\$kw/h	401-800	\$kw/h	801-1600	\$kw/h	Más-1601	\$kw/h
Bajo/bajo	17,48%	2,59	33,11%	4,91	55,18%	8,19	100%	14,84	192,6%	28,58
Bajo	17,48%	2,59	33,11%	4,91	55,18%	8,19	100%	14,84	192,6%	28,58
Medio/bajo	17,48%	2,59	33,11%	4,91	55,18%	8,19	100%	14,84	192,6%	28,58
Medio	17,48%	2,59	33,11%	4,91	55,18%	8,19	100%	14,84	192,6%	28,58
Medio/alto	17,48%	2,59	33,11%	4,91	55,18%	8,19	100%	14,84	192,6%	28,58
Alto	17,48%	2,59	33,11%	4,91	55,18%	8,19	100%	14,84	192,6%	28,58

FUENTE: Tabulados del autor.

En 1990 el Gobierno Nacional, a través del departamento Nacional de Planeación (DPN), promulgó el Decreto 1555, con el que se ordena la adopción de una estructura de tarifas basada en una estratificación socioeconómica de los inmuebles, no sobre la base de los criterios determinados por Planeación Nacional y el departamento Nacional de Estadística (DANE) para la ubicación de las viviendas en la estratificación para el suministro de todos los servicios, sino en factores aplicables exclusivamente para el sector eléctrico al tenor de que la estratificación constituye el "nivel de clasificación de la población con características similares en cuanto a grado de riqueza y calidad de vida", determinada de manera indirecta mediante las condiciones físicas de la vivienda y su Idealización, utilizando las siguientes variables; características de la fachada, disponibilidad de garaje, existencia de zonas verdes y recreativas, disponibilidad de servicios públicos básicos, estado de vías locales, existencia de medios de transporte público y demás parámetros que establezca la autoridad competente.

La tarifa que, en consecuencia, se empieza a cobrar a los usuarios del sistema de EPM, se estructura con base en un Costo Incremental Promedio de Largo Plazo Regional (CIPLPr) de \$ 34,84¹⁰³ kw/h, diferenciado para la estratificación definida, de la siguiente manera:

Tabla 26. Política Tarifaria de Bloques EPM Decreto 1555 - Resolución 090 de 1990

ESTRATO	000-200	\$kw/h	201-800	\$kw/h	801-1600	\$kw/h	MAS-1601	\$kw/h
Bajo/bajo	20,0%	6,97	70,0%	24,39	100,0%	34,84	125,0%	43,55
Bajo	30,0%	10,45	70,0%	24,39	100,0%	34,84	125,0%	43,55
Medio/bajo	40,0%	13,94	80,0%	27,87	100,0%	34,84	125,0%	43,55
Medio	50,0%	17,42	80,0%	27,87	100,0%	34,84	125,0%	43,55
Medio/alto	70,0%	24,39	90,0%	31,36	100,0%	34,84	125,0%	43,55
Alto	90,0%	31,36	100,0%	34,84	100,0%	34,84	125,0%	43,55

FUENTE: Tabulados del autor.

En 1993, cuando se hablaba de la transformación de las Empresas del Estado en el sector eléctrico para dar aplicación a los programas de globalización económica contemplados en la política de apertura, iniciada a mediados del Gobierno de Virgilio Barco, y antes de culminar sus funciones la Junta Nacional de Tarifas promulga la resolución 070 con la cual se desecha el concepto del Costo Incremental Promedio de Largo Plazo Regional y se adopta el Costo de Referencia, como el indicador nacional para determinar la estructura, conservando las metas determinadas en la Res. 086/86. La estructura que se fija y que servirá para implementar las fórmulas tarifarias, considera un costo de referencia de \$ 58,25 kw/h, desglosado para la estratificación de la siguiente forma:

Tabla 27. Política Tarifaria de Bloques EPM Decreto 1555 -Resolución 070/93

ESTRATO	000-200	\$kw/h	201-800	\$kw/h	801-1600	\$kw/h	MAS-1601	\$kw/h
Bajo/bajo	35,0%	30,29	100,0%	58,25	120,0%	69,90	140,0%	81,55
Bajo	50,0%	29,12	100,0%	58,25	120,0%	69,90	140,0%	81,55
Medio/bajo	80,0%	46,60	100,0%	58,25	120,0%	69,90	140,0%	81,55
Medio	80,0%	46,60	100,0%	58,25	120,0%	69,90	140,0%	81,55
Medio/alto	90,0%	52,42	100,0%	58,25	120,0%	69,90	140,0%	81,55
Alto	90,0%	52,42	100,0%	58,25	120,0%	69,90	140,0%	81,55

FUENTE: JNT. Res. Tarifarias. Tabulados del autor.

¹⁰³ Para diciembre de 2008 esta tarifa ya tenía un valor de \$ 271,41, expresando un crecimiento anual promedio de \$ 13,1428.

Las anteriores modificaciones a la estructura de tarifas tienden a acomodar los precios al usuario final a los requerimientos de los prestamistas. Al usuario le ha correspondido asumir los costos incrementados en el tiempo como se resume:

Tabla 28. Significación Tarifaria

ESTRATIFICACION SOCIO ECONOMICA	PROMEDIO		BLOQUES CONSUMO		COSTO ¹ 000-200		TARIFA EPM ₂ Kw/h/\$ mes	
	1984	1984	1984	1993	1984	1993	1984	1993
Bajo/bajo	256	197	000-200	000-200	16,0%	35,0%	1,51	20,93
Bajo	363	315	201-400	201-800	16,0%	50,0%	1,51	29,13
Medio/bajo	474	384	401-800	801-1600	16,0%	80,0%	1,51	46,60
Medio	585	422	801-1600	Más-1601	16,0%	80,0%	1,51	46,60
Medio/alto	689	545	Más-1601		16,0%	90,0%	1,51	52,42
Alto	997	788			16,0%	90,0%	1,51	52,42

¹ En porcentajes de "Costos Marginales" y de "Referencia".
² A principios de cada año.

FUENTE: Tabulados del autor.

Los cambios que introducen las resoluciones de los 90s. a la estructura de niveles de consumo y rangos de precios del kilovatio-hora, determinaron incrementos alcistas en la cuenta del usuario. Los incrementos inciden no sólo en el precio de las unidades de servicio utilizadas, sino en la factura mensual de cobro, al modificarse las franjas sobre las que se establece la liquidación de la cuenta. La tabla siguiente muestra, en términos de porcentaje, el crecimiento referenciado.

Tabla 29. Incremento en la Tarifa 1984 1993 (en porcentaje)

ESTRATIFICACIÓN SOCIOECONÓMICA		CONSUMO PROMEDIO		BLOQUES CONSUMO		COSTO* 000-200		TARIFA EPM**	
		1984	1993	1984	1993	1984	1993	1984	1993
Bajo/bajo	1	256	197	000-200	000-200	16%	35%	1,51	20,93
Bajo	2	363	315	201-400	201-800	16%	50%	1,51	29,13
Medio/bajo	3	474	384	401-800	801-1600	16%	80%	1,51	46,60
Medio	4	585	422	801-16000	Más 1601	16%	80%	1,51	46,60
Medio/alto	5	689	545	Más 1601		16%	90%	1,51	52,42
Alto	6	997	788			16%	90%	151	52,42

* En porcentaje de "Costos Marginales" y de "Referencia"
 ** A principio de cada año

FUENTE: Tabulados del autor.

No obstante la movilidad indicada, en el período de transición de la política de metas tarifarias hacia la de precios con rigor de la fórmula determinada por la “Comisión de Regulación Energética”, los usuarios del Sistema de

Empresas Públicas de Medellín, en la factura de sus consumos, asumirán un ajuste en el precio de las unidades de consumo de subsistencia, como se detalla:

Tabla 30. Ajustes Transitivos

EPM			RES. 070		
ESTRATO	COSTO REF.	\$kw/h/\$mes	COSTO REF.	\$kw/h/\$mes	AJUSTE
Bajo/bajo	22,1%	20,93	35%	33,15	12,22%
Bajo	30,8%	29,13	50%	47,29	18,16%
Medio/bajo	56,0%	46,60	80%	66,57	19,97%
Medio	56,0%	46,60	80%	66,57	19,97
Medio/alto	55,5%	52,42	90%	85,01	32,59
Alto	55,5%	52,42	90%	85,01	32,59

Nota: REF = Referencia

FUENTE: Cálculos del autor.

En contraposición de la resolución 086/86, la 090/90 y la 070/93 determinan que la indexación de las tarifas, para el sector residencial, ya no se regirá por la tasa surgida del crecimiento del Salario Mínimo Legal (SML), decretado por el Gobierno Nacional, sino que esa actualización se ejecutara con base en la tasa del crecimiento del índice de Precios para Obreros (IPO), calculado por el departamento Nacional de Estadística (DANE) para el semestre inmediatamente anterior, es decir, el incremento de las tarifas a partir del segundo semestre de 1991, una vez se puso en marcha la estructura tarifaria, se decretaron con base en susodicho Índice, certificado por el DANE para el semestre enero/junio. Sin embargo, esta formulación es abandonada con la promulgación de la Resolución 070, que remite al procedimiento anterior, al de la tasa de indización con base en el aumento del salario mínimo.

De las tablas podemos, además, colegir que las modificaciones se han encaminado a ampliar, en primer lugar, la base social de cobro del precio determinado para las unidades de consumo en la estructura tarifaria, al obtener un mayor rendimiento consecuencial de la combinación de aumentar el "costo promedio" de suministro y, el encarecimiento del kw/h, al reducir la escala de rangos de utilización del servicio. De igual manera deben considerarse las implicaciones de la espiral inflacionaria que ha tenido en los últimos años una incidencia promedio anual del 25,3%, con lo cual, al finalizar el período de ajuste diseñando entre 1990 y 1997 y el desmonte del llamado "subsido cruzado", el precio promedio del kilovatio-hora tendría un valor de \$ 145,47 aproximadamente, lo que determina finalmente que la escala de bloques asuma aumentos así: bloque 000-200 \$ 140,52, para un incremento del 2938.79%; bloque 201-400, el cual se transforma al de 201-800, \$ 135,76, para un incremento del 1 498,15%; bloque 401-600, que se transformó a 801-1600, \$ 128,64, para un incremento del 864,35%.

La equidad social, los alivios tarifarios, la redistribución del ingreso, así como los "subsidios que recibirían los estratos bajos", son afirmaciones carentes de aplicación práctica, cuando se trata de cobrar, por el suministro de un servicio, precios formados con criterios rentables por su origen en costos económicos privilegiados sobre fundamentos de contenido y beneficio social.

5 FIJACIÓN DE AJUSTES TARIFARIOS

Las tarifas estructuradas para cada servicio deberán ajustarse con oportunidad a los cambios en los **costos reales que alteran el equilibrio económico de las empresas** y los planes trazados para atender futuras demandas¹⁰⁴. Para llevar a cabo esos ajustes, se ha recurrido a la fórmula de la indexación tarifaria que, para el sector

¹⁰⁴ Decreto 3069 de 1968.

residencial, se establece con base en la tasa de crecimiento del Salario (salarización) Mínimo Legal (SML) fijado por el Gobierno Nacional. Para los sectores no residenciales, la indexación se registrará por el índice nacional de costo del servicio de cada una de las ramas, o en su defecto, por un índice compuesto de los conceptos económicos inflación y devaluación del peso con respecto a las llamadas monedas fuertes e inflación externa¹⁰⁵.

La deficiente información estadística y los diferentes y divergentes métodos contables utilizados por las empresas prestatarias y suministradoras de los servicios, no han permitido agregar aún los costos nacionales de cada rama de servicios de modo que pueda formarse un indicador confiable para la determinación de la indexación mensual, conforme a la tasa surgida del índice de prestación, quedando en vigencia únicamente las otras dos variables para indicar las tarifas.

PRIMERA VARIABLE. Aplicable al sector residencial de usuarios, cuya indexación se rige por la variación anual del Salario Mínimo Legal. El crecimiento histórico de esta modalidad de salario, en las dos últimas décadas, señala tasas anuales entre el 19,9 y el 30,4 por ciento, para una media del 25,04% que, como índice, determina una tasa indexatoria del 1,88% mensual.

SEGUNDA VARIABLE. Se vigencia para indicar la tarifa de los sectores no residenciales, cuyo índice es la resultante compuesta de la incidencia de fenómenos conocidos como la hiper-inflación; ciclo en el que la misma se constituye en elemento distorsionador de medidas estadísticas que normalizan la capacidad crediticia de los establecimientos que perciben importantes fondos del crédito externo¹⁰⁶.

¹⁰⁵ Decreto 2545 de 1984.

¹⁰⁶ KINCAID, G. Russell. 1981. "Inflación y deuda externa de países en desarrollo". Rev. "Finanzas y Desarrollo". Vol. 18. Nro. 4. Dic. Págs. 45 a 48.

El Banco Mundial ha venido presionando a los países dependientes del crédito externo especialmente, para que se adopten medidas económicas y fiscales que permitan pasar la devaluación a los consumidores, incrementando substancialmente las tarifas, porque de esa manera se podría disminuir el consumo de un bien no comercializable. La devaluación se ha visto como la política de desplazamiento del gasto que tiende a disminuir el consumo de los bienes comercializables y a aumentar el consumo de los bienes no comercializables, dentro de los cuales puede incluirse la energía eléctrica¹⁰⁷. La experiencia de los últimos años ha determinado tasas de inflación interna que oscilan entre el 16,5 y un 28,1 por ciento para una media del 20,1%; por su parte, la inflación externa (interna en los países industrializados con los que se contratan los créditos) ha fluctuado entre un 3,8 y un 6,3 por ciento, para una media del 4,8%, en tanto que la devaluación del peso frente al dólar ha mostrado movilidad entre un 11,1 y un 51,1 por ciento, para una media del 26,4%. Combinando las anteriores tasas medias, surge un índice del 17,1 como base para formar una indexación mensual del orden del 1,32%.

Con base en esos presupuestos se adoptó la fórmula contemplada en el decreto 2545/84, reglamentada posteriormente con la expedición de la Resolución 086/86 y demás normas que regulan los incrementos tarifarios en cada uno de los servicios que en principio gestionan Empresas del Estado

De lo expuesto se concluye, además, que la base monetarista¹⁰⁸ para estructurar la indexación está diseñada para favorecer la

¹⁰⁷ CABRERA GALVIS, Mauricio. "Sector eléctrico: ¿Il liquidez o solvencia? La historia de un naufragio en busca de una tabla de salvación". Seminario, Evaluación del Desempeño del Sector Eléctrico Colombiano 1970-1990. Comisión Nacional de Energía. Bogotá D.C. 1991.

¹⁰⁸ Los monetaristas parten de la estrecha relación causal entre las fluctuaciones de importantes indicadores de la actividad económica y las variaciones en la masa monetaria. J. S. Colmenares, L. S. Quintero, citando a G. Coreage en "Inflación, carestía y salario real", 1984. Rev. Economía Colombiana. Nro. 156.

tarificación de los sectores no residenciales que, en consecuencia, conservaran un Índice de 8% anual (como base de tasa indexatoria) inferior al que rige para el sector residencial durante el largo plazo¹⁰⁹ a que se diseñan las políticas de crecimiento tarifario, desarrollando imposiciones de la Banca Multilateral Externa (BME)¹¹⁰.

6. POLÍTICAS INDEXATORIAS

La incidencia en la economía colombiana de los ciclos de la crisis que sacude a los países capitalistas en los 70-80s, se traduce al ámbito nacional en la utilización de determinadas categorías económicas para enfrentar sus consecuencias, sin que las causas que originan sus efectos de presencia cíclica sean combatidas.

Mediante la utilización de conceptos tales como la salarización, la indexación o la upaquización (el concepto upaquizar se introduce en la jerga periodística en 1972 a raíz de la creación del sistema UPAC) se pretende corregir los desajustes que en el comportamiento del llamado índice de precios al consumidor, introduce la hiper inflación¹¹¹ en que se debate la economía colombiana.

¹⁰⁹ LANDELL-MILLS, Pierre M. "Los créditos para ajustes estructurales: primeras experiencias". Rev. "Finanzas y Desarrollo". Vol. 18 Nro. 4. Dic. 1981. Págs. 17 a 21.

¹¹⁰ ESCOBAR, Felipe e IRIARTE, Gabriel: traductores. "Los traficantes de la pobreza. Fondo Monetario Internacional y América Latina". Áncora Editores. Bogotá D.E., 1987, Págs. 146 a 157.

¹¹¹ Conocido como fenómeno Estagflación en el cual se conjuga la interrupción del desarrollo (estagflación) e, incluso, del desarrollo de la producción, con el crecimiento constante y acelerado de los precios, es decir, la inflación. Diccionario de Economía. Ed. Progreso. Moscú 1985. Págs. 53 y 54.

Tabla 31. Indicadores - Dinámica Histórica 1975-1993 (en porcentaje)

AÑOS	INCREMENTO SALARIO MÍNIMO	ÍNDICE PRECIOS CONSUMO ¹¹²	CORRECCIÓN MONETARIA	INDEXACIÓN TARIFARIA
1975	00,00	17,75	19,70	19,56 (1,5%/mes) ¹
1976	47,50	25,70	17,60	19,56
1977	32,20	28,40	18,00	23,87 (1,8/mes) ²
1978	10,30	18,85	16,20	29,84 (2,2/mes)
1979	33,70	28,80	18,70	29,84
1980	30,40	25,85	19,50	29,84
1981	26,70	26,35	21,00	29,84
1982	30,00	24,03	21,30	29,84
1983	25,00	16,64	20,80	29,84
1984	22,00	18,28	19,40	29,84 (2,2/mes) ³
1985	20,00	22,45	22,80	29,84
1986	24,00	20,95	21,00	33,84 (2,2/mes) ⁴
1987	22,00	24,02	21,00	25,99 (1,67/mes)
1988	25,00	28,12	24,00	29,04 (1,88/mes)
1989	27,00	27,93	24,00	30,97 (2,01/mes)
1990	26,00	32,36	24,00	29,93 (1,94/mes)
1990	26,00	32,36	24,00	29,93 (1,94/mes)
1991	26,00	26,32	27,00	30,08 (1,95/mes) ⁵
1992	26,00	25,13	27,00	35,00 (2,23/mes)
1993	22,00	22,60	22,00	35,00
1994	22,00	22,59	23,00	22,93 (1,43/mes)
1995	20,50	19,61	24,00	22,36 (1,39/mes)
1996	21,03	21,63	24,00	17,04 (1,32/mes) ⁶
1997	21,00	17,60		
1998	18,50	16,70		
1999	16,00	9,23		
2000	10,00	8,75		
2001	9,96	7,65		
2002	8,04	6,99		
2003	7,44	6,49		
2004	7,83	5,50		
2005	6,564	4,85		
2006	6,95	4,48		
2007	6,299	5,69		

¹¹² La tabla en formato xls relaciona dos notas explicativas: “1- Hasta diciembre de 1978 corresponde a empalme realizado por el DANE. Tomando el promedio ponderado del Índice de Precios al Consumidor de ingresos medios (33%) e ingresos bajos (67%). En adelante se refiere al Índice de Precios al Consumidor Total Nacional Ponderado publicado por el DANE, el cual ha cambiado de base en tres oportunidades: diciembre de 1988, diciembre de 1998 y la base actual diciembre de 2008=100. 2- A partir de enero de 2009, el DANE produce el nuevo IPC con base Diciembre 2008=100, el cual incluye nuevo sistema de ponderaciones y nueva canasta de bienes y servicios Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE)”.

Tabla 31		Continuación		
2008	6,41	7,67		
2009	7,67			
2010	2.00%			
Notas	1	Entre febrero y junio, rigió una tasa del 1,0% mensual.		
	2	Sólo se aplicó el 1,8% durante el mes de diciembre.		
	3	Se aplicó una tasa diferencial del 29,8% (2,2/mes) para estratos 5 y 6 y del 24,35% (2,0/mes) para estratos 1 a 4.		
	4	En el mes de junio se aplica un 4,0% adicional para nivelar la tarifa.		
	5	Se aplica una tasa del 12,28% (1,95/mes) durante el primer semestre u del 13,21% (2,09/mes) durante el segundo semestre.		
	6	Se suprime el ajuste anual de nivelación del 4,0% y se adopta la tarifa a dos niveles de precios.		

FUENTE: Banco de la República - Índice de Precios al Consumidor (IPC) Total Nacional. Histórico Información Disponible a partir del mes de Julio de 1954 (Base: Diciembre 2008=100) en <http://www.banrep.gov.co/estad/dsbb/ipc.xls>. El incremento del salario mínimo para el período 1975-2009 se consultó: <http://www.comisionseptimasenado.gov.co/.../SALARIO%20MINIMO%201950%20AL%202009%20ACTUALI>.

El Banco de la República presenta una tabla en formato .xls relacionado el Índice de Precios al Consumidor (IPC) Total Nacional que comprende la Información histórica disponible a partir del mes de Julio de 1954. Hasta diciembre de 1978 corresponde a empalme realizado por el **DANE**, tomando el promedio ponderado del Índice de Precios al Consumidor de Ingresos medios (33%) e Ingresos bajos (67%). En adelante se refiere al Índice de Precios al Consumidor Total Nacional Ponderado, publicado por el DANE, el cual ha cambiado de base en tres oportunidades: diciembre de 1988, diciembre de 1998 y la base actual diciembre de 2008=100. A partir de enero de 2009, el DANE produce el nuevo IPC con base Diciembre 2008=100, el cual incluye nuevo sistema de ponderaciones y nueva canasta de bienes y servicios.

De la tabla se deduce que los incrementos decretados en el Salario Mínimo Legal (SML) han estado por debajo de los estragos causados por la ponderación del crecimiento del índice de Precios al Consumidor (IPC), y de la devaluación, en las condiciones de vida del pueblo colombiano. El decrecimiento del salario con respecto a la ponderación de esos índices, representa cerca de un 9,7% a precios reales. Y, esa regresividad de la asignación salarial que se traduce en una mayor pauperización del pueblo colombiano, se complementa con la formación de la indexación tarifaria surgida de la remuneración salarial.

En las condiciones de dependencia y deformación del desarrollo económico del país, la principal argumentación que se esgrime a favor de la variación del SML es la de que el crecimiento de la inflación traducida en el IPC, rebasa los términos de equivalencia del salario y que, en consecuencia, es preciso fijar otro salario, con la particularidad de que el “nuevo salario mínimo”, en términos de poder adquisitivo real, es inferior al viejo salario que remplazó, debido a que su movilidad es efecto de causas económicas determinadas eminentemente en la esfera de la circulación y no en la esfera de la producción.

En términos de Salario Mínimo¹¹³, se le vienen liquidando al contribuyente algunas tasas, multas y contribuciones a los fiscos municipales y se da el caso de que una contribución que a 31 de diciembre tenía un valor de por ejemplo \$ 2 708,00 al día siguiente, esa misma contribución cuesta \$ 3 290,00. Idéntico fenómeno se presenta al desarrollar el espíritu de la Ley 9/89 en lo concerniente a la adjudicación de vivienda de interés social; también se le utiliza para modificar, a principios de año, el precio de las tarifas de los "Servicios Públicos Domiciliarios" y "Básicos Municipales".

Al utilizar el salario mínimo como instrumento para medir o establecer el precio de mercancías y servicios o definir el valor de contribuciones a los fiscos, se le introduce a la remuneración salarial una condicionalidad que no le corresponde y que la hace aparecer como la causante de la variación. Las modificaciones salarizadas, como el cambio mismo de los términos del Salario Mínimo Legal, son presionadas por la presencia de fenómenos económicos que se originan en la circulación especulativa de bienes y servicios.

¹¹³ Para una mayor comprensión de la significación del Salario Mínimo como indicador económico, consultar a Mauricio Carranza en “Pobreza e ingresos laborales”, informe Misión Chenery. Contraloría General de la república. Bogotá D.E. Tomo I, Págs. 22 a 229

7. CONDICIONAMIENTOS EXTERNOS

Los aumentos tarifarios que el común de las personas denomina “upaquización de los servicios”, introdujéronse en los pagos mensuales efectuados por los usuarios a partir de febrero de 1975. La empresa que inició en el país la política de crecimiento tarifario mensual, como en principio se le definió, fue Empresas Públicas de Medellín, la cual trasladó a sus tarifas obligaciones asumidas en la sección 5.07 del Capítulo V del Contrato de Empréstito 874-CO que adquirió por doce millones de dólares, con el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) en enero de 1973, cuyo vencimiento se remonta a 1997 y que, entre otras obligaciones, determinó: “a) **El prestatario debe establecer y mantener para los servicios** dispuestos por cada departamento **tarifas que dispongan ingresos** por lo menos suficientes para cubrir gastos de administración y operación (inclusive impuestos, si los hubiere), contribuciones al Municipio de Medellín y disposición adecuada para mantenimiento y depreciación razonable para nuevas inversiones de capital de ese departamento”.

Un contrato más reciente, el 1953-CO, destinado a la construcción del Proyecto Playas, pactado con el BIRF en Nov. 6/81, por 85 millones de dólares para generación de energía eléctrica y cuyo vencimiento se presentará en 1998, introdujo a esa sección contractual otras nuevas obligaciones: “b)- sin limitar lo anterior (se refiere a lo dispuesto en el literal a) del contrato en comento y que en sus estipulaciones concuerda con las del 874-CO), el prestatario, al realizar sus operaciones de energía, dará todos aquellos pasos que sean necesarios (incluyendo el ajuste de tarifas) para generar un rendimiento anual a una tasa de por lo menos siete por ciento (7%) en el año de 1981, diez por ciento (10%) en el año de 1982, catorce por ciento (14%) en los años 1983 y 1984 y doce por ciento (12%) en el año de 1985 y siguientes”. Para los departamentos de Acueducto y Alcantarillado, el Contrato 2449-CO (BIRF), que se prolonga hasta el año 2001, dispone que esa tasa sería del tres

punto cinco por ciento (3,5%). Y, para el departamento de Teléfonos, el Contrato 1825-CO (BIRF), vigente hasta 1997, establece que la tasa de ganancia anual sería de por lo menos el nueve por ciento (9%), tasas éstas liquidadas sobre el valor comente de los activos fijos¹¹⁴.

La sección 5.08 de los Empréstitos BIRF 2949-CO, combinado para energía y acueducto, y 1825-CO, para Teléfonos, establecen que el prestatario incrementará sus tarifas en no menos del dos punto dos por ciento (2,2%) por mes, para la división de energía; del uno punto ocho por ciento (1.8%) por mes, para la división de acueducto, y del uno punto cinco por ciento (1,5%) por mes, para la división de teléfonos. Para posibilitar el cumplimiento por el prestatario de .las anteriores disposiciones, adicionales a los contratos BIRF-Prestatario se establecen convenios “Garante” Gobierno-BIRF, por medio de los cuales se regula que el gobierno nacional permitirá que el prestatario fije y mantenga sus tarifas a niveles adecuados que permitan cumplir con las obligaciones establecidas en los respectivos contratos de Préstamo.

Para vigilar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por las empresas prestatarias, se creó la Junta Nacional de Tarifas (JNT), adjunta al Departamento Nacional de Planeación (DNP), cuyas funciones principales, además de regular y controlar las tarifas de los servicios públicos de Acueducto, Alcantarillado. Energía Eléctrica, Recolección de Basuras, Teléfonos, Telégrafos, Correos y Suministro de Gas¹¹⁵, consistieron en conciliar los intereses de los prestamistas extranjeros, al estricto cumplimiento a que son sometidas las empresas. Las Resoluciones tarifarias que aquella promulga, se fundamentan en solicitudes elevadas por las respectivas empresas. Y la JNT le da carta de legalidad a la

¹¹⁴ Deloitte Haskinst+Sell. Auditores Independientes. “Estados Financieros EPM en 31 de diciembre de 1986 y 1985”. Págs. 52 a 92.

¹¹⁵ FLÓREZ, Luis Bernardo. compilador. “Economía Pública y Control Fiscal”. Contraloría General de la República. 1987. Tomo II Pág. 256.

solicitud cuando se ajusta a los compromisos contraídos por la empresa solicitante. En caso contrario, la JNT modifica la solicitud elevada, favoreciendo los intereses de los prestamistas que hubieren sido dejados de lado por la empresa que solicita la autorización de nuevas tarifas.

En su corta existencia, la Comisión Nacional de Energía (CNE) creada mediante la Ley 51/89¹¹⁶ (Oct. 24), entre sus funciones generales le correspondió la de "definir políticas para la fijación de los precios de los recursos energéticos": también metió basa en las políticas tarifarias al asumir funciones específicas para el subsector de energía, de cuya competencia se resalta la de "recomendar criterios a la Junta Nacional de Tarifas para la determinación de las tarifas del servicio de energía eléctrica en todo el país", creándose así un organismo más de dualidad para la configuración de nuevas y contradictorias políticas financieras que contribuyeron a complicar el álgido panorama del sector eléctrico.

El paquete de contratos y el período de su vigencia, así como el monto prestado en que se condiciona la política tarifaria de Empresas Públicas de Medellín, se presenta:

Tabla 32. Implicaciones Contratos Externos

CONTRATO	DIVISIÓN	PROYECTO	VIGENCIA	AÑOS	VALOR US\$ Mill.	PARIDAD \$ X US\$	
						INICIO	FINAL*
BIRF 874	Energía	Guadalupe II	1973-1997	24	56.0	21,83	1 336,47
Tabla 32.						Continuación	
BIRF 1868	Energía	Guadalupe II	1980-1997	18	125.0	41,48	1 336,47
BIRF 1953	Energía	Playas	1981-1998	18	85.0	54,49	1 449,29
BID IR70	Energía	Playas	1980-2001	22	106.4	41,48	1 787,75
BIRF 1825	Teléfonos	N.D	1983-1997	15	N.D	78,86	1 336,47
BIRF 2949	Energía	Río Grande II	1984-2001	18	164,5	183,89	1 787,75
BIRF 499	Acueducto	Río Grande II	1982-2005	24	200.0	172,20	2 239,02 ¹¹⁷

¹¹⁶ Publicada en el Diario Oficial No 39.038, del 25 de octubre de 1989.

¹¹⁷ Para mediados de septiembre de 2005, cuando debió cancelarse la última cuota del empréstito, la Superintendencia Bancaria certificaba que a 30 de agosto, la tasa representativa del mercado establecía un valor de \$ 2 305,15 por cada dólar, nuestro cálculo, entonces, se quedó corto en \$ 66,13. El valor de la tasa representativa del mercado se tomó de: <http://www.notinet.com.co/indices/2sem05.htm> y, la obtuvo el autor el día 30 de julio de 2008 a las 12:00 horas (-05GMT).

Tabla 32.	Continuación
Para obtener la paridad (tasa de cambio nominal) del peso con respecto al dólar americano se utilizó una constante devaluacionista del 26% anual a partir de 1990, inclusive. En 1990 la tasa de cambio se situó en \$ 568,73, por cada dólar.	

FUENTE: EPM. Informes y Balances.

De los Contratos de Empréstito que tienen por finalidad financiar una parte de los proyectos acometidos, se desprenden los contratos de obra adjudicados a través de licitaciones públicas a firmas de contratistas, calificadas para realizar los trabajos. Por la magnitud de la obra licitada, esas firmas conforman entre sí consorcios, a los que se les asigna el objeto de realizar la obra licitada. De la licitación PR 103, se desprendió el Contrato 3/DJ/8656/47, por un costo global inicial de veintitrés millones, setecientos mil dólares, adjudicado el 21 de octubre de 1.986 al Consorcio “Cubiertas Torno S.P.A” y “MZOV S.A”, para construir la Casa de Máquinas de las Centrales “Niquía” y “La Tasajera”, en un plazo de 1 500 días. En el transcurso del contrato, al consorcio en cuestión se le reconocieron reajustes pagados en dos monedas diferentes: de una parte, dos mil seiscientos veintiocho millones ochocientos treinta y siete mil setecientos noventa y dos pesos colombianos y de otra tres millones cuatrocientos treinta y siete mil treinta y cinco dólares americanos; además, por obras extras y administración de las mismas, se le reconocieron \$ ochenta y cuatro millones setecientos sesenta y un mil cuatrocientos treinta y dos pesos y dos millones quinientos veinticuatro mil ochocientos veintiocho dólares americanos. Esos valores adicionales indican que el contrato en cuestión tuvo sobre costos que excedieron en un 46,9% el valor del contrato inicial.

De otra parte, en desarrollo de actividades relativas al diseño, asesoría e interventoría del proyecto hidroeléctrico “Riógrande II” a la firma nacional “Integral S.A.”, se le adjudicaron los contratos 3/DJ-7156/41 y 3/DJ-7817/20. El primero se refirió al “diseño y asesoría de las obras para el desarrollo del proyecto” y su fecha de iniciación se pactó para el 1 de octubre de 1982; el valor inicialmente pactado se fijó en 720 millones de pesos, más US\$ 500 mil (la tasa de cambio vigente a la fecha de iniciación correspondía a \$ 66,42 por

cada dólar). El contrato en cuestión se prolongó hasta ser declarado culminado el 31 de diciembre de 1994, fecha para la cual se había cancelado a “Integral S.A” un valor de tres mil setecientos sesenta y siete millones setecientos treinta y cuatro pesos, más 500 mil dólares (La tasa de cambio al culminar el contrato representaba \$ 831,42 por dólar). Los 500 mil dólares, que inicialmente representaban 33 millones 210 mil pesos, se transformaron en 415 millones, 635 mil pesos. El segundo contrato referido a “servicios de interventoría necesarios durante la construcción de las obras civiles y el montaje de los equipos para el desarrollo del proyecto”, se pactó para iniciar actividades el 10 de octubre de 1984 por un valor inicial de 1.200 millones de pesos: este contrato, como el anterior, se prolongó hasta el 31 de mayo de 1994, para cuya fecha se liquidó un pago de cuatro mil ciento treinta millones ochocientos once mil cuatrocientos setenta y ocho pesos. En síntesis, el valor inicial de sendos contratos se pacto en un mil novecientos cincuenta y tres millones doscientos diez mil pesos; a la culminación de los mismos, Empresa Públicas de Medellín había liquidado ocho mil trescientos trece millones cuatrocientos cuarenta y siete mil doscientos doce pesos, reconociendo a la firma “Integral S.A” reajustes en los costos iniciales por valor de seis mil trescientos sesenta millones doscientos treinta y siete mil doscientos doce pesos.

No solo en “El Guavio” se liquidaron sobre costos contra los intereses del pueblo colombiano. En Empresas Públicas de Medellín, en la construcción de las Centrales “Niquía” y “La Tasajera”, también se practicó esa política antinacional.

Los incrementos progresivos que en la tarifa cancelan los usuarios, empezaron a ser aplicados por EPM. a partir de febrero de 1975, para el servicio de energía eléctrica; de junio de 1976, para el servicio de Acueducto, y de enero de 1980 para el servicio de telefonía local, fundamentados en resoluciones promulgadas por la JNT., que determinan conceptos económicos surgidos de las

disposiciones legales que definen y ordenan las respectivas estructuras tarifarias.

En desarrollo de las directrices emanadas de esas obligaciones, la Junta Nacional de Tarifas, a solicitud de Empresas Públicas de Medellín, promulgó en su debida oportunidad las Resoluciones 016/87, para determinar la estructura de tarifas de energía eléctrica; la 014/88, definiendo la estructura de tarifas del servicio de acueducto y alcantarillado, y la 024/88, estableciendo la tarificación para el servicio de telefonía local: resoluciones que en su oportunidad estructuraron la política reguladora de los precios trasladados a los usuarios del sistema de "servicios básicos municipales" gestionado por Empresas Públicas de Medellín en el área geográfica determinada para su mercado de "monopolio natural estatal" de servicios no transables, como lo son los de energía eléctrica, acueducto, alcantarillado, telefonía básica conmutada y gas combustible por red

Pero, además del condicionamiento de la banca multilateral vinculado a las cláusulas de los contrato de empréstito, sobre las empresas del sector eléctrico, y de EPM en particular, actúan los condicionamientos de los grupos de negociantes-comisionistas regionales que rivalizan por la adjudicación de los contratos sometidos a licitación, conforme a los intereses vinculantes a las acciones de los grupos extranjeros¹¹⁸.

8. ZONIFICACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Una vez conocidos los resultados del comportamiento financiero de 1985, las entidades del orden nacional, departamental y municipal, suministradoras de los llamados "servicios públicos", y como para darle una salida a la crisis que afronta el sector desde mediados de

¹¹⁸ TOMAN, Rene de la Pedraja. "Petróleo, electricidad, carbón y política en Colombia", El Áncora Editores. Sainate de Bogotá D.C. 1993. Págs. 283-292.

los 70s., al término de su cuatrienio, como en los precedentes, el Gobierno Betancur diseña una estrategia tendiente a que en los años siguientes se analice el comportamiento de los consumos de energía, para integrar una estructura tarifaria; el análisis, además, podría generar una modificación sustancial en las tarifas, lo cual plantearía, igualmente, una solución parcial a la crisis financiera del sector¹¹⁹.

En torno a esa discusión existe una variada bibliografía y, en la medida en que el sector ha debido afrontar una mayor complejidad financiera, los autores han recurrido a una u otra tesis: “las tarifas [...] deben ser (...) equivalentes a los (costos) que representa para la economía la provisión de unidades adicionales de servicio¹²⁰”. “La tarifa global debe tender hacia el cubrimiento de los costos del servicio¹²¹”. “Hay que buscar una composición tarifaria que mantenga a valores constantes unos precios que sean rentables¹²²” Cualquiera que sea la argumentación, las tarifas inciden en la estructura de los costos de los sectores de producción y comercialización y, por ende, en los presupuestos familiares¹²³ que, en última instancia, asumen la carga principal de la financiación de los programas de provisión de servicios públicos.

Las modificaciones tarifarias ensayadas durante el cuatrienio 1986/90, no cumplieron los resultados esperados: **Solucionar la crisis financiera del sector**. Durante los pasados veinte años ha persistido el problema de que los ingresos ordinarios, enfrentados a los gastos corrientes y al pago del servicio del endeudamiento

¹¹⁹ Legis. Rev. Legislación Económica. Bogotá D.E. 1989. Tomo 75, Pág. 606.

¹²⁰ GONZÁLEZ H., Martín. Europa Pres, citando declaraciones del Ministro de Minas y Energía, Iván Duque Escobar. Periódico “El Mundo”, Medellín, mayo 28 de 1986, Pág. 6.

¹²¹ PERRY, Guillermo. Rev. “Economía Colombiana” Nros. 157-158. Bogotá D.E. junio 1984, Pág. 79.

¹²² JARAMILLO OLANO, Germán. Periódico “El Mundo”, Medellín, octubre 17 de 1987, Pág. 5.

¹²³ COK, Jorge Eduardo. “¿Para qué unificar las tarifas eléctricas?”. Rev. “Economía Colombiana” Nro. 157-158, Bogotá D.E., junio 1984, Pág. 81.

externo del sector, expresa un desequilibrio deficitario en las finanzas del sector eléctrico.

Tabla 33. Déficit Financiero Sectorial 1974 1990 (en miles de millones de pesos)

COMPONENTE		1974	1978	1982	1986	1990
a)	Gastos corrientes	42.2	74.1	112.1	169.7	365.1
b)	Servicio Deuda Externa	49.0	72.3	100.1	138.5	317.2
c)	Ingresos ordinarios	52.3	73.3	118.0	191.4	442.7
Déficit (a+b-c)		38.9	73.1	94.2	116.8	239.6
Crecimiento en %		00,0	187,9	128,8	123,9	205,1

FUENTE: Tabulados del autor.

En Colombia, el suministro de electricidad a los usuarios finales es atendido por 28 empresas constituidas en “Monopolios Naturales del Estado” que han dividido el país en nueve (9) zonas, que a su vez se segregan en dos o más sectores de mercado donde los usuarios son maltratados con baja calidad del servicio, tarifas elevadas o las dos cosas simultáneamente. Con la promulgación de las Leyes 142 y 143 de 1994, en desarrollo de la política “neoliberal” de transferir propiedad estatal a los propietarios privados, ese número de empresas dejan de tener el carácter de Monopolios del Estado y se transforman en Sociedades por Acciones, a las cuales tendrán acceso accionistas privados, es la impronta que en sus postulaciones políticas le imprimió Ernesto Samper Pizano a su mandato presidencial¹²⁴.

Zona 1. Constituida por el mercado que atienden las electrificadoras filiales de CORELCA e ICEL en Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena, Sucre, San Andrés y Magangué. Esta zona se ha segregado en:

- Sectores:** a) Constituido por los suministros a los usuarios del Atlántico;
 b) Se integra con usuarios de Bolívar y Magangué;

¹²⁴ Presidencia de la República. Departamento Nacional de Planeación. “Salto Social: Bases para el Plan Nacional de Desarrollo 1994-1998”.

- c) Comprende los suministros en Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre, y
- d) Comercialización del servicio en San Andrés islas¹²⁵.

Zona 2. Comprende los suministros a usuarios en Medellín, Antioquia y Chocó, la que se divide en:

- Sectores:** a) Atiende a Medellín y Antioquia, y
b) Comprende las utilizaciones en el Chocó.

Zona 3. Comprende a los usuarios de Boyacá, Santander y Norte de Santander¹²⁶ y se disgrega en:

- Sectores:** a) Suministros de Boyacá y Norte de Santander, y b) Consumos eléctricos de Santander.

Zona 4. En esta zona se destinan suministros a usuarios en Caldas, Pereira, Quindío, Armenia y Calarcá. Esta zona se divide en:

- Sectores:** a) Consumos de Caldas
b) Suministros de Pereira
c) Utilizaciones en Quindío
d) Consumos de Armenia y Calarcá.

Zona 5. Está integrada por los mercados de Cali, de la CVC, Tulúa y Cartago, y se desagrega en:

¹²⁵ El 25 de octubre de 1993 la Comisión de Regulación Energética mediante la Resolución 001 dispone que las electrificadoras del Amazonas S.A. y San Andrés S.A no están sometidas a las disposiciones estatuidas en la Resolución 070 de 1993, promulgada por la Junta Nacional de Tarifas. Empero, los sistemas tarifarios vigentes para estas electrificadoras son los previstos en las Resoluciones 192 de 1992 y 030 de 1993 promulgadas por la JNT.

¹²⁶ La Ley 143 de 1994 crea la Empresa Eléctrica de Oriente como una sociedad de Economía Mixta, con participación de las electrificadoras de Boyacá, Norte de Santander, Santander y Arauca, como de las demás entidades públicas o privadas que concurren a su creación y la cual tendrá por objeto la generación de energía eléctrica (Artículo 69).

Sectores: a) Consumos de Cali, CVC y Tulúa, y
b) Utilizaciones en Cartago.

Zona 6. La constituyen usuarios de Tolima, Huila y Caquetá y está dividida en:

Sectores: a) Consumos de Tolima
b) Utilizaciones en Huila, y
c) Suministros en Caquetá.

Zona 7. La constituyen los usuarios de Cauca y Nariño, aquí existen:

Sectores: a) Utilizaciones en Cauca, y
b) Suministros a Nariño.

Zona 8. Comprende las utilizaciones eléctricas de Cundinamarca y Meta. Se divide en:

Sectores: a) Consumos de Cundinamarca, y b) Utilizaciones del Meta.

Zona 9. Constituida por usuarios del transformado Distrito Especial de Bogotá en Distrito Capital, a raíz de la promulgación de la "Constitución Neoliberal" de 1991 y demás municipios, atendidos directamente por la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB).

Para finales de 1988, el sector eléctrico entregaba al mercado una producción de 30 949 GWh, generada en las plantas de propiedad de las entidades y empresas que entregan su capacidad instalada al sistema eléctrico y que constituyen un instrumento de prestigio y poder regional que se enfrenta a la institucionalidad de la interconexión¹²⁷, con la composición que se indica:

¹²⁷ CUELLAR de MARTÍNEZ, María Mercedes. "Servicios Públicos balance de la gestión Barco". Rev. Economía Colombiana". Noviembre de 1989. Pág. 39.

Tabla 34. Generación Electricidad GWh¹

EMPRESAS	1988		1993	
	GENERACION	PART. %	GENERACION	PART. %
ISA ²	8 758.5	28,3%	11 148.6	31,22%
EPM	5 818.4	18,8%	7 519.4	21,06%
CORELCA	4 363.8	14,1%	4 578.0	12,82%
EEEB	3 868.7	12,5%	4 153.7	11,63%
ICEL	3 404.4	11,0%	2 936.2	8,22%
CVC	2 847.3	9,2%	2 542.3	7,12%
CHB	1 887.9	6,1	2 828.1	7,92%
Totales	30 949.0	100,00%	35 706.3	100,00%

¹ GWH = Millón de kilovatios hora

² Se incluyen intercambio con Venezuela por 164 GWH

FUENTE: ICCEL "La electrificación en Colombia 1988/1989". ISA. Informe y Balances 1988-1993.

De la energía disponible se estiman unas pérdidas técnicas del orden del 13,4% y no técnicas del 11,1%. Dicho de otra manera, la transmisión y suministro, en virtud al estado físico de las líneas y al calentamiento de las mismas, originado en la circulación de la electricidad, consume aproximadamente 4 147 GWh, en tanto que las pérdidas no técnicas, es decir, aquella energía que se genera, se transmite y distribuye, pero que no se esta cobrando, en virtud a que las empresas carecen de los mecanismos para hacer efectiva la facturación a los usuarios, representa cerca de 3 445.3 GWh al año. En los diferentes mercados eléctricos de la geografía nacional, y por sectores de utilización, se presenta el comportamiento que señalamos a continuación:

Tabla 35. Comportamiento Mercado Eléctrico 1988

SECTOR UTILIZACIÓN	SUSCRIPTORES		CONSUMO		FACTURACIÓN	
	NÚMERO	PART.	MW	PART.	MILES DE \$	PART.
	(1)		(2)		(3)	
Residencial	4 031 145	90,87%	10 183.0	42,09%	78 470 415	27,12%
Comercial	286 798	6,47%	2 181.0	9,02%	49 116 759	16,97%
Industrial	41 263	0,93	6 126.4	25,33%	102 319 759	35,36%
Oficial	34 085	0,77%	1 333.4	5,51	19 173 744	6,63%
Otros*	42 668	0,96%	4 366.9	18,05	40 306 805	13,93
Totales	4 435 959	100,00	24 190.7	100,00	289 387 482	100,00

* Consumos preferenciales, especiales, alumbrado público y ventas en bloque a empresas y municipios.

FUENTE: Tabulados del autor basados en balances e informes del sector eléctrico.

De la tabla anterior se infieren tanto los promedios sectoriales de utilización como el precio de las unidades de consumo, conforme se detalla seguidamente:

Tabla 36. Comportamiento Sectores Consumo

SECTOR UTILIZACIÓN	PROMEDIOS	
	CONSUMO Kw/h\$	PRECIO \$/Kw/h\$
Residencial	251,50	7,74
Comercial	7 604,60	22,52
Industrial	148 471,90	16,70
Oficial	39 119,80	14,38
Otros	102 346,0	9,23
Nota: promedio con base en tabla anterior:	Consumo = (2)/(1)	Precio = (3)/(2)

FUENTE: Tabulados y cálculos del autor.

La tarifa Comercial e Industrial, por estar vinculada al proceso de producción y de comercialización de los productos, constituye un insumo que sendos sectores trasladan a los precios de los productos que se distribuyen en el mercado para ser consumidos en los hogares. En 1988 las 4 031 145 viviendas constitutivas del sector residencial de consumidores del servicio de energía en el mercado nacional de energía eléctrica, debieron asumir el componente insumo eléctrico comercial o industrial trasladado al precio de los productos. En consecuencia, en las sumas pagadas a las empresas por la previsión de "servicios públicos mercantes", se perfila la dualidad de componentes directos e indirectos en la tarificación.

Consultar los últimos censos de vivienda e incluir resultados El resumen de las principales variables del Censo de 1985, da cuenta de la existencia de 5 830 181 viviendas en el país; el crecimiento intercensal presume una proyección a 6.3 millones de viviendas en 1988 y al entregársele el servicio de energía a sólo cuatro millones de suscriptores residenciales, se está satisfaciendo una cobertura de apenas el 63% de la demanda residencial del servicio.

El componente tarifario directo esta constituido por las sumas que el usuario residencial cancela a las empresas, como pago de las

unidades de consumo final utilizadas en los hogares y el cual esta constituido por los factores:

Tabla 37. Tarifa residencial. Componente directo

	1988		1993	
	\$/kw/h	%	\$/kw/h	%
Cargo fijo	0,97	12,53	3,53	16,65
Cargo consumo	6,77	87,47	17,67	83,35
Total	7,74	100,00	21,20	100,00

FUENTE: Cálculos del autor.

El componente tarifario indirecto, por constituir un insumo de producción o comercialización, es asumido en los hogares una vez se utilizan o consumen los productos de origen industrial en que intervienen unidades de servicio para su producción y luego para su comercialización. El componente indirecto, a su vez, se desagrega en componente de producción y de comercialización de productos en el mercado interno y componente de producción y comercialización de productos en el mercado externo. Para 1988, la consideración del insumo electricidad utilizado en la producción, se estima que, en cerca de un 89,7%, se asume en los productos colocados en el mercado interno. Por su parte, el insumo electricidad en la comercialización de productos se asume en un 76,4% en el consumo de los hogares del país. Ya para 1993, la magnitud de los componentes se transforma en 90,75% y 77,28% respectivamente. De ahí que la presencia de los componentes indirectos deba reflejarse en la composición de la tarifa de la siguiente manera:

Tabla 38. Tarifa residencial. Componente indirecto

Componente	Mercado	1988		1993	
		\$/kw/h	%	\$/kw/h	%
Industrial:	Nacional	4,35	89,7	12,75	90,75
	Externo	0,50	10,03	1,30	9,25
	Subtotal	4,85	100,00	14,05	100,00
Comercial:	Nacional	7,71	76,40	21,25	77,38
	Externo	2,38	23,60	6,21	22,62
	Subtotal	10,09	100,00	27,46	100,00
Totales		14,94		41,51	

FUENTE: Cálculos del autor.

En consecuencia, la tarifa real asumida en el mercado colombiano por el sector residencial de usuarios del servicio de energía eléctrica, viene a tener un costo de \$ 19,80 KW/H/mes, a precios de 1988; para 1993, en tanto, la tarifa adquirió una significación de \$ 55,20 KW/h/mes, denotando un crecimiento representativo del 278,8%. La diferencia entre este valor y la tarifa promedio de \$ 21,20 a precios de 1993¹²⁸ constituye el subsidio que, desde los consumos facturados al sector residencial, se transfiere a los sectores industrial y comercial.

La tabla que comentamos indica, además, cómo el 42% de los consumos de electricidad se llevan a cabo en los hogares, constituyéndose en el 27% de la facturación global. Empero, considerando la hipótesis de la presencia en la tarifa de los componentes directo e indirecto, la contribución del sector residencial en la financiación del sector electricidad desarrollado hasta el presente en Colombia, puede considerarse como el 63% en su doble condición de tarificación directa 24,6% e indirecta 38,4%.

El servicio de electricidad, colocado por el sistema eléctrico a disposición de los colombianos, es entregado a los suscriptores de diferentes sectores de utilización a través de modalidades de distribución, atendidas principalmente por cuatro grupos de empresas:

Tabla 39. Sistema eléctrico. Dinámica distribución 1988

GRUPO EMPRESAS	SECTOR DE SUSCRIPTORES	NÚMERO SUSCRIPTORES	CONSUMO MILLONES DE \$	FACTURACIÓN GWh ¹
CORELCA	Residencial	632 993	1 518 956 300	11 756 721
	Comercial	40 945	414 281 700	9 329 924
	Industrial	3 206	1 320 032 900	2 051 891
	Oficial	6 161	338 032 900	4860 914
	Otros ²	791	169 736 700	1 566 670
	Sub-total	684 096	3 761 347 800	29 566 120
ICEL	Residencial	1 472 816	2 770 022 100	21439971
	Comercial	100 435	505 045 600	11 373 627

¹²⁸ La tarifa promedio surge como producto de la proporcionalidad de los ingresos obtenidos por consumo y la totalidad de las unidades de servicio facturadas a los suscriptores del sistema eléctrico nacional.

Tabla 39.		Continuación		
	Industrial	9 086	1 120 701 500	18 715 716
	Oficial	15 169	230 120 500	3 309 133
	Otros ²	8 853	715 980 800	6 608 503
	Sub-total	1 606 361	5 341 871 000	61 446 950
EPM/MPLES ³	Residencial	1 471 302	4 490 846 400	34 759 152
	Comercial	108 432	948 556 200	21 361 486
	Industrial	25 386	2 740 141 800	45 760 368
	Oficial	8 921	602 777 900	8 667 947
	Otros ²	154	2 100 017 600	19 383 164
	Sub-total	1 614 197	10 882 340 000	129 932 117
CVC	Residencial	454 034	1 358 471 600	10514 571
	Comercial	36 968	313 131 500	7 051 722
	Industrial	3 580	945 076 900	15 782 784
	Oficial	3 833	162 430 500	2 335 751
	Otros ²	31 480	1381 199 100	12 748 468
	Sub-total	529 895	4 160 310 000	48 433 296
TOTALES		4 434 549	24 148 00 800	269 378 483
¹ Incluye la energía que los grupos de empresas reciben bajo la modalidad de intercambios a través del sistema interconectado para atender sus demandas:				
Corelca	865 020.6*	EPM/Mples = Empresas públicas municipales		
Icel	4 388 389.4**			
EPM/Mples	4 577 382.7			
CVC	1 925 409.7			
Total	11 756 202.4			
* Para atender su demanda Electrificado de Córdoba recibe de EPM 15 789.8 MW				
** Para atender los consumos de Arauca y Amazonas se compró energía a Venezuela 8 081.2 MW y a Brasil 2 361.6 MW				
² Comprende los consumos preferenciales y especiales, ventas a otras empresas y en bloque a municipios.				
³ Empresas de Energía Eléctrica de Bogotá, Empresas Públicas de Medellín y Empresas Públicas de Pereira.				

FUENTE: ICEL. "La Electrificación en Colombia 1986/1988". ISA, Balances 1987/1988.

La tarifa promedio kilovatio-hora se situó en \$ 11,93 para el grupo de las Empresas Municipales que participan, con el suministro del 45,07%, de la electricidad utilizada por el 36,42% de los subsectores y recauda el 44,9% de los ingresos del sistema eléctrico nacional. Las Empresas Públicas de Pereira generan en plantas de su propiedad el 29,48% de los 270 070.2 MW que puso a disposición de los usuarios de su mercado. La Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá debió recurrir al sistema interconectado, en procura de un 34,84% de la electricidad consumida por sus clientes (4 961 258.7 MW). Empresas Públicas de Medellín genera el 100% del fluido que distribuye en su mercado y participa con el 51,9% de la energía utilizada, recauda el 57,3% de los ingresos que proveen el 32,3% de los suscriptores del total atendido por el grupo de Empresas Municipales.

La Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA), cobrando una tarifa promedio de \$13,17 Kilovatio-hora, recibió el 17,13% de los ingresos por la colocación en el mercado del 15,58% de la energía distribuida al 15,43% de los suscriptores. Por su parte, la Corporación Regional del Valle del Cauca (CVC) contribuye al sistema eléctrico con el 17,23% de la energía utilizada por el 11,94% de los suscriptores que reportan el 16,74% de los ingresos obtenidos de la venta de electricidad a un precio promedio de \$ 11,64 el kilovatio-hora. Tres Empresas Municipales (Cali, Palmira y Cartago), que carecen de capacidad generadora, distribuyen en sus respectivas áreas geográficas energía comprada por el sistema de bloque a la CVC, para luego ser revendida a los usuarios conectados a sus red de distribución. El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), que no genera electricidad¹²⁹, coordina la distribución que llevan a cabo las electrificadoras que le son filiales y que colocan en el mercado a un precio promedio de \$ 11,50 kilovatio-hora, el 22,12% de la electricidad consumida en el país por el 36,21% de los suscriptores, que contribuyen con el 21,13% de los fondos obtenidos por el sector eléctrico a través de la venta de energía.

9. ZONIFICACIÓN TARIFARIA.

Para efectos estadísticos, antes de la promulgación de la Constitución de 1991, el país se dividía en cuatro regiones geográficas que incluían únicamente los territorios de los Departamentos¹³⁰ excluyendo a los llamados “Territorios Nacionales” conformados por las intendencias y comisarías, en donde también se requiere de la prestación de los servicios públicos. La Constitución de 1991 elevó a la categoría de

¹²⁹ Departamento Nacional de Estadística (DANE). "Colombia Estadística 1978". Vol. 1, Pág. 45.

¹³⁰ BARCO VARGAS, Virgilio. "Plan de Economía Social", Presidencia de la República 1987. Pág. 394.

Departamentos las intendencias y comisarías, sentando así los fundamentos para que en un largo proceso de captación de recursos fincados en sus posibilidades y ventajas de desarrollo agroindustrial, se logre eliminar la vieja discriminación que se ejerce desde el centro "desarrollado" hacia la periferia rural y atrasada que sólo se utiliza como reserva de abastecimiento alimenticio barato.

Región Atlántica: comprende a los Departamentos de la Costa Atlántica, la cual es coincidente con la zona uno del mercado eléctrico.

Región Central: constituida por Antioquia, Caldas, Risaralda, Quindío, Tolima, Huila y Caquetá, en la que operan las zonas cuatro y seis, y el sector a) de la zona dos del mercado eléctrico.

Región Oriental: comprende a los Santanderes, Boyacá, Cundinamarca y Meta, y es cubierta por las zonas tres, ocho y nueve del mercado.

Región Pacífica: integrada por Chocó, Valle del Cauca, Cauca y Nariño, cuyo mercado es atendido por las zonas cinco y siete, y por el sector a) de la zona dos.

El precio fijado a las unidades (kw/h/\$/mes) de utilización, en este caso, el de electricidad, se ha estructurado por rangos o bloques, utilizando para su integración vectorizaciones, emanadas de consumos históricos modificados en virtud a los cambios que los hogares se han visto precisados a introducir en sus costumbres, bajo la presión de las innovaciones tecnológicas alcanzadas por el progreso humano. Los bloques a que se ha llegado, después de años de diseñamiento y con los cuales se establecen cambios substanciales en los precios de las tarifas, son los siguientes:

Tabla 40. Bloques de Consumo kw/h/mes

RANGO	1975	1984	1987	1993	1996
Consumo de subsistencia	000-200	000-200	000-200	000-200	000-200
Consumo Básico	201-400	201-400	201-400	201-800	201 y >
Consumo Intermedio	401-600	401-800	401-800	801-1600	

Tabla 40.					Continuación
Consumo Superior	601-1000	801-1600	> de 800	> de 1600	
Consumo Suntuario	> de 1000	> de 1600			

FUENTE: Junta Nacional de Tarifas Y Comisión Regulación Energía y Gas. Normas Tarifarias.

Para los diversos sectores del mercado se ha diseñado una estructura de precios con la cual el gobierno nacional ha pretendido “racionalizar la política tarifaria, rigiéndose por principios económicos y consideraciones redistributivas, y no por simples requerimientos financieros de corto plazo de las empresas¹³¹”. A diferencia de la afirmación barquista, el desarrollo de precios en el mercado de electricidad presenta disparidades entre uno y otro sector, que determinan condiciones de ingresos requeridos por la necesidad de flujo financiero de corto plazo de las empresas.

Empezando por analizar las tarifas de la zona uno, la estructura de precios en los sectores de mercado de las diversas zonas, ha debido ser asumida por los usuarios residenciales de conformidad a los lineamientos que se expresan en las tablas que analizamos a continuación, las cuales reflejan el agregado de los incrementos indexacionales mensuales del 1,88% mes en 1988, del 2,01% mes en 1989, del 1,94% mes en 1990, del 1,95% mes en el semestre I y del 2,09% mes en el semestre II en 1991, y del 2,23% mes en los años de 1992 y 1993, como los incrementos puntuales positivos y/o negativos aplicados en Junio 1988 a 1993 a la estructura de tarifas de los bloques de consumo, aplicados en cada zona del mercado de electricidad:

Tabla 41. Tarificación Zona 1 -1987

ZONA	SECTOR	CARGO POR CONSUMO \$/kw/h/mes Dic.1987					PROMEDIOS	
		000-200	201-400	401-800	801-1600	> de 1600	Consumo	Promedio
1	a)	3,62	10,33	17,45	20,77	24,90	322,3	10,58
	b)	4,74	10,27	17,81	20,83	22,80	237,6	9,59
	c)	4,64	12,58	19,93	20,40	22,33	202,8	16,90
	d)	5,22	12,59	16,74	18,83	19,31	414,0	12,00

¹³¹ Cfr. BERNAL, Segundo. “Las regiones colombianas y sus estructuras espaciales”, 1980. Boletín de Estadística Nro. 346. Págs. 7 a 62 -DANE- y, DANE. “Colombia Estadística 1987”. Vol. II Págs. 429 a 470.

CRECIMIENTOS PUNTUALES APLICABLES EN JUNIO						INDEZACIÓN ANUAL
1988	4%	0%	0%	0%	-4%	25,04%
1989	0%	0%	0%	4%	0%	26,97%
1990	4%	4%	0%	0%	-4%	25,93%
1991	4%	4%	0%	-4%	0%	26,08%
1992	4%	0%	0%	-4%	0%	30,29%
1993	4%	4%	4%	-4%	0%	30,29%

FUENTE: Junta Nacional de tarifas. Resoluciones tarifarias.

Como consecuencia de la aplicación a la estructura de las metas tarifarias ordenadas por el Gobierno nacional, los usuarios residenciales de esta zona de mercado eléctrico asumieron en sus consumos de electricidad en 1993, los costos que se detallan a continuación:

Tabla 42. Tarificación Zona 1 - 1993

ZONA	SECTOR	CARGO POR CONSUMO \$/kw/h/mes Dic.1993				PROMEDIOS	
		000-200	201-800	801-1600	> de 1600	Consumo	Promedio
1	a)	10,30	46,87	53,29	63,89	320,7	41,30
	b)	13,49	47,84	53,45	58,50	234,5	41,15
	c)	13,20	53,53	52,34	53,30	197,6	41,89
	d)	14,35	44,96	48,32	49,55	397,3	37,50

FUENTE: Junta Nacional de tarifas. Resoluciones tarifarias.

La zona, como ya se dijo, es atendida en su integridad por electrificadoras departamentales filiales de la Corporación Regional de la Costa Atlántica (CORELCA), que en el mercado de su influencia atiende suministros al 15,9% de los suscriptores, cuyos consumos representan el 15,6% de las utilidades de electricidad y contribuyen con el 16,1% del ingreso de fondos del sector eléctrico. De la energía vendida por CORELCA el 3,64% proviene de compras por intercambios con ISA (3,58%) y EPM (0,06%). Por sectores de utilización, el residencial participa con el 92,5% de los suscriptores, consume el 40,4% de los suministros y aporta el 27,7% de la facturación pagada por concepto de tarifas en la zona.

Para los usuarios del sector a) de la zona 1, por solicitud elevada el 28 de junio de 1995, Electrificadora del Atlántico S.A, apoyándose en el decreto 1013/94, promulgado por la Alcaldía de Barranquilla

que redefine la estratificación socioeconómica de las viviendas, pasando viviendas del estrato uno al dos, del estrato dos al tres y del estrato tres al cuatro, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) promulga el 13 de julio de 1995 la Resolución 023 facultando a la Electrificadora del Atlántico para introducir un doble ajuste adicional de \$ 0,55 por kWh /mes a la tarifa aplicable al rango de consumo de 000-170 kWh/mes y de \$ 1,50 por kWh/mes en el rango de consumo de 171-200 kWh/mes para los usuarios, cuyas viviendas hayan pasado del estrato tres al cuatro, hasta alcanzar el nivel de facturación de éste, ajuste aplicable a partir del 1o. de junio de 1995.

De otra parte, para aquellos usuarios cuyas viviendas en razón a reestratificación hayan pasado del estrato dos al tres y a partir de la facturación del mes de octubre de 1995 se aplica un ajuste adicional de \$ 40 mensuales en el cargo fijo hasta alcanzar el valor del mismo en el estrato tres. Adicionalmente, en el rango de consumo 201-315 kWh/mes, asimilará, a razón de 5 kWh/mes, a la tarifa del rango siguiente, hasta igualar los rangos de facturación de estos usuarios, con los que se aplican en el estrato 3.

Igualmente, a los usuarios cuyas viviendas se reestratifican para pasar del estrato uno al dos y a partir de la facturación correspondiente al mes de enero de 1996 se efectuó un ajuste mensual de \$ 17 en el cargo fijo, hasta alcanzar el valor del mismo en estrato dos. Adicionalmente, en el rango de consumo 201-315 kWh/mes, asimilará, a razón de 5 kWh/mes, a la tarifa del rango siguiente, hasta igualar los rangos de facturación de estos usuarios, con los que se aplican en el estrato 2.

El anterior programa de ajustes se le aplicó a los usuarios de las viviendas reestratificados por espacio de treinta meses, contados a partir del momento en que entro en rigor la susodicha resolución de la CREG.

A continuación se presenta la estructura tarifaria que rige para los sectores de mercado de la zona dos:

Tabla 43. Tarifación Zona 2 -1987

ZONA	SECTOR	CARGO POR CONSUMO \$/kw/h/mes Dic.1987				PROMEDIOS		
		000-200	201-400	401-800	801-1600	> de 1600	Consumo	Promedio
2	a)	2,79	5,57	9,45	16,85	31,95	447,7	11,77
	b)	3,93	9,71	13,64	16,85	31,91	291,0	6,28
CRECIMIENTOS PUNTUALES APLICABLES EN JUNIO						INDEZACIÓN ANUAL		
1988		4%	4%	4%	4%	-4%	25,04%	
1989		4%	0%	4%	4%	-4%	26,97%	
1990		4%	0%	4%	4%	-4%	25,93%	
1991		4%	4%	4%	4%	0%	26,08%	
1992		4%	4%	4%	4%	0%	30,29%	
1993		4%	4%	4%	4%	0%	30,29%	

FUENTE: Junta Nacional de tarifas. Resoluciones tarifarias.

A consecuencia de la aplicación a la estructura de las metas tarifarias ordenadas por el Gobierno Nacional, los usuarios residenciales de esta zona de mercado asumieron en 1993, a través de sus consumos de electricidad, los costos que se detallan a renglón seguido:

Tabla 44. Tarifación Zona 2 -1993

ZONA	SECTOR	CARGO POR CONSUMO \$/kw/h/mes Dic.1993				PROMEDIOS	
		000-200	201-800	801-1600	> de 1600	Consumo	Promedio
2	a)	7,96	25,11	48,63	80,60	437,8	35,41
	b)	10,15	39,36	48,63	80,60	284,7	38,09

FUENTE: Junta Nacional de tarifas. Resoluciones tarifarias.

Esta zona concentra el 17,2% de los suscriptores, se realiza aquí el 29,3% de los consumos y se contribuye con el 24,3% del ingreso de fondos al sector eléctrico. La electricidad consumida es suministrada en un 84,5% por Empresas Públicas de Medellín; en un 2,2% por el ICEL, intermediando electricidad comprada a EPM; en un 12,6% por la Empresa Antioqueña de Energía Eléctrica que intermedia electricidad generada por EPM y Electrificadora del Chocó, contribuye con el 0,7% restante. Los suscriptores residenciales equivalen al 91,5% del total de la zona, utilizan el 39,5% de la electricidad y contribuyen con el 25,5% de la facturación,

correspondiendo al área del Valle de Aburra el 79% de la participación global interzonal.

Los siguientes son los precios establecidos en la estructura de tarifas para los usuarios residenciales de los sectores de mercado de la zona tres:

Tabla 45. Tarificación Zona 3 -1987

ZONA	SECTOR	CARGO POR CONSUMO \$/kw/h/mes Dic.1987					PROMEDIOS	
		000-200	201-400	401-800	801-1600	> de 1600	Consumo	Promedio
3	a)	4,23	9,63	16,15*	19,74	28,03	163,3	7,92
	b)	4,23	10,57	16,15	19,74	28,03	157,0	9,40
CRECIMIENTOS PUNTUALES APLICABLES EN JUNIO							INDEZACI3N ANUAL	
1988		0%	0%	0%	0%	-4%	25,04%	
1989		0%	4%	4%	4%	0%	26,97%	
1990		4%	0%	0%	0%	-4%	25,93%	
1991		4%	4%	4%	4%	0%	26,08%	
1992		4%	4%	4%	4%	-4%	30,29%	
1993		4%	4%	4%	4%	0%	30,29%	

* Para el Mercado de Boyacá rigió una tarifa de \$ 16,05

FUENTE: Junta Nacional de tarifas. Resoluciones tarifarias.

Con motivo de la aplicaci3n a la estructura de las metas tarifarias ordenadas por el Gobierno Nacional, los usuarios residenciales de esta zona de mercado asumieron a 1993 los incrementos en los costos que se detallan a continuaci3n:

Tabla 46. Tarificaci3n Zona 3 -1993

ZONA	SECTOR	CARGO POR CONSUMO \$/kw/h/mes Dic.1993				PROMEDIOS	
		000-200	201-800	801-1600	> de 1600	Consumo	Promedio
3	a)	11,87	45,32	55,39	78,65	158,9	45,42
	b)	11,87	45,32	55,39	78,65	149,9	45,42

FUENTE: Junta Nacional de tarifas. Resoluciones tarifarias.

Electrificadoras filiales del ICEL suministran, en este mercado, al 11,9% de los suscriptores, el 3,5% de la energía consumida en el país, y por la cual están contribuyendo con el 2,9% de los ingresos del sector. En esta zona los suscriptores del sector residencial representan el 91,3%, realizan el 42,3% de los consumos de electricidad y contribuyen con el 27,4% de la facturaci3n de la zona.

En los sectores de mercado de la zona cuatro los precios tarifarios que se cobran a los usuarios residenciales son los que se detallan a continuación:

Tabla 47. Tarificación Zona 4 -1987

ZONA	SECTOR	CARGO POR CONSUMO \$/kw/h/mes Dic.1987					PROMEDIOS	
		000-200	201-400	401-800	801-1600	> de 1600	Consumo	Promedio
4	a)	31,31	7,23	9,82	16,20	21,56	251,6	5,74
	b)	2,75	9,50	14,01	16,90	21,56	335,8	n.d
	c)	4,33	11,30	14,01	16,90	21,56	n.d	n.d
	d)	3,38	8,39	14,01	16,90	21,56	n.d	n.d
CRECIMIENTOS PUNTUALES APLICABLES EN JUNIO							INDEZACION ANUAL	
1988		0%	4%	4%	4%	-4%	25,04%	
1989		4%	4%	4%	4%	0%	26,97%	
1990		0%	0%	4%	0%	-4%	25,93%	
1991		4%	4%	4%	4%	-4%	26,08%	
1992		4%	4%	4%	4%	-4%	30,29%	
1993		4%	4%	4%	4%	0%	30,29%	

FUENTE: Junta Nacional de tarifas. Resoluciones tarifarias.

En virtud de la aplicación a la estructura de las metas tarifarias ordenadas por el Gobierno Nacional, los usuarios residenciales de esta zona, en 1993 debieron asumir en sus consumos los costos detallados:

Tabla 48. Tarificación Zona 4 -1993

ZONA	SECTOR	CARGO POR CONSUMO \$/kw/h/mes Dic.1993				PROMEDIOS	
		000-200	201-400	401-800	>1600	Consumo	Promedio
4	a)	9,29	40,43	48,10	52,74	264,7	35,76
	b)	7,71	40,43	48,10	52,74	343,5	35,38
	c)	12,15	40,43	48,10	52,74	318,9	36,43
	d)	9,48	40,43	48,10	52,74	297,5	35,80

FUENTE: Junta Nacional de tarifas. Resoluciones tarifarias.

El fluido eléctrico de la zona es suministrado en un 2,8% por la Corporación Regional del Quindío (CRQ), las Empresas Públicas de Pereira (EPP) aportan el 8,2% y las Centrales Eléctricas de Caldas (CEDELCA), filial del ICEL, contribuyen con un 73%. Para abastecer su mercado, estas empresas deben recurrir al sistema interconectado de ISA y de la CVC, en procura del 16% de la electricidad que se consume y que sus plantas no están en

capacidad de generar. Los suscriptores representan el 7.9% del total nacional, consumen el 7,1% de la electricidad y aportan el 3,5% de los ingresos del sistema. Por sectores de utilización, los suscriptores residenciales constituyen el 91,3%, que utilizan el 41,5% de los suministros y asumen el 25,2% de la facturación.

Para los sectores de mercado en que se divide la zona cinco, se presenta la siguiente estructura de precios:

Tabla 49. Tarificación Zona 5 -1987

ZONA	SECTOR	CARGO POR CONSUMO \$/kw/h/mes Dic.1987					PROMEDIOS	
		000-200	201-400	401-800	801-1600	> de 1600	Consumo	Promedio
5	a)	2,77	11,88	11,40	16,48	28,03	325,1	6,32
	b)	2,77	5,61	9,34	15,18	19,85	n.d	n.d
CRECIMIENTOS PUNTUALES APLICABLES EN JUNIO							INDEZACION ANUAL	
1988		4%	-4%	4%	0%	-4%	25,04%	
1989		4%	0%	4%	4%	0%	26,97%	
1990		4%	4%	0%	4%	4%	25,93%	
1991		4%	4%	4%	4%	4%	26,08%	
1992		4%	4%	4%	4%	4%	30,29%	
1993		4%	4%	4%	4%	4%	30,29%	

FUENTE: Junta Nacional de tarifas. Resoluciones tarifarias.

Por influencia de las metas tarifarias ordenadas por el Gobierno nacional a la estructura de precios descrita, los usuarios residenciales de la zona asumieron, para 1993, los costos que se detallan:

Tabla 50. Tarificación Zona 5 -1993

ZONA	SECTOR	CARGO POR CONSUMO \$/kw/h/mes Dic.1993				PROMEDIOS	
		000-200	201-400	401-800	>1600	Consumo	Promedio
5	a)	7,99	41,56	46,90	78,65	319,8	41,59
	b)	7,99	26,95	43,20	55,70	307,4	31,79

FUENTE: Junta Nacional de tarifas. Resoluciones tarifarias.

Atendidos integralmente por la Corporación Regional del Valle del Cauca (CVC), los suscriptores de la zona representan el 12,4% del total nacional, utilizan el 17,2% de la electricidad consumida en el país y contribuyen con el 14,2% de los ingresos nacionales del mercado eléctrico. El sector residencial de suscriptores representa aquí el 85,6%, quienes consumen el 32,6% y cancelan el 21,7% de

la facturación del mercado de la zona. La baja participación del sector residencial se explica, en parte, por los altos volúmenes de ventas mediante el sistema de Bloque que practica la CVC, especialmente a las empresas que atienden el mercado de la zona cuatro.

En los sectores de mercado de la zona seis, la estructura de precios del fluido eléctrico liquidado a los usuarios residenciales, se presenta así:

Tabla 51. Tarifación Zona 6 -1987

ZONA	SECTOR	CARGO POR CONSUMO \$/kw/h/mes Dic.1987					PROMEDIOS	
		000-200	201-400	401-800	801-1600	> de 1600	Consumo	Promedio
6	a)	3,71	9,54	17,43	20,83	28,03	150,1	6,52
	b)	3,71	7,24	13,36	17,12	28,03	149,8	7,91
	c)	5,22	9,54	16,09	19,32	28,03	170,3	9,91
CRECIMIENTOS PUNTUALES APLICABLES EN JUNIO							INDEZACIÓN ANUAL	
1988		0%	0%	0%	-4%	-4%	25,04%	
1989		4%	0%	0%	0%	0%	26,97%	
1990		0%	4%	0%	0%	0%	25,93%	
1991		4%	4%	4%	4%	4%	26,08%	
1992		4%	4%	4%	4%	4%	30,29%	
1993		4%	4%	4%	4%	4%	30,29%	

FUENTE: Junta Nacional de tarifas. Resoluciones tarifarias.

Como secuela de la aplicación a la estructura de las metas tarifarias ordenadas por el Gobierno Nacional los usuarios residenciales de esta zona de mercado, a través de sus consumos de electricidad para 1993, asumieron los costos detallados seguidamente:

Tabla 52. Tarifación Zona 6 -1993

ZONA	SECTOR	CARGO POR CONSUMO \$/kw/h/mes Dic.1993				PROMEDIOS	
		000-200	201-400	401-800	>1600	Consumo	Promedio
6	a)	10,41	48,91	57,62	77,53	147,9	46,19
	b)	10,41	37,49	47,35	77,53	145,6	41,03
	c)	14,63	45,15	53,44	77,53	167,8	50,07

FUENTE: Junta Nacional de tarifas. Resoluciones tarifarias.

Electrificadoras filiales del ICEL suministran en esta zona al 6.3% de los suscriptores, el 3,3% de la electricidad, por cuyos consumos contribuyen con el 13,4% de los ingresos operacionales del sector

La participación del sector residencial es aquí del 91,5% de los suscriptores, sus consumos representan el 4,07% y aportan el 26,3% de la facturación de la zona.

De otro lado, los precios vigentes para los usuarios del sector residencial en los sectores de mercado de la zona siete, se manifiestan:

Tabla 53. Tarificación Zona 7 -1987

ZONA	SECTOR	CARGO POR CONSUMO \$/kw/h/mes Dic.1987					PROMEDIOS	
		000-200	201-400	401-800	801-1600	> de 1600	Consumo	Promedio
7	a)	4,45	10,20	13,91	19,72	23,65	223,6	7,81
	b)	3,56	9,89	13,91	19,72	23,65	185,6	6,83
CRECIMIENTOS PUNTALES APLICABLES EN JUNIO							INDEZACIÓN ANUAL	
1988	0%	0%	4%	0%	0%	-4%	25,04%	
1989	4%	0%	4%	4%	4%	0%	26,97%	
1990	0%	4%	4%	0%	0%	-4%	25,93%	
1991	4%	4%	4%	4%	4%	0%	26,08%	
1992	4%	0%	4%	4%	4%	-4%	30,29%	
1993	4%	4%	4%	4%	4%	4%	30,29%	

FUENTE: Junta Nacional de tarifas. Resoluciones tarifarias.

Como resultado de la aplicación a la estructura de las metas tarifarias ordenadas por el Gobierno Nacional, los usuarios residenciales de esta zona de mercado debieron asumir en 1993, a través de sus consumos de electricidad, los costos que se detallan:

Tabla 54. Tarificación Zona 7 -1993

ZONA	SECTOR	CARGO POR CONSUMO \$/kw/h/mes Dic.1993				PROMEDIOS	
		000-200	201-400	401-800	>1600	Consumo	Promedio
7	a)	12,49	40,14	53,33	60,69	221,4	40,05
	b)	9,99	40,14	53,33	60,69	184,5	39,46

FUENTE: Junta Nacional de tarifas. Resoluciones tarifarias.

Como en la zona anterior, el ICEL se encarga aquí de atender el suministro de electricidad; los suscriptores de la zona representan el 4,4% de las instalaciones del país, realizan el 3,3% de los consumos del fluido eléctrico y contribuyen con el 2,8% de los ingresos por ventas. Los suscriptores residenciales corresponden al 82,9% del total de la zona, adquieren el 67,5% de la electricidad y participan con el 43,6% de la facturación. En esta zona, el sector residencial tiene una alta participación.

Los precios establecidos para los usuarios residenciales de los sectores de mercado de la zona ocho se expresan en la siguiente estructura:

Tabla 55. Tarifación Zona 8 -1987

ZONA	SECTOR	CARGO POR CONSUMO \$/kw/h/mes Dic.1987					PROMEDIOS	
		000-200	201-400	401-800	801-1600	> de 1600	Consumo	Promedio
8	a)	2,31	6,08	10,58	15,18	19,85	168,3	10,08
	b)	3,74	8,59	16,53	20,59	28,03	190,6	8,06
CRECIMIENTOS PUNTUALES APLICABLES EN JUNIO							INDEZACION ANUAL	
1988		4%	4%	4%	4%	-4%	25,04%	
1989		0%	4%	0%	0%	0%	26,97%	
1990		4%	0%	4%	4%	4%	25,93%	
1991		0%	4%	4%	4%	0%	26,08%	
1992		4%	4%	4%	-4%	4%	30,29%	
1993		4%	4%	4%	4%	-4%	30,29%	

FUENTE: Junta Nacional de tarifas. Resoluciones tarifarias.

En virtud de la aplicación a la estructura tarifaria de las metas ordenadas por el gobierno nacional, los usuarios residenciales de esta zona de mercado en 1993 debieron asumir, en sus consumos de electricidad, los costos detallados seguidamente:

Tabla 56. Tarifación Zona 8 -1993

ZONA	SECTOR	CARGO POR CONSUMO \$/kw/h/mes Dic.1993				PROMEDIOS	
		000-200	201-400	401-800	>1600	Consumo	Promedio
8	a)	6,48	30,11	41,30	52,52	165,3	30,97
	b)	10,49	47,04	56,23	74,16	186,2	44,63

FUENTE: Junta Nacional de tarifas. Resoluciones tarifarias.

Como la anterior es atendida por filiales del ICEL y sus suscriptores representan el 3,6% del total nacional, utilizan el 2,3% de la electricidad consumida y contribuyen con el 1,5% del ingreso de fondos. El sector residencial de suscriptores que representan el 82,9% en la zona, consume el 39,4% de la electricidad y participa con el 25,4% de la facturación del mercado de zona.

Finalmente, los precios que se han establecido para la estructura tarifaria que rige en la zona nueve del mercado eléctrico y que se circunscribe al atendido directamente por la Empresa de Energía

Eléctrica de Bogotá (EEEB) se aplican a los usuarios residenciales, así:

Tabla 57. Tarificación Zona 9 -1987

ZONA	SECTOR	CARGO POR CONSUMO \$/kw/h/mes Dic.1987					PROMEDIOS	
		000-200	201-400	401-800	801-1600	> de 1600	Consumo	Promedio
9	n.a	1,92*	5,89	12,96	25,92	36,52	320,6	12,33
CRECIMIENTOS PUNTUALES APLICABLES EN JUNIO							INDEZACIÓN ANUAL	
1988		4%	4%	4%	-4%	-4%	25,04%	
1989		4%	4%	4%	0%	-4%	26,97%	
1990		4%	4%	4%	0%	-4%	25,93%	
1991		4%	4%	4%	-4%	-4%	26,08%	
1992		4%	4%	4%	4%	-4%	30,29%	
1993		4%	4%	4%	-4%	-4%	30,29%	

* Existe un bloque especial de 201-300 cuyo precio es de \$ 2,11 kw/h/mes

FUENTE: Junta Nacional de tarifas. Resoluciones tarifarias.

Los usuarios residenciales de la zona nueve para 1993 debieron asumir, como consecuencia de la aplicación de las metas tarifarias ordenadas por el gobierno nacional, los costos reflejados en los precios de sus tarifas, como se detalla a continuación:

Tabla 58. Tarificación Zona 9 -1993

ZONA	SECTOR	CARGO POR CONSUMO \$/kw/h/mes Dic.1993				PROMEDIOS	
		000-200	201-400	401-800	>1600	Consumo	Promedio
9	n.a	5,54*	37,40	66,51	87,86	317,4	46,86

* Para el bloque 201-300, el precio se situó en \$ 6,09 kw/h

FUENTE: Junta Nacional de tarifas. Resoluciones tarifarias.

Este mercado es atendido en su integridad por la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB) participando con el 20,4% de los suscriptores nacionales que consumen el 18,4% de la electricidad y aportan el 21,3% de los fondos constitutivos del ingreso operativo del sector eléctrico. Aquí los suscriptores residenciales representan el 88,4%, consumiendo el 47,1% de la electricidad y pagan el 30,4% de la facturación de la zona.

Los precios facturados por kilovatio-hora en 1987 fueron sometidos a incrementos puntuales del 4% anual (positivo o negativo) durante el período y a incrementos indexatorios acumulados conforme lo indican las tablas Empero, en algunos de los sectores de seis de las

nueve zonas de mercado, en la estructura tarifaria sometida al presente análisis, por mandato de la Junta Nacional de Tarifas, se aplicó un “proceso gradual de nivelación de tarifas, mediante un programa de ajustes puntuales semestrales, adicionales a la indexación mensual, de modo que se logre la nivelación en un período máximo¹³²”, calculado entre uno y nueve años, como lo reseña la tabla 59:

Tabla 59. Vigencia Metas Tarifarias

ESTRUCTURA DE BASE	PERÍODO DE AJUSTE			AJUSTES PUNTUALES		
	ZONA	SECTOR	AÑOS	ORDINARIO	ADICIONAL	PUNTUAL
Res. 069/87	1	a)	4	4	8	12
		b)	3	3	6	9
	3	a)	1	2	2	3
		b)	2	1	4	6
Res. 019/87	4	a)	5	5	10	15
		b)	3	3	6	9
		c)	4	4	8	12
Res. 032/87	6	b)	4	4	8	12
		c)	5	5	10	15
Res.036/87	7	a)	5	5	10	18
Res. 023/87	8	a)	9	9	18	17

FUENTE: Tabulados del autor con base en las citadas resoluciones de la Junta Nacional de Tarifas.

A los sectores de mercado de las zonas 2, 5 y 9 en donde, para diferentes actividades económicas, se le suministra al 43,5% de las instalaciones, el 63,9% de la electricidad consumida en el país y por la que las empresas obtienen el 77,3% de los ingresos, los aumentos puntuales sólo se aplicaran una vez por año, en el mes de junio¹³³. Hay que advertir, además, que en estas zonas se sitúan los principales polos de desarrollo económico e industrial de la nación.

Adicional al programa de ajustes puntuales semestrales o anuales, la estructura tarifaria adoptada para el mercado nacional de electricidad, con la resolución 086/86, deberá someterse a un

¹³² Junta Nacional de Tarifas, Resoluciones 097 a 108, promulgadas en junio 03 de 1988.

¹³³ *Ibidem*.

“programa de incrementos reales de largo plazo” que permita igualar el precio de venta al consumidor con el precio marginal requerido por el desarrollo del sector presionado por las exigencias de electricidad demandada por el crecimiento poblacional y de la economía. Ese programa sugerido en más de un coloquio se resume en la tabla precedente:

Tabla 60. Incrementos Reales 1996 – 2006 (en %/mes)

AÑOS	TARIFA RESIDENCIAL				CORELCA	TARIFA	
	EPM	ICEL	EEB	CVC		Industria	Comercio
1993	2,91	1,55	4,10	0,98	1,18	0,76	0,78
1994	2,92	1,23	3,69	1,03	1,02	0,76	0,32
1995	2,84	1,09	2,34	1,04	0,40	0,93	0,02
1996	3,02	0,93	1,27	0,08	0,00	0,09	0,02
1997	2,18	0,52	0,00	00,06	0,00	0,10	0,03
1998	2,21	0,53	0,00	0,04	0,00	0,09	0,01
1999	2,33	0,53	0,00	0,04	0,00	0,00	0,01
2000-06	2,27	0,56	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00
EPM	Empresas Públicas de Medellín						
ICEL	Instituto Colombiano de Energía Eléctrica						
EEB	Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá						
CVC	Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca						
CORELCA	Corporación Autónoma Regional de la Costa Atlántica						

FUENTE: Guillermo Perry. Citando datos de ISA.DEEF en "Una aproximación al futuro: Colombia Siglo XXI" Tomo II. Pág. 171.

El proceso histórico de formación de la estructuración tarifaria indica cómo, en determinadas épocas, se ha utilizado uno u otro esquema para liquidar la cuenta mensual que debe pagar el usuario por la utilización del servicio al cual esté conectado. Ello como consecuencia de premisas de políticas tarifarias surgidas en la coyuntura de crisis financiera en que han incurrido las empresas, causadas en la errática planeación del sector. Esos recurrentes esquemas de tarifación comprenden, básicamente, los sistemas de:

Memorizado. Cobrar la energía residencial con aplicación del sistema de precio unitario por bloques de consumo con memoria, es decir, el sistema en el cual el kilovatio-hora de consumo perteneciente a cada bloque se factura al precio definido para ese bloque.

Desmemorizado. Cobrar la energía residencial con aplicación del sistema de bloque de consumo sin memoria. Dicho de otra manera, constituye el sistema en el cual el consumo del suscriptor se paga de acuerdo con la tarifa diseñada para el último bloque de consumo alcanzado en el respectivo mes de facturación¹³⁴.

Comercialización. Al asimilar las políticas del libre cambismo "neoliberal" a la cobertura de usuarios con "servicios públicos mercantes", las autoridades colombianas asumen indicadores de "mercado competido", al que concurrirían tanto empresas oferentes como usuarios demandantes de determinados bienes y servicios, para constituirse en objetos de contratos privados de servicios públicos sometidos a normativas de regulación o de mercado abierto de empresarios mayoristas y minoristas.

El primer sistema se utilizó hasta finales de 1979 cuando las empresas, presionadas por la crisis financiera, se vieron ante la imposibilidad de cumplir sus obligaciones de endeudamiento externo y adoptaron el segundo esquema que prevaleció en el país entre 1980 y mediados de 1984, cuando hubo de ser abandonado como consecuencia de las movilizaciones populares y paros cívicos¹³⁵ que se generalizaron en todo el territorio nacional y que obligaron a volver por los caminos del primer sistema de cobro, con la particularidad de que la tarifa, en esta etapa, se fijó de forma tal que el consumo correspondiente al cuarto bloque se pague ligeramente por encima de lo que a la sociedad le cuesta producir un kilovatio-hora hoy en día¹³⁶.

Tesis que se presenta como enunciación de la sumatoria agregada de las inversiones nacionales globales del sector de generación,

¹³⁴ VÉLEZ, Carlos E. "La nueva política de tarifas para el sector eléctrico". Rev. Planeación y Desarrollo. Vol. XVII. Págs. 39 a 58. Bogotá D.E., marzo 1985.

¹³⁵ GIRALDO, Javier y CAMARGO, Santiago. "Paros y movimientos cívicos en Colombia". CINEP. 1985, Rev. Controversia. Bogotá D.E., Págs. 14 a 17.

¹³⁶ VÉLEZ, Carlos E.. Obra citada.

transmisión y distribución en un período de planeación de largo plazo, conocido como Metodología del Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP) en la que se fundamenta la actual estructuración tarifaria vigente a partir de la promulgación de la Resolución 086 de 1986, que desarrolla los postulados del Decreto 2445 de 1984, dictado bajo el gobierno de Belisario Betancur para salirle al paso y responder así a las solicitudes reivindicativas del Movimiento Cívico y Popular en materia de tarifas de los servicios públicos.

La comercialización de aquellos bienes y servicios que "están destinados a satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente, por cuya razón son considerados servicios públicos de carácter esencial, obligatorio y solidario, y de utilidad pública", al sometérselos a las reglas de oferta y demanda en un mercado competido en el que los precios de los bienes y servicios son determinados en concordancia con la teoría marginalista de disponibilidad o demanda de los servicios ofrecidos o solicitados, según sea el caso, dispara los precios o tarifas de los mismos para el usuario final.

En la óptica de la comercialización, el área de investigaciones económicas de la empresa ha venido ensayando, desde 1992, una estructuración de bloques de consumo que ha presentado a aprobación de las autoridades respectivas para optimizar ingresos financieros provenientes de la tarifa, especialmente eléctrica, lo cual ha redundado en una maximalización de utilidades.

10. ¿NUEVA ESTRUCTURACIÓN?

Recién se promulgó la resolución 086/86 Empresas Públicas de Medellín presentó a la Junta Nacional de Tarifas una propuesta, de la cual se dieron a conocer a la opinión pública regional leves avances, con la argumentación de reivindicar el predominio de la

tarifa regional¹³⁷ porque, al decir de los autores, la regionalización tarifaria está en concordancia directa con los esfuerzos realizados por la región, correlativos a sus comportamientos de eficiencia¹³⁸, no presentes en las otras regiones comprometidas con el desarrollo eléctrico del país.

Debe existir una tarifa por cada una de las nueve zonas de mercado eléctrico en que está dividido el país, fundamentada en los mayores o menores costos en que incurre una región con respecto a las otras o, por el contrario, debe buscarse la formación integral de un costo nacional en el que se contemplen las diferencias regionales para la fijación de una política tarifaria única para el sector eléctrico.

Al plantear esta discusión, Empresas Públicas de Medellín acepta la Metodología del Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP), en el horizonte de planeación en que se construyen y entran en operación los diferentes proyectos eléctricos que se llevan a cabo en el territorio nacional¹³⁹. El Estudio Nacional de Energía (ENE), definió el Horizonte de Planeación de Largo Plazo (HPLP) para el periodo 1982-2000¹⁴⁰. Por su parte, el HPLP de EPM fue ajustado al determinar esquemas de optimización de transmisión de alta potencia, como consecuencia de disponibilidades agregadas al entrar en operación Guadalupe IV (1985), definiendo el periodo 1986-2010¹⁴¹ como el Horizonte de Planeación Regional (HPR) en el que se deberían desarrollar proyectos de generación y

¹³⁷ EPM. "Impacto de la política tarifaria de energía eléctrica en Empresas Públicas y sus usuarios". Mimeo. Febrero de 1968.

¹³⁸ La implementación de las políticas de eficiencia es el ropaje de la imposición de la Banca transnacional que persigue la desestatización de las principales empresas estatales del país. Cfr. ESCOBAR, Felipe e IRIARTE, Gabriel. Obra citada.

¹³⁹ En Colombia, la construcción de estos proyectos abarca un periodo de 7 a 9 años. Los plazos para amortizar los empréstitos no se compaginan con la vida útil de los mismos considerada entre 27 y 50 años, para efectos de la recuperación de inversiones y la liquidación de la tasa de retorno.

¹⁴⁰ MEJÍA MELLAN Ltda.. "Estudio Nacional de Energía". Departamento Nacional de Planeación (DNP). Pág. 265.

¹⁴¹ Revista EPM. Vol. 7 Nros. 3-4. 1985. Pág. 16.

transmisión plenamente identificados en los estudios de factibilidad económica de inversión, tendientes a garantizar la demanda por el fluido eléctrico de futuros grupos de consumidores del servicio.

De otra parte, al promulgar la Ley 142/94, el Gobierno Nacional dispuso crear en los planes de desarrollo y de inversiones, como en las leyes de presupuesto y rentas y de apropiaciones, los recursos suficientes para adelantar programas de energización calificados como prioritarios, tanto en las zonas interconectadas como en las zonas no interconectadas para que, en un período de veinte años, (1994-2014) se alcancen niveles igualitarios de cobertura en todo el país. De esta norma surge un nuevo horizonte de planeación definido como “Programas de Energización Prioritarios” (PEP) que abarcaría el período 1994-2015, en el que tendría que desarrollarse cabalmente no sólo el “Plan de Expansión de Referencia” (1998-2002), adoptado en 1992 para atender los faltantes de suministro detectados a causa del racionamiento sino, también, este nuevo programa de planeamiento eléctrico.

La metodología se apoya en el concepto económico de “**costo marginal**”, que no es otra cosa diferente al incremento operado en la ganancia total, debida a la producción de unidades adicionales para el abastecimiento de un determinado mercado de bienes y servicios, lo cual conduce a la obtención de un ingreso marginal que se traduce obviamente en el aumento del ingreso total como consecuencia de la venta de unidades adicionales¹⁴², lo que conlleva a la creación de utilidades adicionales a las obtenidas, antes de acometerse los proyectos que producirían las unidades adicionales o marginales a colocar en el mercado identificado. En el caso de la energía eléctrica, hay un costo marginal dado, ya que se

¹⁴² WONNACOTT, Paúl y WONNACOTT, Ronald. “Economía”. Segunda Edición. Editorial La Colina. España. Insisten en demostrar que las empresas de economía de escala, al incurrir en costos marginales para producir unidades adicionales o marginales con destino al mercado de bienes y servicios, buscan la obtención de utilidades adicionales o marginales.

desea ofrecer una determinada cantidad a los consumidores. Es la electricidad mínima que se quiere suministrar a los usuarios actuales o potenciales, y ése es el precio que se trata de colocar igual al costo marginal y que para el sector eléctrico se calcula tomando el costo marginal de desarrollo¹⁴³.

Dicho de otra manera, la metodología en cuestión se ha aproximado bajo diferentes ángulos: uno de los cuales tiene por objeto fijar tarifas de modo que el valor presente de los ingresos percibidos, gracias a la ejecución de determinados proyectos, sean exactamente iguales al valor presente, a la misma fecha, del costo en que se incurre en la construcción y puesta en funcionamiento de los proyectos en cuestión, ambos valores presentes calculados a lo largo del horizonte de planeación elegido para este tipo de proyectos.

Esta expresión econométrica dimensiona el concepto "**Costo Incremental Promedio de Largo Plazo**" (CILPLP) para determinar los valores específicos hacia el sector de "servicios públicos domiciliarios", y se expresa como sigue:

Fórmula del costo incremental promedio de largo plazo¹⁴⁴

$$C IPLP_i = \frac{\sum_{j=1}^n l_{ij}}{\sum_{j=1}^n Q_{ij}}$$

En donde:

$$\frac{j}{(1+r)^j}$$

¹⁴³ GARCÍA SALCEDO, Julián. et. Al "Energía: Desarrollo en el siglo XXI". Universidad Javeriana Santafé de Bogotá D.C., 1993. Págs. 143-149.

¹⁴⁴ Utilizada por Carlos E. Vélez en "Producción, precios y costos del agua potable: el caso de Medellín".

$CIPLP_i$ = Costo Incremental Promedio de Largo Plazo de uno o varios proyectos definidos como tipo.

$\sum l_{ij}$ = Sumatoria del valor de la inversión (costos) de los proyectos tipo i .

Q_{ij} = Demanda máxima incremental (o número incremental de suscriptores) asociados con los proyectos tipo i en el año j .

r = Tasa de incremento anual, sujeta a la incidencia del índice de inflación en su doble condición de inflación interna y externa en los costos del proyecto.

n = Horizonte de planeación escogido para los proyectos tipo i .

Σ = Sumatoria.

Con el fin de anualizar ese costo a lo largo de la vida útil de los proyectos en cuestión, el CIPLP debe ser dividido por el factor de anualización (f_i).

$$f_i = \frac{m}{\frac{\sum l}{(1+r)^K}}$$
$$K = 1$$

En donde:

f_i = Factor de anualización de los proyectos i .

$\sum l$ = Sumatoria del valor de la inversión.

r = Tasa de descuento anual.

m = Vida útil de los proyectos tipo i .

K = Año uno del proyecto en cuestión.

La resolución 086/86, reglamentaria de las disposiciones del decreto 2545/84, ordenó la introducción de la Metodología CIPLP, estableciendo los parámetros de facturación por bloques de consumo en porcentuales del CIPLP señalando, además, la manera de formación salarizada de las tasas de indexación y de metas tarifarias a alcanzar en el corto y mediano plazo.

Al momento de promulgarse la Res. 086/86 que ordenó la nivelación formativa de la tarifa eléctrica nacional, EPM apenas si introdujo algunas variaciones porcentuales a la estructura que aplicaba a sus usuarios, fundamentada en los bloques de consumo determinados en el Dto. 2545/84. La tabla precedente resume los porcentuales del CIPLP de EPM vigentes al promulgarse la citada resolución y los porcentajes acogidos en la Resolución 016/87, promulgada por la Junta Nacional de Tarifas a solicitud de Empresas Públicas de Medellín, para estructurar la tarifa trasladada a los usuarios no sólo de su sistema, sino también a los utilizadores del fluido eléctrico comercializado por la Empresa Antioqueña de Energía Eléctrica (EADE) en el resto del Departamento de Antioquia. La tarifa así diseñada rigió hasta mediados de 1992 y sus incrementos indexatorios y puntuales están determinados por la salarización surgida en la modificación anual del Salario Mínimo Legal. (SML)

Tabla 61. Estructura de Empalme EPM

BLOQUES CONSUMO	Estructura Dto. 2545/84 % CIPLP		Estructura Res. 016/87		Incrementos puntuales 4% anual ¹	
	Límite Inferior	Límite superior	% CIPLP	Tarifa \$/kw/h ²	Límite superior	Límite Inferior
000 - 200	15,48	15,85	17,48	2,36	+ 4	+ 6
201 - 400	29,33	29,92	33,11	4,46	+ 11	+ 13
401 - 800	48,89	49,92	55,18	7,45	+ 13	+ 21
801 - 1600	88,59	90,51	100,00	13,50	n.a	+ 6
Más de 1600	177,18	181,03	192,59	26,00	- 17	- 11
¹	Años de aplicación de aumento o disminución para nivelar la tarifa de EPM regional a las Metas tarifarias Nacionales.					
²	Tarifa ordenada para junio, desfasada a enero para empalmar la tarifa regional a la nacional.					

FUENTE: JNT. Resoluciones tarifarias. Cálculos del autor.

Nótese cómo la estructura diseñada en la Resolución 016/87, unifica en un solo nivel los límites inferior y superior que en la tarifa de Empresas Públicas de Medellín, venían siendo aplicados desde enero de 1986, y cómo las metas tarifarias determinadas en la resolución 086/86 no fueron consideradas en la Resolución 016/87,

promulgada por la Junta Nacional de Tarifas a solicitud de la Junta Directiva del ente autónomo municipal, poniendo de presente una dualidad entre las consideraciones regionales lideradas por Empresas Públicas de Medellín y las llamadas necesidades nacionales, acomodadas a las exigencias de la Banca Multilateral Externa. Esa dualidad se manifestó en:

Tabla 62. Estructuras Nacional y Regional

BLOQUES CONSUMO	ESTRUCTURA NACIONAL META TARIFARIA Res. 086/86 % CIPLP		BLOQUES CONSUMO	ESTRUCTURA REGIONAL META TARIFARIA Res. 016/87 % CIPLP
	Límite inferior	Límite Superior		Límite Único
000 - 200	20,0	30,0	000-200	17,48
201 - 400	50,0	80,0	201-400	33,11
401 - 800	90,0	125,0	401-800	55,18
Más de 800	100,00	125,00	801-1600	100,0
Más de 1600	192,59			

FUENTE: JNT. Resoluciones tarifarias.

La columna de la izquierda reseña la meta tarifaria diseñada como estructura de nivelación nacional a la que deberían acomodarse las tarifas de las diferentes Empresas que atienden el mercado eléctrico nacional. La columna de la derecha expresa los porcentajes del CIPLP Nacional, considerados para estructurar la tarifa a ser pagada por los usuarios del mercado de influencia de EPM. Al fundamentar su propuesta de regionalización tarifaria, Empresas Públicas de Medellín parte de la Metodología CIPLP a precios de junio de 1987 basada en la presencia de tres esquemas de análisis:

1. **El CIPLP**, calculado por Interconexión Eléctrica (ISA) y actualizado por EPM, para el sistema eléctrico nacional comprendida la generación, la transmisión y distribución en los nueve mercados en que está dividido el país para la venta del servicio mercantil de energía eléctrica, determinando un costo del Kilovatio-hora en \$ 14,54.
2. **CIPLP**, considerando el costo del Kilovatio-hora generado para el sistema eléctrico nacional y el costo de utilización que del sistema hace EPM, valor determinado en \$ 13,50 el kw/h y que,

además, es el costo utilizado en la estructura diseñada en ese momento por la Empresa, no sólo para sus usuarios sino también para los de la Empresa Antioqueña de Energía (EADE).

3. El CIPLP de Empresas Públicas de Medellín, considerando únicamente los costos de los proyectos requeridos regionalmente para satisfacer su propia demanda, está determinado en \$ 12,30 el kilovatio-hora.

Con lo expresado intentemos algunas hipótesis, considerando los esquemas del CIPLP argumentados por Empresas Públicas de Medellín en los Horizontes de Planeación Regional (HPR) y el Horizonte de Planeación Nacional (HPN)

Examinemos los valores del CIPLP de \$ 14,54, \$ 13,50 y \$ 12,38 calculados en los periodos determinados para el Horizonte de Planeación Nacional (HPN) 1982-2000 de 18 años, aplicable al sistema eléctrico interconectado bajo la dirección de ISA, y llevemos ese período al de 24 años, como Horizonte de Planeación Regional (HPR) 1989-2010, determinado para EPM en su doble condición de operación de su sistema e integrante de la **interconexión** nacional:

$$(1) \quad TAR = CIPLP / H Pr * HPN$$

$$(2) \quad TAR = CIPLP / HPN * H Pr$$

En donde:

TAR = Tarifa

CIPLP = \$ 14,54; 13,50; 12,38

H Pr = 24 años

HPN = 18 años

En donde:

TAR = Tarifa

CIPLP = \$ 14,54; 13,50; 12,38

HPN = 18 años

H Pr = 24 años

Un mayor o menor período en el Horizonte de Planeación en el Largo Plazo (HPLP), determina un mayor o menor costo del kilovatio hora. Si la tarifa ha sido determinada con la metodología del CIPLP. La existencia de un Hpr, contrapuesto a un HPN, define condicionalidades de regresividad o progresividad en la

estructuración de la tarifa. Dicho de otra manera, comoquiera que la tarifa se implemento con fundamento en un horizonte de planeación nacional calculado a un período de 18 años, y aunque su nominalidad la muestra como una tarifa más baja, su costo económico, por haberse diseñando a un periodo más corto que el definido para el Hpr, adquiere un mayor valor que el costo nacional. Los ingresos que la familia obtiene en su ocupación productiva sufragan las tarifas cobradas por las Empresas suministradoras de los servicios públicos. Los bajos niveles de ingreso¹⁴⁵, el subempleo o la carencia absoluta de él, determinan que la tarifa eléctrica no pueda ser utilizada como herramienta redistributiva del ingreso, como han pretendido hacerlo creer algunos teóricos de la econometría de la tarifación de las Empresas Municipales de Servicios (EMS).

En la tabla precedente reseñamos el nivel de ingresos familiares y el número de usuarios residenciales conectados al sistema de Empresas Públicas de Medellín, a mediados de 1987 y 1993 por estratos socioeconómicos:

Tabla 63. Ingresos Familiares de los Usuarios

ESTRATO	INGRESOS FAMILIARES			USUARIOS
	1987	USUARIOS	1993	
Bajo/bajo	Menos de 14 200	12 170	Menos de 61 370	122 356
Bajo	de 14 201 a 40 900	140 340	de 61 371 a 148 320	198 318
Medio/bajo	de 40 901 a 85 100	154 925	de 148 321 a 296 640	209 789
Medio	de 85 101 a 157 500	63 119	de 296 641 a 519 120	81 053
Medio/alto	de 157 501 a 264 700	37 132	de 519 121 a 695 250	32 699
Alto	Más de 264 701	9 825	Más de 695 250	9 969

FUENTE: Para Ingresos: 1987, Plan de Desarrollo Metropolitano; 1993, Universidad Nacional de Colombia. Anotaciones sobre Planeación No. 31. Para usuarios: EPM. Informes de Junta Directiva balances 1987-1993.

El ingreso familiar se caracteriza por permanecer, durante el año completo, al nivel decretado por el Gobierno nacional como tasa de ajuste del salario mínimo, tasa que se vigencia en los demás

¹⁴⁵ Misión de Empleo. Citada. Págs. 234 a 250.

salarios que se pactan en el país, con arreglo a las formas alcanzadas en la relación patrono-trabajadores. Por su parte, las tarifas del servicio de energía, tienen una doble variación en su precio hasta lograr alcanzar los niveles tarifarios diseñados por la JNT. Esa doble variación está determinada por:

- a) La indexación mensual definida con base en el índice de crecimiento del salario mínimo legal decretado por el Gobierno nacional para entrar a regir a principios de año
- b) Aplicación de ajustes puntuales anuales del 4% para el sector residencial, y del 5% para los sectores no residenciales como complemento del programa de indexación mensual.

La tarifa no debe analizarse en sí misma, sino con respecto a los costos que la empresa cubre. Empresas Públicas de Medellín en su balance de 1987 informa que vendió 5 350 millones, 575 mil kilovatio-hora a una tarifa promedio de \$ 7,08 y que, para entregar a sus usuarios ese volumen de energía, incurrió en costos de operación y administración por valor de 20 007 millones, 129 mil pesos; que realizó pagos por concepto del servicio de deuda externa en cuantía de 10 375 millones, 15 mil pesos, y canceló por concepto de deuda interna 565 millones, 550 mil pesos; la devaluación del peso con respecto al dólar americano en su incidencia en el saldo de endeudamiento de la empresa de energía, representó la suma de 32 917 millones, 919 mil pesos. Para 1993, en tanto, al entregar al conjunto de usuarios del servicio 5 millones, 953 mil kilovatio-hora a una tarifa promedio de \$ 42,19, incurrió en gastos de operación y administración por valor de 38 826 millones de pesos; realizó pagos por el servicio de deuda externa del orden de 58 760 millones de pesos y canceló por concepto de deuda interna la suma de 23 346 millones; el saldo de endeudamiento externo obligo a asumir una devaluación de 27 205 millones de pesos. En resumen, traduciendo los anteriores valores a costo de

kilovatio-hora, obtenemos el componente del costo de suministro, así:

Tabla 64. Componentes del Costo de EPM 1975 – 1993

INTERNO	1975		1987		1993	
	\$/kw/h	Part %	\$/kw/h	Part %	\$/kw/h	Part %
Operación y administración	0,12	35,29	3,74	31,33	6,52	18,46
Servicio Deuda Interna	0,02	5,89	0,11	0,92	3,92	11,10
Sub-total	0,14	41,18	3,85	32,25	10,44	29,56
EXTERNO						
Servicio Deuda	0,09	26,47	1,94	16,25	20,31	57,50
Devaluación	0,11	32,35	6,15	51,50	4,57	12,94
Sub-total	0,20	58,82	8,09	67,75	24,88	70,44
TOTAL	0,34	100,00	11,94	100,00	35,32	100,00

FUENTE: Cálculos del autor.

Como se aprecia, el componente costos de endeudamiento externo (Servicio deuda+Devaluación) constituye la causalidad que presiona la movilidad estructural de la tarifa a que constantemente recurren las empresas del sector servicios. Para racionalizar la propuesta de movilidad en la estructura tarifaria, Empresas Publicas de Medellín parte de la premisa de que el sector residencial, constituido en 1987 por 491 281 instalaciones en los 19 municipios a los que suministra directamente el servicio eléctrico, presentaron un consumo promedio de 987 kw/h/mes (el promedio para Medellín, con 329.908 instalaciones fue de 673 kw/h/mes), y la desagregación de los bloques de consumo por estratos socio económicos permitiría una estructuración tarifaria "con mayor presencia de la redistribución del ingreso, trasladando la subsidiación tarifaria a los sectores inter-estratos de mas bajos ingresos¹⁴⁶", al decir de los econométristas que intervienen en el diseño de las políticas tarifarias del sector.

Al analizar la estructura tarifaria, es de riguroso procedimiento establecer los porcentajes de usuarios que por categoría de estratificación socio-económica requieren el servicio de energía en cada bloque de consumo.

¹⁴⁶ EPM "Impacto [...]". Citado.

Tabla 65. Utilización electricidad por Bloques de Consumo (en porcentaje)

ESTRATO	VIGENTE					PROPUESTA				
	000-200	201-400	401-800	801-1600	Más-1600	Total	000-400	401-700	Más-700	Total
Bajo/bajo	41	36	22	1	00	100	73	14	13	100
Bajo	23	39	33	5	00	100	61	21	18	100
Medio/bajo	16	35	41	8	00	100	53	24	23	100
Medio	12	21	46	21	00	100	43	18	39	100
Medio/alto	7	13	37	42	1	100	27	32	41	100
Alto	2	12	30	40	16	100	14	17	69	100

FUENTE: Cálculos del autor.

La propuesta de Empresas públicas, como se puede apreciar, busca una movilidad grupal de los usuarios en los bloques de consumo y en los niveles de utilización del servicio de energía, pasando de una estructura de cinco bloques existentes a una agregación de tan sólo tres niveles, lo cual, indudablemente, modifica el precio de venta de la unidad de servicio, pero no el costo económico de suministro del servicio.

Empero, las resoluciones promulgadas por la Junta Nacional de Tarifas (JNT), y las que ahora promulgan las "Comisiones de Regulación", apoyándose en investigaciones del área económica de la gerencia financiera de Empresas Públicas de Medellín, han impulsado la aplicación de una estructura de tarifas que apunta a consolidar el poder financiero de la empresa, efectuando para ello agregaciones y desagregaciones de grupos de consumidores en aquellos niveles que vayan mostrando una mayor movilidad en el respectivo rango de consumo. Es así como se han descompuesto los rangos adoptados en 1984, introduciendo unos subgrupos que, en el tiempo, llevan a conformar, bajo los dictados "neoliberales" de mercado de servicios, la estructura que detallan y en la cual se implícita la teoría del "costo de referencia", involucrando la sumatoria de los costos implícitos en los diversos proyectos que Empresas Públicas de Medellín tiene en operación y soporta los actuales costos de la empresa, como, también, los de aquellos que están proyectados para ser acometidos hasta el año 2005.

Tabla 66. Régimen de Mercado en la Tarifa eléctrica de EPM 1992 – 1996

ESTRATO 1 a 4			ESTRATO 5			ESTRATO 6		
BLOQUES CONSUMO	Tarifa \$kw/h/mes		BLOQUES CONSUMO	Tarifa \$kw/h/mes		BLOQUES CONSUMO	Tarifa \$kw/h/mes	
	Dic./92	Dic./95		Dic./92	Dic./95		Dic./92	Dic./95
000-200	9,98	17,95	000-200	29,60	53,25	000-200	34,51	62,088
201-400	19,23	34,60	201-400	44,37	79,83	201-400	44,37	79,83
401-740*	32,68	58,79	401-600	49,31	88,71	401-600	49,31	88,71
741-800**	61,63	110,88	601-166	61,63	110,88	601-1660	61,63	110,88
801-1600	61,63	110,88	Más de 1600	89,91	161,64	Más de 1600	89,91	161,83
Más de 1600	89,91	161,83						
Estrato 1	Tarifa \$kw/h/mes		Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5 y 6	Tarifa \$kw/h/mes	
	Dic./95	Dic./96					Dic./95	Dic./96
000-200	18,81	22,02	000-200	000-200	000-200	000-200	55,78***	116,80
201-400	35,53	90,34	201-400	201-400	201-400	201-400	81,28	116,80
401-740	61,60	90,34	401-740	401-740	401-740	401-740	87,79	116,80
741-800	106,58	90,34	741-800	741-800	741-800	741-800	160,58	116,80
801-1600	106,58	90,34	801-1600	801-1600	801-1600	801-1600	106,58	116,80
Más de 1600	155,38	90,34	Más 1600	Más 1600	Más 1600	Más de 1600	155,38	116,80

* Se diseñaron bloques intermedios que van de 401-600; 601-680; 681-700; 701-720 y 721-740, con sus respectivos precios diferenciales.
 ** Se diseñaron bloques intermedios que van de 741-760; 761-780; 781-800, con sus respectivos precios diferenciales.
 *** \$ 65,05 para el estrato 6.

FUENTE: Gerencia Financiera. Área Investigaciones económicas. Mimeo. Sep. 1992. Y periódico el "El Colombiano", enero 6/96 Pág. 7B.

La tabla reseña que la estructura de tarifas corresponde al interés de máxima rentabilidad de la empresa, colocada al servicio de la transnacionalización capitalista abandonando, de paso, la función social que le corresponde desarrollar como "Empresa de Servicios Públicos" Domiciliarios del Estado.

11. INDIZACIÓN EN TARIFAS DEL SERVICIO DE ENERGÍA

La tarifa promedio que los usuarios de EPM pagaban a diciembre de 1974, determinada en \$ 2,96, se incrementó entre febrero y junio de 1975 a una tasa mensual acumulativa del uno por ciento (1%): entre julio de 1975 y noviembre de 1978, la tasa mensual se incrementó al uno punto cinco por ciento (1,5%); en diciembre de 1978 se aplicó una tasa del uno punto ocho por ciento (1,8%); entre enero de 1979 y diciembre de 1985, se liquidó una tasa de incremento mensual del dos punto dos por ciento (2,2%). Hasta este momento, en la facturación de energía eléctrica al usuario sólo se le cobraba el consumo efectivo. El llamado cargo fijo, también llamado costo de clientela en la Jerga económica y jurídica adoptada de las teorías francesa e inglesa de precios de bienes y servicios de consumo

masivo, como componente tarifario del servicio, empezó a aplicarse a la tarifa eléctrica a partir de julio de 1986 cuando, en desarrollo del mandato de la Ley 14/83, se desvinculan las tarifas de los servicios públicos de los avalúos catastrales de los inmuebles, trasladando de esa manera a la facturación un sentido monetarista.

Ahora, con la intromisión del “libre cambismo” en la regulación de las políticas económicas de las empresas de servicios, las autoridades tarifarias, al disponer la eliminación de subsidios, consideran que el “cargo fijo” no tiene razón de ser en la tarifa de los estratos 4 a 6 y deciden eliminarlo para llevar la tarifa a pleno costo económico, mediante un plan de ajuste de seis meses en los que se imponen tasas indexatorias del dos punto ochenta y cuatro por ciento (2,84%) para los rangos de consumo superiores a 201 KWH-mes, y del uno punto treinta y dos por ciento (1,32%) para los llamados consumos de subsistencia.

Entre enero y diciembre de 1986, se liquidó un incremento mensual del dos punto dos por ciento (2.2%) para los estratos 5 y 6, y del dos por ciento (2%) para los estratos 1 a 4. Este mismo año, la Junta Nacional de Tarifas promulgó la Resolución 086, que reglamentó algunas de las disposiciones del Decreto 2545/84 en materia de índices y metodología de formación de precios e incrementos, determinando que hacia el futuro regiría un incremento indexatorio formado cada año con base en la tasa de incremento mensual, determinada por el incremento del Salario Mínimo decretado por el Gobierno Nacional, dando lugar así a la formación del fenómeno conocido como la “**salarización de las tarifas**” y, en consecuencia, aparecieron tasas del uno punto sesenta y siete por ciento (1.67%) mensual para 1987, como producto de la aplicación de un incremento del 22% en el Salario Mínimo Legal; del uno punto ochenta y ocho por ciento (1,88%) mensual en 1988, surgido del 25% en que creció el salario mínimo; del dos punto cero uno por ciento (2,01%) que se aplicó en 1989, como resultado de un

aumento del 27% decretado para el salario mínimo a principios de ese año.

Para 1990, como resultado de un incremento en la remuneración salarial mínima decretada por el Gobierno Nacional del 26%, surge una tasa del uno noventa y cuatro por ciento (1,94% de indexación mensual; para 1991, la Junta Nacional de Tarifas dispone que las tasas indexatorias se formarían semestralmente con base en el crecimiento del "Índice de Precios Obrero", certificado por el Departamento Nacional de Estadística (DANE); en consecuencia, se aplicaron tasas del uno punto noventa y cinco por ciento (1,95%) para el semestre I y del dos punto cero nueve por ciento (2,09%) para el semestre II. Para 1992 y siguientes, se formula una tasa del dos punto veintitrés por ciento (2,23% mensual.

Según los balances anuales de EPM, el valor promedio del kilovatio-hora de energía eléctrica pagado por los usuarios en 1985, representó la suma de \$ 4,18, reportando un incremento absoluto, con respecto a la tarifa promedio (\$ 0,29) de 1974, del 1341,38%, para una tasa anual promedio de crecimiento del 121,94%, tasa que se situó en 98,93 puntos por encima de la tasa media de crecimiento del índice de precios al consumidor. En tanto, la tarifa promedio de \$ 36,41 alcanzada en 1993, con respecto a la de 1985, reporta un crecimiento del 771,05%, para una tasa media de crecimiento anual del 85,67%, tasa que se sitúa 61,68 puntos por encima de la tasa media de crecimiento de índice de precios al consumidor reportado en el periodo.

Comoquiera que, en su comportamiento histórico, el crecimiento del valor promedio del kw/h está desfasado con respecto a la presión que en los costos de suministro del servicio ejercen la inflación trasladada a los precios de los artículos y servicios de consumo, y el exagerado endeudamiento externo que reclama una mayor destinación de fondos para cubrir el servicio de la deuda, los analistas del sistema eléctrico presionan a la adopción de políticas

tarifarias que permitan arribar a 1997 con un precio promedio del kilovatio hora de energía eléctrica para el sistema de Empresas Públicas de Medellín, de alrededor de sesenta pesos con cuarenta centavos (\$ 60,40), como se previo al momento de negociar las obligaciones contractuales contempladas en los empréstitos provenientes del Banco Mundial (BM) obtenidos en la década de lo 70s y a los que se a hecho referencia. Empero, la sumatoria de los compromisos del sector eléctrico en su incidencia en los programas de costos de EPM, elevan esos valores a una cifra calculada en cerca de \$ 145,47 como solidaria a la estructura tarifaria nacional, determinada conforme a los parámetros definidos por el Gobierno Nacional.

12. ¿QUE CUESTA UN KWH DE ENERGÍA ELÉCTRICA?

La tarifa que el usuario paga por el servicio de energía no debe analizarse únicamente en términos de su crecimiento mensual sino, además, con respecto a los costos en que la empresa incurre para el suministro del servicio colocado a disposición de los usuarios con capacidad demostrada de pago. Esos costos, en los balances e informe fiscal y financiero que los directores de la "entidad autónoma" están obligados a rendir cada año, pueden, por su destinación ora al suministro, a la ampliación, a la financiación o comercialización del sistema, desagregarse en cuatro grupos de gasto.

Grupo I. Constituido por los llamados gastos de operación y administración.

Grupo II. Integrado por los gastos que tienen relación con la comercialización del producto, tales como: compra de unidades de servicio, aportes a la municipalidad y transferencias para construcciones y aportes a otras empresas en las cuales EPM

participa como socio capitalista, y tienen por objeto el suministro del mismo tipo de servicio.

Grupo III. Formado por aquellos gastos que implican inversión en proyectos de ampliación de la capacidad para satisfacer demandas futuras y reposición de equipos de trabajo que entran en obsolescencia, estudios para nuevos proyectos, materiales de inversión. El gasto anual realizado en inversiones, aunque aparece de significativa importancia en el costo del kw/h por ser diferido en el tiempo a lo largo de la vida útil del proyecto, su magnitud se suaviza paulatinamente por medio de la acumulación de utilidades llevadas a los inventarios de largo plazo.

Grupo IV. Pertenecen los gastos realizados para cubrir lo que comunicadores, economistas, políticos, parlamentarios, tratadistas y estadistas llaman, grandilocuente y jocosamente, “el servicio de la deuda pública” originada en los empréstitos de orden externo, como interno, adquiridos para financiar las obras desarrolladas por las empresas y cuyos principales conceptos se sintetizan en: amortizaciones de capital, pago de intereses por porciones de capital utilizado en obras que están en operación y rinden ingresos tarifarios, como de las porciones de capital utilizado en obras que están en etapas de construcción.

La dinámica histórica de comportamiento de los diferentes sectores de usuarios que utilizan el servicio eléctrico suministrado por Empresas públicas de Medellín en el período 1975, 1985, 1993 y 1994 se expresa:

Tabla 67. Dinámica Electricidad

Años	GENERACIÓN MW		ISA*	Consumo (miles kwh)	Excedente (miles kwh)
	Suscriptores	EPM			
1975	2233 646	3 336.3	2.9	2 809 342	529.8
1985	387 865	5 186.0	393.3	4 544 699	1 034.6
1990	519 738	7 117.5	1 025.5	6 081 031	2 062.0
1993	595 085	5 480.6	2 245.2	5 952 896	1 772.9
1994	626 182	7 889.9	955.1	6 238 231	2 606.7
1995	662 674	8 836.4	1 035.5	6 393 581	3 478.3

Tabla 67.	Continuación
* Fluido recibido por EPM en virtud a los convenios de intercambio eléctrico.	
FUENTE: EPM. Informes de Junta Directiva.	

Definidos los grupos en que se agregan los principales rubros que constituyen los gastos exigidos para el suministro del servicio a los usuarios que se valen de él, y con fundamento en los informes de Junta Directiva y de Auditoria, determinemos el precio del kilovatio-hora, con base en los valores que se detallan a continuación:

Tabla 68. Relación del Gasto 1975-1993

GRUPO	1975 GASTO GLOBAL		1985 GASTO GLOBAL		1993 GASTO GLOBAL	
	(miles)	\$/kwh	(miles)	\$/kwh	(miles)	\$/kwh
I	135 868	0,05	5 785 031	1,27	38 826 000	6,52
II	57 927	0,02	5 116 116	1,12	55 450 000	9,31
III	92 291	0,04	15 832 223	3,48	25 196 000	4,23
IV	610 923	0,22	9 438 181	2,07	70 702 000	11,88
TOTAL	897 009	0,33	36 171 551	7,94	190 174 000	31,94

FUENTE: EPM. Estados financieros. Cálculos del autor.

Determinados de esa manera los componentes de la tarifa destinados al cubrimiento de las erogaciones que grupalmente constituyen los gastos en que se incurre para el suministro del servicio a los diferentes sectores de usuarios, detengámonos ahora en el estudio de las fuentes de ingreso que contribuyen a la formación de los fondos presupuestales, utilizados en la actividad que desarrolla la Empresa de Energía Eléctrica y cuya determinación se establece:

Fuente 1. Ingresos ordinarios de operación, constituidos por los fondos provenientes de los recaudos tarifarios pagados por los diferentes sectores de usuarios conectados al sistema de utilización del servicio eléctrico;

Fuente 2. Constituida por los recursos financieros provenientes de los empréstitos contratados con la banca internacional o con entidades financieras nacionales, también vinculadas al capital extranjero. El saldo de deuda asumido por la Empresa en 1993 en millones de pesos, expresa el comportamiento que consignamos:

Tabla 69. Fuentes Financiamiento

FUENTE FINANCIERA	Moneda Nacional	Moneda Extranjera
Créditos Internos		
Banca Comercial	342	
Corporaciones financieras	17	
Agencias Gubernamentales	5 638	73 253
Créditos Externos		
BIRF		142 143
BID		44 280
Agencias gubernamentales		13 781
Banca comercial y proveedores		10 864
Totales	5 997	284 321

FUENTE: EPM. Estados Financieros

Fuente 3. Recursos propios, determinados en las apropiaciones del balance que no son otra cosa distinta que la llamada **utilidad operacional**, obtenida por la empresa a través de la realización de su actividad comercial de suministro de "Servicios Públicos".

Definidas así las principales fuentes en que se forman los recursos utilizados por la empresa, en su división de energía eléctrica para el desarrollo de sus actividades comerciales, pasemos ahora a su cuantificación presente en cada kilovatio-hora, colocado a disposición de los diferentes usuarios en el mercado de electricidad.

Tabla 70. Relación del Ingreso

FUENTE	INGRESO 1975		INGRESO 1985		INGRESO 1993	
	GLOBAL	\$/kw/h	GLOBAL	\$/kw/h	GLOBAL	\$/kw/h
1	860 595 000	0,31	19 069 000	3,27	220 580 000	37,05
2	446 121 000	0 16	13 921 000	2,38	290 318 000	48,77
3	315 161 000	0,11	2 623 000	0,45	115 506 000	19,40
TOTAL	1 621 877 000	0,58	35 613 000	6,10	626 404 000	105,22

FUENTE: EPM. Estados Financieros. Cálculos del autor.

Al comparar el ingreso ordinario proveniente de la tarifa con el gasto económico de la empresa en los años de análisis, se observa que en 1975, con la tarifa, se cubrió el 93,9% del costo: en 1985 la tarifa apenas cubrió el 41,1% del costo, y en 1993 alcanzó a cubrir el 115,9% del costo económico. La explicación de la inversión del fenómeno se encuentra en el hecho de que, en la última vigencia, los gastos de endeudamiento tuvieron una repercusión menor a los de

1985, cuando la devaluación afectó los saldos de la deuda de Empresas Públicas de Medellín en un 51%.

La administración de Cesar Gaviria Trujillo, al presentarle al país su Plan de Desarrollo bajo el título de “La Revolución Pacífica”, partió de la aseveración de que el sector eléctrico, en el transcurso de tres años, debía pasar de una situación altamente deficitaria del orden de los 96 mil millones de 1990; acumulando 120.400 millones en 1991; colocando en 1992 el déficit en apenas 23.300 millones (a precios de 1990); se trató no solamente de hacer desaparecer ese déficit, sino, además, que el sector se convirtiera en el principal dinamizador del financiamiento del Plan de Desarrollo, pasando a una condición significativamente superavitaria, de la magnitud de 83.500 millones en 1993 y de 181.200 millones de pesos en 1994. Para lograr ese objetivo se proyectaron ingresos por explotación bruta con crecimientos en términos reales del 13% en 1991, del 18% en 1992 y del 9% en 1993 y 1994. Las resoluciones de tarifas de 1994, como quedó expuesto anteriormente, en las que se basaron las proyecciones, ordenaron que los aumentos fueran superiores en los estratos de ingresos medios y bajos de las regiones de la zona cafetera, Antioquia y Valle¹⁴⁷.

13. RACIONAMIENTO ELÉCTRICO

Para atender la demanda de electricidad, el país cuenta con una capacidad instalada incierta, ya que las entidades encargadas de atenderla carecen de una información confiable. Para finales de 1991, los datos suministrados por las Empresas del sector contradecían los del Ministro de Minas y Energía y los del

¹⁴⁷ PERRY, Guillermo, LORA, Eduardo y RODRÍGUEZ, Jorge Amado. “El Plan de Desarrollo de la Administración Gaviria”, en Debates de Coyuntura Económica Nro. 23, marzo de 1992. Fescol. Santafé de Bogotá D.C., Págs. 36 y 37. Economía Colombiana Nro. 238. Feb/Mar. 1992. Contraloría General de la República. Santafé de Bogotá, D.C. Págs. 12 y 13.

Departamento Nacional de Planeación. Independientemente de las imprecisiones en la información se es coincidente en que el país presentó unos requerimientos del orden de los 35.356 GWh de electricidad para su consumo, significando un crecimiento del 5.6% con respecto al año anterior, como promedio histórico. Para atender esa demanda el sector eléctrico disponía de una capacidad efectiva de 8.356 MW, representada-

Tabla 71. Disponibilidad Eléctrica 1991

CAPACIDAD							
ORIGEN	FUENTE	MW	%	MW	%	GWh	%
Hidráulica				6 521.4	78,04	27 679	77,78
Térmica	Carbonifera	550.4	6,59	1 834.5	21,96	7 647	21,49
	Gas natural	357.7	4,28				
	Fuloil	926.4	1,09				
Importación	Ven-Bra	61.5	0,73	260.0	0,73		
Totales				8 615.9	100,73	35 326	100,00

Nota: Ven-Bra. = Venezuela y Brasil.

FUENTE: OTERO PRADA, Diego. "Energía; Desarrollo en el siglo XXI" Tablas 30-6/30-10. Págs. 379-399. ISA. "Plan de expansión de referencia. Generación-Transmisión: Resumen Ejecutivo. Junio de 1992." Pág. 6. DNP "Plan de expansión de referencia del sector eléctrico 1998-2002". Documento DNP- 2606-UINF-DELEC-MINMINAS Agosto 1992, Pág. 8.

De esa disponibilidad, las empresas generadoras y distribuidoras realizaron consumos propios para el cumplimiento de sus objetivos industriales y comerciales del orden de los 715 GWh; se distribuyeron a los diferentes sectores del mercado de consumidores 27.357 GWh, y se presentaron unas pérdidas de 7 153 GWh (21.1% del total de electricidad disponible): entre técnicas 5.984.2 GWh (13.2% del fluido eléctrico generado) y negras¹⁴⁸ 1.528.8 GWh (7.9% de la electricidad total del país).

En Colombia, a los consumidores de electricidad en diferentes momentos se les ha sometido a racionamientos eléctricos, cuyos efectos se han sentido principalmente en el sector de usuarios residenciales.

¹⁴⁸ Por pérdidas negras se ha considerado la electricidad consumida a través de las llamadas instalaciones fraudulentas o tomas directas de energía realizada en los barrios subnormales construidos en la periferia de las grandes ciudades.

En 1991, luego de una serie de seminarios en los que participaron los más connotados especialistas del sector energético, además de las autoridades nacionales y del Banco Mundial que intervienen en el planeamiento del sub-sector electricidad, el gobierno nacional decide reestructurarlo y, para el efecto, se toman medidas en el sentido de sanearlo financieramente e intervenirlo en aspectos de eficiencia y comportamiento. Sin embargo, en marzo de 1992, se inicia un racionamiento de electricidad que se prolongo por trece largos meses.

En el tiempo esos racionamientos se presentaron:

Tabla 72. Efectos Racionamiento Eléctrico 1977 – 1993

AÑOS	DISPONIBILIDAD				RACIONAMIENTO		
	MW		GWh		MW	GWh	%
1977	3 980		14 129		426	1 510.5	10,69%
1980*	4 475		19 428		100	433.2	2,23
1981	4 545	+ 70	19 631	+ 203	1 000	4 338.5	22,10 24,33%
1991	8 356		35 326		- 0 -	- 0 -	
1992**	8312	- 44	33 681	- 1645	1 241.2	5 030.2	14,93
1993	8 970		33 916		450.0	1 539.4	4,54 19,47%
* Se racionó el consumo entre noviembre 14 de 1980 y diciembre 16 de 1981							
** El racionamiento comprendió el período marzo 2 de 1991, abril 01 de 1993							
MW = Millón de vatios.							
GWh = Millón de kilovatios.							

FUENTE: Tabulados del autor.

Cuando la población iba a empezar a sentir el rigor de semejante medida de choque y, aprovechando un fenómeno natural como "El Niño", el país fue sometido al más largo racionamiento eléctrico jamás vivido en la historia del sector. Para el sistema de Empresas Públicas de Medellín, el racionamiento tuvo las consecuencias que se desprenden de la tabla precedente:

Tabla 73. Consumos y Utilidades 1990-1994 (en miles de kw/h)

SECTOR	1990	1991	Incr.	1992	Decre.	1993	1994	Incr
Residencial	2 151 812	2 122 404	98,59	1 825 812	86,02	2 013 940	2 134 447	99,19
Comercial	432 709	442 001	102,15	280 783	63,53	414 466	463 595	107,14
Industrial	1 461 813	1 478 038	101,11	1 419 923	96,07	1 546 828	1 578 078	107,95
Otros ¹	2 034 679	2 126 545	104,52	1 948 124	44,59	3 369 662	2 062 111	101,35
Utilidades ²	17 131 160	49 343 000	288,03	44 697 000	90,58	115 506 000	185 732 000	1 084,18
Tarifa ³	15,13	21,10		27,74		36,96	45,16	

¹ Oficial, especial reducida y ventas en bloque

Tabla 73.	Continuación
² En millones	
³ Valor promedio del kw/h facturado	

FUETE: EPM, Informe de Gestión y Proyección Social.

El incremento o decrecimiento tanto en los consumos facturados, como en las utilidades constatadas en la tabla 73 pueden expresarse mediante la ecuación:

$$IncDec = \frac{as}{ai} * 100$$

En donde:

IncDec = Incremento Decrecimiento

as = Año siguiente 1991

ai = Año anterior 1990

De las cifras de la tabla podemos concluir que, aunque el racionamiento de 1992 implicó para la empresa disminuir su potencial de colocaciones eléctricas en el mercado en 594 millones 346 mil kilovatios hora, que al valor promedio de \$ 27,74 kw/h/mes tienen un precio de 16.487 millones de pesos que la empresa no percibió, la utilidad solo se resintió en 4.376 millones con respecto a 1991. El racionamiento de ese año, equivalió a la parálisis de generación de energía eléctrica en las Centrales de Guadalupe III, Playas y Troneras. Para 1993, cuando el racionamiento representó 216 millones 92 mil kilovatios hora, que al valor promedio de \$ 36,96 kw/h/mes tuvieron un precio de 7.987 millones de pesos, la utilidad de 1991 se incrementó en 14 veces, con respecto a la obtenida en 1992. Para este año, la electricidad racionada equivalió a la generación de las Centrales Guadalupe IV y Piedras Blancas.

Contradiendo los "Planes de Referencia" adoptados en 1992 para superar los déficit de electricidad, en 1994 vuelve a ponerse a la orden del día la discusión en torno a las posibilidades de volverse a recurrir, en corto plazo, a medidas de racionamiento justificadas en faltantes originados en el desfase de la capacidad instalada con respecto a las presiones del mercado de demanda de electricidad.

Contradiciendo los “Planes de Referencia” adoptados en 1992 para superar los déficit de electricidad, en 1994 vuelve a ponerse a la orden del día la discusión en torno a las posibilidades de volverse a recurrir, en corto plazo, a medidas de racionamiento justificadas en faltantes originados en el desfase de la capacidad instalada con respecto a las presiones del mercado de demanda de electricidad.

14. EPM Contrato de condiciones uniformes: Electricidad y Gas

Al contrato de condiciones uniformes, posterior al que regía para los años 2003-2004, publicado en el directorio telefónico de ese entonces, se le han introducido cambios sustanciales; aquel constaba de 20 cláusulas y una disposición final; el que se publica en el directorio telefónico para la vigencia 2009-2010 consta de 42 cláusulas y una disposición final.

El presente escrito tratará sobre los cambios que se han introducido al contrato. La cláusula 1ª del contrato explica las definiciones y, además de las contempladas en el contrato 2003-2004, en el del último período se adiciona la Definición: “Desviación Significativa: para efectos de lo provisto en el Artículo 149 de la Ley 142 de 1994, se entenderá por desviaciones significativas, en el período de facturación correspondiente, los aumentos o reducciones que comparados con los promedios de los últimos tres períodos, si la facturación es bimestral, o de los últimos seis períodos, si la facturación es mensual, sean mayores de los porcentajes que se señalan en este contrato.

A la cláusula 5ª Obligaciones de las empresas, se le adiciona un párrafo para determinar la consistencia de la llamada “desviación significativa”, definiendo que por **desviación** se entiende: “al valor que se obtiene así: 1. Se le resta el consumo promedio a cada uno de los consumos de los últimos 6 meses y ese resultado se eleva al

cuadrado. 2. Se suman estos resultados y se divide por 6. 3. A este total se le saca raíz cuadrada. Entonces:

$$\text{Desviación} = \sqrt{\frac{\sum [\text{consumo del mes}(i) - \text{consumo promedio}]^2}{6}}$$

Constante (F): se selecciona la constante dependiendo del valor de la desviación, así:

F= 3.5 si la desviación es mayor a 120

F= 4.5 Si la desviación está entre 60 y 120

F= 5.5 Si la desviación está entre 30 y 60

F= 7 si la desviación está entre 0 y 30

Límites calculados:

Límite inferior= [Consumo Promedio – (F * Desviación)], se redondea.

Límite superior = [Consumo promedio + (F * Desviación)], se redondea.

Límites por defecto: si la desviación es cero (0), se aplica como límite inferior 20 y límite superior 1500, para instalaciones nuevas el límite es 1000, si el límite inferior calculado es menor que el límite inferior por defecto, se calcula el límite por defecto, si el límite superior calculado es menor que el límite inferior por defecto, se calcula como límite superior 500.

Para el suministro de Gas por red la desviación se calcula de manera diferente: “Desviación: valor que se obtiene así: se toma el consumo de los últimos siete meses y los días de cada período y se procede de la siguiente manera: 1. Cada consumo se proyecta a 30 días. 2. A cada consumo se le resta el inmediatamente anterior y se lleva a su valor absoluto, así: al consumo del mes 1 se le resta el del mes 2 y se saca su valor absoluto. 3. Al consumo del segundo mes se le resta el consumo del mes 3 y se saca su valor absoluto y así sucesivamente hasta que se tenga el consumo del mes 6 y se le resta el consumo del mes 7 y se lleva a su valor absoluto. 4. Se realiza la sumatoria de estos valores obtenidos. 5. Este resultado se divide por el número de meses evaluados -1 y así se obtiene la desviación de consumos.

Suma desviación = suma de $\left[(\text{consumo}(i+1) - \text{Consumo}(i)) \right]$

Desviación = $(\text{sumadesviacion} / (\# \text{meses} - 1))$

Se toma la constante F de acuerdo con el número de meses evaluados así:

1 mes F=0

2 meses F=2.66

3 meses F=1.772

4 meses F=1.457

5 meses F=1.290

6 meses F=1.184

Si la desviación *F es menor que 1.5 entonces F=1.5.

Límites calculados:

Límite inferior = $\left[\text{Consumo promedio} - (F * \text{Desviación}) \right]$, se redondea.

Límite superior = $\left[\text{Consumo promedio} + (F * \text{Desviación}) \right]$, se redondea

Si la desviación es 0 o instalación nueva, los límites a aplicar por defecto son:

Límite inferior=1

Límite superior: según estrato de la instalación:

Estrato 1 22.1

Estrato 2 23.4

Estrato 3 23.4

Estrato 4 26

Estrato 5 29.9

Estrato 6 39

Si el promedio es menor que Desviación por factor, entonces se coloca el cero como límite inferior.

Si el límite inferior calculado es menor que el límite inferior por defecto, se coloca el cero por defecto”.

A la cláusula 6ª Obligaciones del suscriptor (constituida por 13 numerales en el contrato del período 2003-2004), se le excluye el numeral 13, referido al ítem: “13. (Adicionado por Decreto 1173 de

2001) Cuando el propietario de un inmueble sea a la vez el suscriptor del servicio y ceda el contrato de servicios públicos en virtud de un contrato de arrendamiento, informará tal circunstancia a las Empresas, para lo cual deberá llenar los formatos que ésta tenga dispuestos con tal finalidad”.

A la cláusula 12ª Restablecimiento del servicio, se le ha incluido el texto: “Los cobros correspondientes a la reconexión y reinstalación del servicio, serán dados a conocer por las empresas a través de decretos internos.

“Parágrafo. Los cargos por reconexión y reinstalación del servicio de energía eléctrica se determinarán de acuerdo con las siguientes fórmulas:

“a) cargo por reconexión

$$C_{RCNX} = \left[\left(\frac{CMOD_{SUSP} + CT_{SUSP}}{N_{SUSP}} \right) + \left(\frac{CMOD_{RCNX} + CT_{RCNX}}{N_{RCNX}} \right) \right] * \left(\frac{SMMLV_n}{SMMLV_{n-1}} \right)$$

Donde:

C_{RCNX} : Costo unitario de la reconexión.

$CMOD_{SUSP}$: Costo mensual de la mano de obra directa empleada en las suspensiones.

CT_{SUSP} : Costo mensual del transporte empleado en las suspensiones.

N_{SUSP} : Número de suspensiones al mes.

$CMOD_{RCNX}$: Costo mensual de la mano de obra directa empleada en las reconexiones.

CT_{RCNX} : Costo mensual del transporte empleado en las reconexiones.

N_{RCNX} : Número de reconexiones al mes.

$SMMLV_n$: Salario mínimo mensual vigente en el año n.

$SMMLV_{n-1}$: Salario mínimo mensual vigente en el año n-1.

“b) Costo por reinstalación

$$C_{_rins} = \left[\left(\frac{CMOD_CTE + CT_CTE}{N_RINS} \right) \left(\frac{CMOD_RINS + CT_RINS}{N_RINS} \right) \right]^* \left(\frac{SMMLV_n}{SMMLV_{n-1}} \right)$$

Donde:

$C_{_RINS}$: Costo unitario de la reinstalación.

$CMOD_CT$: Costo mensual de la mano de obra directa empleada en los cortes.

CT_CTE : Costo mensual del transporte empleado en los cortes.

N_CTE : Número de cortes al mes.

$CMOD_RINS$: Costo mensual de la mano de obra directa empleada en las reinstalaciones.

CT_RINS : Costo mensual del transporte empleado en las reinstalaciones.

N_RINS : Número de reinstalaciones al mes.

$SMMLV_n$: Salario mínimo mensual vigente en el año n.

$SMMLV_{n-1}$: Salario mínimo mensual vigente en el año n-1.

A la cláusula 14^a Facturas, se le incluye el numeral “10. También se podrán facturar los demás cobros que hayan sido autorizados expresamente por el usuario. (Adicionado por Decreto 1400 de 2004)”. Se adicionan además, los Parágrafos 1, 2 y 3.

A la cláusula 19^a Terminación del contrato, se le adiciona el numeral 8. Constituido por 10 literales, incluyendo además un parágrafo.

De otra parte, se adicionan las cláusulas “21^a Inmuebles arrendados, 22^a Denuncia del contrato de arrendamiento, 23^a Aceptación de la denuncia del contrato, 24^a Valor de las garantías, 25^a Garantías admisibles, 26^a Depósito en dinero a favor de las Empresas, 27^a Vigencia de las garantías, 28^a Efectos de la denuncia del contrato, 29^a Solicitud de reconexión en los inmuebles

arrendados, 30^a Subsidios y contribuciones 31^a Renovación de las garantías, 32^a Aplicación de pagos con la garantía, 33^a Incumplimiento en el pago, 34^a Nuevos servicios, 35^a Determinación del consumo, 36^a Inaccesibilidad del medidor, 37^a Práctica de pruebas, 38^a Vigencia de la solicitud de servicios públicos domiciliarios, 39^a Determinación del consumo facturado para suscriptores o usuarios de energía eléctrica y de acueducto y alcantarillado que carezcan de medición individual por razones de tipo técnico, de seguridad o de interés social, 40^a Determinación del consumo facturable para usuarios residenciales de energía eléctrica y de acueducto y alcantarillado localizados en zonas de asentamientos subnormales, 41^a Conductas anómalas de los suscriptores o usuarios en el sector residencial y no residencial que original el ejercicio de la recuperación del consumo no registrado, 42^a Garantía de los medidores”.

CAPITULO III

1. EL AGUA POTABLE EN ANTIOQUIA Y LOS SISTEMAS ORGANIZADOS PARA SUMINISTRARLA

El suministro de agua potable o purificada, bien para el consumo humano o para ser utilizada en las industrias y comercios, es una de las dificultades más graves con que se enfrenta el hombre en la actualidad. Al aumentar la población y progresar los métodos técnicos y el nivel de vida, acrecerá la necesidad de agua, volviéndose el problema cada vez mas difícil de resolver¹⁴⁹. Sin embargo, hay quiénes sostienen que hay tanta agua en el mundo que por cada ser humano existen 371 millones de litros. Esta cantidad no ha cambiado mucho, pese a los graves daños ambientales causados por el hombre. Solamente ha habido un cambio de movimiento del agua de un lugar a otro¹⁵⁰. Las cuantiosas y costosas inversiones a que deben recurrir las Empresas que se ocupan de su suministro a los grandes y pequeños centros urbanos, con el correr de los años, van determinando que el agua, de ser un recurso natural al que tenía acceso libre e inalienable el hombre, se transforme a través de controles enajenativos, bien de orden privado, o bien de orden público, en un tipo especial de mercancía que solamente se suministra en la calidad y oportunidad, derivada de la mayor o menor capacidad de pago que pueda demostrar el hombre, o grupos de individuos que solicitan, de conformidad a reglamentaciones privadas o públicas, les sea suministrado el servicio de agua potable En todos los casos, sin embargo, es la

¹⁴⁹ SIM, Herbert S. Enciclopedia de Ciencias Naturales. Editorial Bruquera, 1967. Vol. I, Pág. 32.

¹⁵⁰ GREGORICH, Luis. Libro de la Ciencia. Abril Editorial y Cultural. Buenos Aires, 1975. Pág. 62.

familia, y a través suyo los individuos, la que debe aportar los recursos necesarios para atender los costos derivados de la necesidad o el deseo de disponer de servicios públicos¹⁵¹ Por causa del proceso de urbanismo y deforestación que ha sufrido el área territorial de Medellín, desaparecieron algunas cuencas hidrológicas que han obligado a recurrir, por el preciado liquido, a áreas geográficas de otros Municipios.

En las diferentes administraciones territoriales (metropolitanas o municipales), en que se divide el departamento de Antioquia, el servicio de acueducto y alcantarillado es suministrado a las familias de pobladores urbanos a través de cuatro tipificados y discordantes sistemas operativo-administrativos, que presentan determinados y específicos grados de organización. La prestación del servicio es supervisada simultáneamente por la Alcaldía, la EMPO (Empresa Pública Municipal del Estado) o ACUA (Empresa de Acueducto), en cuya jurisdicción se encuentra el Municipio, el INSFOPAL (Instituto de Fomento Municipal), el Ministerio de Salud, Planeación Nacional y los posibles acreedores (BCH -Banco Central Hipotecario), FFDU (Fondo Financiero de Desarrollo Urbano), BID (Banco Interamericano de Desarrollo), BIRF (Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento)¹⁵², etc.). Esos sistemas pueden definirse y delimitarse:

Sistema de EPM. Empresas Públicas de Medellín está organizada como una entidad descentralizada Autónoma del Orden Municipal¹⁵³ que atiende, con apoyo en autorizaciones legales, el suministro de acueducto y alcantarillado a inmuebles industriales, comerciales, residenciales, etc. que demuestren capacidad de pago en los Municipios de Medellín, Bello, Sabaneta, La Estrella, Itagüí,

¹⁵¹ SIM, Herbert S. Ob. Citada.

¹⁵² FLÓREZ, Luis Bernardo, compilador. Contraloría General de la República. "Economía Pública y Control Fiscal". Bogotá D.E. 1987. Tomo II. Pág. 256.

¹⁵³ EPM. "Disposiciones que crean y organizan el establecimiento autónomo". Editorial Granamérica, 2ª. Edición. Medellín, 1961. Págs. 33-47.

Envigado y Copacabana. El suministro del servicio de acueducto a los municipios cercanos a Medellín, en el Valle de Aburra, empieza a prestarse a partir de 1973, cuando se firma el respectivo contrato con la Administración Municipal de Bello; Itagüí, plenamente, y Envigado, parcialmente, se incorporan al servicio de EPM en 1976 y 1977; para 1985 se integran los municipios de Sabaneta y la Estrella y definitivamente Envigado Mediante el mecanismo de la Consulta Popular, el Municipio de Copacabana se incorpora en 1993 a las redes de suministro de Empresas Publicas de Medellín.

Sistema de Acuantioquia, Acueductos y Alcantarillados de Antioquia está organizada como una Empresa Industrial y Comercial del orden departamental encargado de organizar, atender, asesorar¹⁵⁴ el suministro del servicio a inmuebles industriales, comerciales, residenciales, etc. En Caldas, Girardota y Barbosa en el área del Valle de Aburra, extendiendo, además, su ámbito de cobertura a otros cuarenta municipios del Departamento.

Administraciones municipales. Las alcaldías y los Concejos municipales¹⁵⁵, en cincuenta y ocho municipios, operan y administran directamente el servicio a sus respectivas poblaciones. Cinco de esos municipios reciben asesoría de Acuantioquia a través de la división de Asesoría Sanitaria.

Otros sistemas. En los restantes dieciséis municipios se opera y administra el servicio, en concurrencia de variadas expresiones administrativas, sin que el suministro a los inmuebles esté sometido a las formas reglamentarias que rigen los anteriores sistemas, siendo entidades constituidas por particulares las que predominan, sin que ello niegue la participación de entes oficiales, que a veces se combinan con los particulares en la prestación del servicio, pues el débil desarrollo de las poblaciones así lo exige.

¹⁵⁴ DANE. "Panorama Estadístico DE Antioquia" Bogotá D.E. 1981. Pág. 530.

¹⁵⁵ Departamento Administrativo de Planeación Departamental de Antioquia (DAPDA). "Anuario Estadístico de Antioquia". Medellín, 1986. Págs. 490 a 493.

La información estadística de los sistemas se presenta dispersa y la metodología de formación difiere de un sistema a otro, toda vez que las particularidades de cada uno de ellos diferencian substancialmente. El sistema más completo en información estadística es el de Empresas Públicas de Medellín, le sigue en orden de importancia el de Acuarioquia. La información de los otros dos sistemas sólo da cuenta de la cobertura, sin particularizar los conceptos y variables que constituyen las erogaciones y los ingresos que posibilitan sus desarrollos.

Tabla 74. Dinámica de los Sistemas 1989

SISTEMAS DE ACUEDUCTO	NUMERO DE SUSCRITORES	m ³ FACTURADOS UNIDADES	PROMEDIO m ³ /suscriptor
EE.PP de Medellín	363 625*	176 454 535	40,4
Acuarioquia	94 340	31 147 930	27,5
admón. municipales	43 621	17 259 177	32,9
Otras administraciones	16 956	7 030 502	34,5
totales	518 542	231 892 144	37,2

Para 1993, los usuarios ascendieron a 522 110 que utilizaron 271 154 106 metros cúbicos, para un consumo promedio de 43,3 m³ por instalación usuaria.

FUENTE: EPM, Acuarioquia, Anuario Estadístico de Antioquia, DANE: Banco de Datos.

Por su parte, la cobertura por sectores de suscriptores en cada sistema presenta los siguientes aspectos:

Tabla 75. Cobertura Acueductos Sectores Suscriptores

SISTEMAS	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COMERCIAL	OTROS	TOTAL
EE.PP de Medellín*	325 772	2 833	24 516	10 504	263 625
Acuarioquia	81 604	377	11 037	1 322	94 340
Admón. municipales	38 953	18	4232	418	43 621
Otras administraciones	15 515	5	1 254	182	16956
Coberturas EPM ¹	1993	1994	Crecimiento %		
Residenciales	472 020	512 262	7,6		
Industriales	4 828	5 022	3,0		
Comerciales	33 403	35 689	6,4		
Otras instalaciones ¹	11 858	14 262	8,0 ²		

¹ Incluye instalaciones oficiales, pilas públicas, preferenciales, provisionales y directas legalizadas.
² Promedio anual

FUENTE: EPM., Acuarioquia, Anuario Estadístico de Antioquia, DANE: Banco de datos.

El sector de suscriptores residenciales conectados a los sistemas de acueducto que operan en Antioquia, está constituido por el 74,6% de las residencias que albergan a la población urbana en los 124

Municipios de Antioquia. Las fuentes estadísticas reseñan que, a 890 800 viviendas urbanas en los municipios de Antioquia, debía suministrárseles el servicio de acueducto; pero las coberturas de acueducto reseñan que al área de influencia de Empresas Públicas de Medellín corresponden 517 350 viviendas; Acuantioquia 111 776 inmuebles habitacionales; Administraciones municipales 59 780 residencias, y las otras administraciones atienden el suministro a 33 023 viviendas. Las cifras indican que la cobertura de Acueducto ampara al 74,6% de las viviendas, que albergan la población urbana, correspondiente al 68% de la población total departamental, que contrasta con las cifras que difunden las empresas por los medios de comunicación que señalan coberturas del 96,1% de la población¹⁵⁶.

2. POLÍTICA TARIFARIA

La tarifa para el servicio de Acueducto y de alcantarillado esta conformada por componentes que cubren aspectos definidos de la formación, desarrollo y prestación del servicio público¹⁵⁷.

Cargo Fijo: definido de esa manera, no porque su precio no se incremente, sino porque su costo está relacionado directamente a la unidad inmobiliaria residencial, industrial, comercial o de otra índole, a la que se le entrega el servicio como bien intermedio de consumo o como bien final de utilización, y está llamado a cubrir costos relacionados con la infraestructura del servicio. Para cobrar este componente tarifario, los usuarios del servicio se clasifican en:

¹⁵⁶ Plan de Desarrollo de Antioquia. 1989-1993.

¹⁵⁷ JARAMILLO OLANO, Germán. 1987, define la existencia de dos tipos de servicios: los autofinanciables y los que no se pueden autocostear. La electricidad, teléfonos, aseo y transporte, se asimilan a la primera categoría; el acueducto y la salud, entre otros, pertenecen a la segunda categoría.

Usuarios residenciales. Son aquellos inmuebles en donde el servicio se destina a satisfacer necesidades de los núcleos familiares, incluidos los pequeños establecimientos industriales y comerciales conexos a las viviendas con acometidas de conexión al servicio no mayores de media (1/2) pulgada y, además, que el área de base física destinada a dicho uso no exceda de 30 metros cuadrados. El valor del componente depende del estrato socio-económico en el que se encuentre clasificado el inmueble.

Tabla 76. Proyección Cargo Fijo 1988 - 2005

ESTRATO	CARGO FIJO 1988 \$/MES	CARGO FIJO 2005 \$/MES	DIFERENCIA INTERESTRATOS	TASA ^ ABSOLUTA	TASA ^ ANUAL
Bajo/bajo	102,00	4 491,33	100,00	4 403,26	629,04
Bajo	184,00	8 823,61	196,46	4 795,44	685,06
Medio/bajo	377,00	18 078,74	204,89	4 795,42	685,06
Medio	673,00	32 273,19	178,51	4 795,42	685,06
Medio/alto	1 132,00	54 284,18	168,20	4 795,42	685,06
Alto	2 039,00	97 778,65	180,12	4 795,42	685,06

FUENTE: Cálculos del autor con base en Resolución 014/88 Junta Nacional de Tarifas.

El precio de base para el cálculo esta tomado de la Resolución 014, promulgada por la Junta Nacional de Tarifas correspondiente al mes de abril de 1984. Entre abril y diciembre se aplica una tasa indexatoria del uno punto ochenta y ocho por ciento (1.88%) mensual. En 1989, la tasa indexatoria utilizada se sitúa en el dos punto cero uno (2,01%) por ciento por mes. Entre enero de 1990 y diciembre del año 2005, se aplica la tasa de indexación del uno punto ocho (1,8%), por mes pactada con el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) en el contrato de empréstito 2449-Co, cláusula ésta que es solidaria al contrato de empréstito 499-OC-CO, adquirido con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Se aplicaron, además, crecimientos puntuales del cinco (5%) por ciento liquidados sobre la tarifa vigente a mayo en los años de 1989, 1990 y 1991, conforme a las disposiciones de la Resolución 014/89

Usuarios no residenciales. Son los restantes inmuebles, clasificados como industriales, comerciales, oficiales, provisionales,

especiales y bloque. El valor del componente tarifario depende del diámetro de la acometida de conexión y existen cuatro categorías:

Tabla 77. Proyección Cargos Fijos 1988-2005

CAT.	INDUSTRIA Y COMERCIO		DIFER. PUNTUAL	TASA ^ ABSOLUTA	TASA ^ ANUAL	OFICIAL Y ESPECIAL		DIFER. PUNTUAL	TASA ^ ABSOLUTA	TASA ^ ANUAL
	1998	2005				1998	2005			
1	300,00	13 647,00	100,00	4 549,00	649,86	200,00	10 485,00	100,00	5 242,50	748,93
2	1 000,00	46 273,00	339,07	4 627,30	661,04	233,00	36 547,00	348,56	5 221,00	745,86
3	1 800,00	83 292,00	180,00	4 627,33	661,05	1 200,00	60 785,00	166,32	5 065,42	723,63
4	2 700,00	124 938	150,00	4 627,33	661,05	1 800,00	85 597,00	140,82	4 755,39	679,34

CAT. = Categoría.

FUENTE: Cálculos del autor con base en Resolución 014/88 Junta Nacional de Tarifas.

Cargos por consumo. Determinados como el valor facturado por la utilización del respectivo servicio. Para cobrar este componente, también rige la clasificación de los usuarios en:

Usuarios Residenciales. Este componente se determina en consideración al precio definido para los bloques de consumo básico, complementario y suntuario, siendo a la vez objeto de diferenciación por estratos socioeconómicos y la tarifa surge en relación a la **estructura de costos de la entidad** suministradora.

Hasta diciembre de 1988 este componente tarifario comprendía un nivel de consumo libre y un nivel de consumo excedente sujeto a cobro por facturación. El nivel de metros cúbicos libres ha pasado por cuatro períodos diferentes:

Tabla 78. Dinámica Consumo Libre

PERÍODO	CONSUMO LIBRE m ³
1955 a 1964	30
1965 a 1975	20
1976 a 1988	10
1989 a 1993	00

FUENTE: EPM. Archivo.

El nivel de consumo libre desaparece de sus implicaciones en la facturación por mandato del Decreto 394 de 1987. En cada período, en términos de porcentaje, la tarifa ha estado integrada por los diferentes componentes de la siguiente manera:

Tabla 79. Dinámica Tarifa 1955-1994 (En %)

TARIFA	1955-1964	1965-1975	1976-1985	1986-1988	1989-1993	1994
Cargo fijo	22,7	24,6	26,3	32,5	33,4	44,3
Cargo Consumo						
Facturado	68,1	70,9	70,6	64,1	66,6	57,5
Libre	9,2	4,5	3,1	2,9	0,00	0,00
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

FUENTE: Cálculos del autor.

Los consumos del sector residencial en el tiempo han sido sometidos a una desagregación de los niveles por bloques de utilización, con la cual se ha logrado una importante movilidad en el precio de las unidades de servicio suministradas a los usuarios residenciales, especialmente. De entre los condicionamientos pactados con el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF), también conocido con el nombre de Banco Mundial (BM), figura el de que a través del suministro de Acueducto, la empresa debe obtener un rendimiento a una tasa anual del 3,5%¹⁵⁸. Para lograr ese cometido se precisaba modificar la composición de la estructura de tarifas, de modo que el nivel de consumo libre fuera desmontado y los restantes bloques se agregaran de manera que el precio de la unidad suministrada por rango de consumo y por estrato socio- económico, se ajustara más a los costos de suministro y por ende a la estructura económica de costos de la división.

Comoquiera que en el tiempo a la estructura de unidades de consumo se le ha introducido una modificación substancial en la composición de los bloques, reseñemos la incidencia de tal eventualidad en la facturación para el sector residencial, utilizando como indicador la tarifa media en el interregno de 1976 a 1994.

¹⁵⁸ DELOITTE HASKINST+SELL. Auditores independientes. Estados Financieros en 31 de diciembre de 1989 y 1985.

Tabla 80. Desagregación Tarifaria 1976 -1994 (en pesos corrientes)

COMPONENTES	1955-1964	1965-1975	1976-1985	1986-1988	1989-1993	1994
Cargo fijo	0,48	13,32	19,67	16,07	76,86	149,57
Cargo Consumo						
Facturado	1,29	25,73	39,23	70,09	134,79	187,43
Libre	0,04	1,04	1,78	0,00	0,00	0,00
Total	1,81	40,09	60,68	86,16	211,65	337,00

FUENTE: Cálculos del autor.

Nótese que, con el paso del tiempo, se transforman los valores que deben ser cancelados a la empresa por la utilización del servicio; cambios que han sido consecuencia del grado de dependencia en que ha caído la Empresa con respecto al capital transnacional, el cual está corroborado en el análisis de la incidencia de una cláusula contractual de empréstito, sobre la tarifa media de los usuarios del sector residencial.

Tabla 81. Proyección Cargos por Consumo 1988 - 2005

ESTRATO	BLOQUES DE CONSUMO 1988		BLOQUES DE CONSUMO 2005			
	Básico \$/mes	Compuesto \$/mes	Suntuario \$/mes	Básico \$/mes	Compuesto \$/mes	Suntuario \$/mes
Bajo/bajo	2,30	36,30	75,00	105,00	1 740,07	3 596,56
Bajo	5,70	40,80	75,00	273,33	1 863,36	3 596,56
Medio/bajo	16,40	48,70	75,00	634,88	2 333,37	3 596,56
Medio	31,70	55,50	75,00	1 449,00	2 535,64	3 596,56
Medio/alto	34,00	60,00	75,00	1 630,00	2 742,02	3 596,56
Alto	36,20	63,40	75,00	1 745,53	3 049,29	3 596,56

FUENTE: cálculos del autor con base en Resolución 014/88 de JNT.

Usuarios no residenciales. De manera distinta, la incidencia del componente para la liquidación de los consumos de los usuarios no residenciales se cobra a una **tarifa única**, cuyo valor se determina con base en el **costo económico**, no ya de la entidad, sino **de suministró del servicio**.

Tabla 82. Proyección Cargos por Consumo 1988-2005

CAT.	INDUSTRIAL Y COMERCIAL		OFICIAL Y ESPECIAL	
	1988 \$/mes	2005 \$/mes	1988 \$/mes	2005 \$/mes
1 a 4	75,00	3 932,00	56,80	3 020,00

FUENTE: cálculos del autor con base en Resolución 014/88 de JNT.

La tarifa para los sectores industrial y comercial, constituye un insumo de producción o comercialización transferible al producto entregado al consumidor final y, por ende, es un costo recuperable. El sector residencial de consumidores de bienes y servicios debe asumir no sólo la tarifa que la Empresa le fija a la **unidad de servicio** suministrada, sino también el componente tarifario trasladado como insumo de producción o de comercialización, presente en las mercancías adquiridas para satisfacer necesidades en los hogares.

En desarrollo de condicionamientos contractuales asumidos por empréstitos extranjeros para cubrir el servicio de la deuda, en la política tarifaria de las empresas suministradoras de “servicios públicos” se adoptó el concepto de indexación, llamado a corregir la disparidad entre la tarifa y el crecimiento de costos por incidencia de la constante inflacionaria que pesa sobre la economía nacional. En el sistema de acueducto y alcantarillado de Empresas Públicas de Medellín y sobre una tarifa promedio de \$ 1,81 el m³ se aplica un incremento mensual del uno punto cinco (1,5%) por ciento, por mes, entre junio de 1976 y mayo de 1978, incremento que es elevado al uno punto ocho (1,8%) por ciento, por mes, para ser aplicado entre junio y diciembre de 1988. A partir de enero de 1989, y como consecuencia de la salarización a que se sometieron las tarifas de los servicios públicos en virtud de la aplicación de tasas indexatorias surgidas del índice en que varía el Salario Mínimo Legal (SML), se determina una tasa del dos punto cero uno (2,01%) por ciento, por mes, para indicar las tarifas de los servicios públicos municipales de Acueducto, suministrados a los usuarios a través de entidades públicas del Estado. Para 1990 la tasa mensual del crecimiento pasa a ser del uno punto noventa y cuatro (1,94%) por ciento mensual; para 1991, la tasa que se aplica corresponde al uno punto noventa y cinco (1,95%) por ciento por mes, y para 1992 y 1993 se utiliza una tasa del dos punto veintitrés (2,23%) por ciento; para 1994 y 1995 las tasas de indexación se determinan en uno punto cuarenta y tres (1,43%) por ciento por mes, y uno punto treinta y

nueve (1,39%) por ciento por mes respectivamente, tasas éstas surgidas de los índices en que ha variado el salario mínimo el los respectivos años.

Para las Empresas de Acueducto y saneamiento básico, las normas de la Ley 142 disponen que las fórmulas tarifarias, además de tomar en cuenta los costos de expansión y reposición de los sistemas de agua potable y saneamiento básico, incluirán los costos de administración, operación y mantenimiento asociados con el servicio. Para atender la reposición de los sistemas de agua potable, con la promulgación de la Ley 99 del 22 de diciembre de 1993 que institucionaliza y organiza el Ministerio del Medio Ambiente, el legislador creó de un lado la “tasa por utilización de agua”, la cual da lugar a que la utilización de aguas por personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, dará lugar al cobro de tasas fijadas por el gobierno nacional, las que serán destinadas al pago de los gastos de protección y renovación de los recursos hídricos, y de otra parte el “porcentaje ambiental de los gravámenes de la propiedad inmueble”, con destino a la protección del medio ambiente y los recursos naturales renovables, fijado anualmente por el respectivo Concejo Municipal, a iniciativa del alcalde en porcentaje sobre el total del recaudo por concepto de impuesto predial, que no podrá ser inferior al 15% ni superior al 25,9%. No obstante, los municipios y distritos podrán optar, en reemplazo del porcentaje ambiental, por establecer con destino al medio ambiente, una sobretasa que no podrá ser inferior al 1,5 por mil, ni superior al 2,5 por mil sobre el avalúo de los bienes que sirven de base para liquidar el impuesto predial.

El servicio de acueducto lo suministra Empresas Públicas de Medellín en áreas urbanas de siete de los diez Municipios en que se divide el Valle de Aburra, y tanto los suscriptores como los suministros y la facturación correspondiente por metro cúbico a los sectores de usuarios, en términos de porcentaje, se detalla a continuación:

Tabla 83. Participación Sectorial (en porcentaje)

PARTICIPACIÓN	RESIDENCIAL			NO RESIDENCIAL		
	1976	1986	1993	1976	1986	1993
Usuarios	92,3	90,8	90,4	7,7	9,2	9,6
Consumo m ³ /mes	65,9	71,4	72,6	34,1	28,6	27,4
Facturación	59,8	62,8	67,8	40,2	37,2	32,2

FUENTE: Cálculos del autor.

Del análisis de la tabla se desprende que el sector residencial de usuarios asume la mayor contribución directa en la gestión de la Empresa de Acueducto y solidariamente de la de alcantarillado, administradas por Empresas Públicas de Medellín.

3. ESTRATIFICACIÓN SOCIOECONÓMICA

Con la promulgación, en 1983 de la Ley 14¹⁵⁹, el Gobierno Nacional ordena la desvinculación de la tarifa de servicios públicos de los avalúos catastrales de los inmuebles y, en su reemplazo, se adopta la estratificación de las viviendas con base en parámetros físicos de los inmuebles. De tiempo atrás, y de manera conjunta los Departamentos de Planeación de Empresas Públicas de Medellín y del Municipio venían desarrollando estudios de variables que sirvieran de base para el diseño de una estructura que soportara el derrame al contribuyente de las tasas de impuestos municipales a la propiedad inmueble y, por ende, que sirvieran para liquidar las que correspondieran a los servicios municipales administrados por las empresas descentralizadas. La estratificación en cuestión, se definió¹⁶⁰ teniendo en cuenta cinco criterios principales:

Estructura física del tipo de vivienda, su estado y la calidad de los materiales en que está construida y la forma arquitectónica seleccionada.

¹⁵⁹ Publicada en el Diario Oficial No. 36.288, junio de 1983.

¹⁶⁰ Planeación Metropolitana. Anuario Estadístico de Medellín. 1987. Pág. 48.

Distribución espacial referida al parámetro, ya sea urbano o rural, en que está localizada.

Servicios Comunales relativos a la mayor o menor posibilidad de acceso a la utilización de diferentes tipos de servicios con que cuenta la ciudad, tales como estructura vial, de transporte, de salubridad, etc..

Servicios públicos se refiere a la calidad, tipo y condiciones de uso.

Ingresos se relaciona con el nivel mensual de ingresos familiares¹⁶¹.

Con fundamento en los anteriores enunciados, las viviendas de los usuarios de los servicios públicos han sido segregadas, con base en factores estadísticos que asignan puntajes a los conceptos referenciados, en seis categorías de estratificación socio-económica dentro del área de influencia de Empresas públicas de Medellín, y con fundamento en esa estratificación se fijaron determinados valores diferenciados que constituyen la tarifa directa de la unidad de consumo para cada estrato.

Con la promulgación en 1987 del Decreto 394¹⁶², con el cual el gobierno nacional establece un nuevo régimen para el servicio de acueducto en el país, se lleva a cabo la última agregación de los bloques de consumo para pasar de cinco, uno de los cuales estaba considerado como libre, a tan sólo tres, su relación en porcentaje de usuarios ubicados por estrato socio- económico, por niveles de consumo, así como el precio de las unidades de consumo definidas

¹⁶¹ Para una mayor comprensión, consultar Brunon Gorecki, 1986. en “La evolución del consumo en Colombia. Aplicación de la teoría econométrica a un aspecto de la economía colombiana”. Fondo de Publicaciones Fundación Universitaria Autónoma de Colombia -FUAC- Talleres gráficos de la Imprenta Departamental “Antonio Nariño” de Cundinamarca, mayo 20 de 1986. Págs. 63-103.

¹⁶² Publicado en el Diario Oficial No. 37795, febrero 27 de 1987.

en la estructura de tarifas, se indica a continuación:

Tabla 84. Estructura de Tarifas Empresa de Acueducto 1988 – 1994

ESTRATO	00-10		11-30		31-50		51-100		> 100		TOTAL
	Usu. %	\$/mes	Usu. %	\$/mes							
a) BLOQUES DE CONSUMO DICIEMBRE DE 1988											
Bajo/bajo	69,00	n.a	46,00	2,97	18,00	43,53	6,00	54,36	1,00	65,75	100,00
Bajo	18,00	n.a	47,00	4,98	24,00	43,53	10,00	54,36	1,00	65,75	100,00
Medio/bajo	16,00	n.a	45,00	18,54	26,00	43,53	12,00	54,36	1,00	65,75	100,00
Medio	15,00	n.a	35,00	32,65	27,00	43,53	12,00	54,36	1,00	65,75	100,00
Medio/alto	13,00	n.a	31,00	32,65	35,00	43,53	19,00	54,36	2,00	65,75	100,00
Alto	15,00	n.a	17,00	32,65	34,00	43,53	30,00	54,36	4,00	65,75	100,00
b) BLOQUES DE CONSUMO DICIEMBRE DE 1989											
ESTRATO	00-30		31-30		> 61		TOTAL	NÚMERO USUARIOS	Part. %		
	Usu. %	\$/mes	Usu. %	\$/mes	Usu. %	\$/mes					
Bajo/bajo	67,00	2,70	24,00	42,56	9,00	87,94	100,00	8 376	2,35		
Bajo	58,00	6,68	28,00	7,84	14,00	87,94	100,00	107 618	30,29		
Medio/bajo	53,00	19,23	30,00	57,10	17,00	87,94	100,00	135,696	38,19		
Medio	42,00	37,17	40,00	65,07	18,00	87,94	100,00	599 428	16,72		
Medio/alto	38,00	39,86	39,00	70,35	23,00	87,94	100,00	34 284	9,65		
Alto	27,00	42,44	49,00	74,34	24,00	87,94	100,00	9 879	2,78		
Total								355 281	100,00		
c) BLOQUES DE CONSUMO DICIEMBRE DE 1994											
ESTRATO	00-20		21-30		> 41		TOTAL	NÚMERO USUARIOS	Part. %		
	Usu. %	\$/mes	Usu. %	\$/mes	Usu. %	\$/mes					
Bajo/bajo	58,00	12,41	19,00	195,97	23,00	404,93	100,00	18 026	3,18		
Bajo	53,00	30,76	27,00	220,28	20,00	404,93	100,00	146 989	25,93		
Medio/bajo	42,00	88,57	21,00	262,92	37,00	404,93	100,00	281 506	49,66		
Medio	38,00	171,17	33,00	299,95	29,00	404,93	100,00	75 790	13,37		
Medio/alto	27,00	183,57	29,00	323,96	44,00	404,93	100,00	34 806	6,14		
Alto	18,00	195,97	43,00	342,30	39,00	404,93	100,00	9 750	1,72		
Total								566 867	100,00		

Convenciones n.a = No aplicable. Bloque libres sin cobro.

FUENTE: Junta Nacional de Tarifas. Resoluciones 046 de 1984 y 014 de 1988. Resolución 09 de 1994 de la Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico. Cálculos del autor.

Del análisis de las secciones de la tabla se deduce cómo se ha planeado una agregación de los bloques de consumo, fundamentada en la argumentación de que la ubicación de los consumos medios ponderados en 32.8-31.9 metros cúbicos de agua por instalación en 1988, significaba una desviación importante de las utilidades medias en la curva inferior de la estructura tarifaria, desfasando considerablemente los ingresos de la Empresa de Acueducto, con respecto a los “**costos económicos**” de suministro del servicio. La sección b) reseña cómo se reagrupa la estructura de tarifas en tres bloques que flexibilizan tanto consumos y precios de la unidad de consumo, de modo que el mayor número de usuarios se situara en un ponderado medio de consumo de 25.2-23.8 metros cúbicos por mes, en el período de utilidades 1993-1994 en la curva baja de los consumos de modo tal que la resultante para un

alto volumen de usuarios que rebasen el vértice promedio de la curva que muestra el cambio de precio de las unidades de consumo entre un rango y el siguiente, como lo constata la sección c) de la tabla.

Apoyándose en la observación de costumbres y usos históricos del servicio de Acueducto, como de los cambios arquitectónicos introducidos por el urbanismo, mas no en los ingresos económicos del conjunto de la población, es que se ha integrado la actual estructura tarifaria, alcanzando la diferenciación flexible que presenta la tarifa individual en su actual conformación estratificada.

Con el fin de descontaminar las aguas del Río Medellín de los desechos contaminantes vertidos a su lecho a través de las aguas residuales, Empresas Públicas de Medellín ha emprendido un programa de Inversiones para construir las plantas de Tratamiento de San Fernando y de Bello, previendo que su entrada en operación está diseñada para que la primera inicie trabajo en 1998, y la segunda lo haga en el año 2005 En los estudios de factibilidad se ha calculado una vida útil de 25 años para sendas obras, definiendo, igualmente que los costos de inversión deben trasladarse a los usuarios del servicio de Acueducto a razón de \$ 39,70 Metro Cúbico, a partir de 1998 por la Planta de San Fernando y de \$ 80,87, a partir de 2005 por la Planta de Bello, para un total de \$ 120,57 por metro cúbico de consumo de Acueducto.

Por la evacuación, a través del Alcantarillado, de los desechos producidos en el hogar, el usuario debe cancelar una tarifa que corresponde al cincuenta por ciento (50%) de la suma de los cargos fijos y de consumo de Acueducto. En consecuencia, la factura de los servicios de Acueducto y Alcantarillado, en términos de porcentaje, tiene la siguiente expresión:

Tabla 85. Composición Tarifa Acueducto (porcentaje)

AÑOS	CARGO FIJO	CONSUMO ACUEDUCTO	DERRAME ALCANTARILLADO	TOTAL
1990	47,81	19,94	32,25	100,00
1991	46,37	20,61	33,02	100,00
1992	54,83	11,84	33,33	100,00
1993	45,51	21,15	33,43	100,00
1994	53,44	13,21	33,31	100,00

FUENTE: Cálculos del autor.

Con la creación del Ministerio del Medio Ambiente, el legislador ha promulgado la Ley 99 de 1993, con la cual se ha creado el "porcentaje ambiental de los gravámenes a la propiedad inmueble" que no podrá ser inferior al 15%, ni superior al 25,9% del total del recaudo por concepto de impuesto predial unificado Empero, los Municipios y Distritos podrán optar por establecer, con destino al medio ambiente, una "sobretasa" que no podrá ser inferior al 1.5 por mil, ni superior al 2.5 por mil, liquidada sobre el avalúo catastral de los bienes inmuebles que sirven de base para liquidar el Impuesto Predial¹⁶³.

4. ¿SON LOS SUBSIDIOS UNA POLÍTICA REAL?

En teoría, la política de los subsidios esta constituida por transferencias corrientes que la Administración Pública hace a las Empresas Públicas del Estado (EMPES), productoras de bienes o servicios mercantes, sin percibir de éstas contrapartidas, con el objeto de influir sobre el precio de los productos o permitir una adecuada remuneración de los factores de producción y, en el caso de algunas empresas, financiar sus gastos de operación¹⁶⁴.

El desarrollo alcanzado por Empresas Públicas de Medellín, le ha permitido atender sus compromisos financieros con sus propios

¹⁶³ CORNARE. Ministerio del Medio Ambiente. Ley 99, promulgada por el Congreso de la República el 22 de diciembre de 1993. 82

¹⁶⁴ CORTÉS, Magdalena y PINZÓN, Rómulo E. "Bases de Contabilidad Nacional". DANE. Bogotá D.E. 1985. Pág. 61.

recursos, provenientes esencialmente de las tarifas que pagan los diferentes usuarios de las divisiones o ramas de servicio que gestiona. Para atender las inversiones que refuerzan la capacidad futura de los servicios, se recurre a fuentes externas de financiación que, a su vez, son atendidas con los recursos provenientes de la tarifa cobrada por la venta del servicio suministrado a los usuarios. Puede decirse, en consecuencia, que en materia de financiación, Empresas Públicas de Medellín es autosuficiente. Por lo visto, las fuentes del Presupuesto Público a través de transferencias, no influyen en el presente, como sí lo hicieron en el pasado, en la formación conceptual de los precios diferenciales establecidos en la actual estructura tarifaria, diseñada teniendo en cuenta dos criterios básicos con los cuales se persigue otorgar subsidios en el precio a quienes, por su condición económica, no pueden pagar el costo real de la prestación del servicio. Esos criterios se concretan en la capacidad de pago y el consumo que se hace del servicio¹⁶⁵. Pero, al decir de otro autor, no menos destacado, en la medida en que estos servicios se encuentran determinados en alto grado por los niveles de ingreso de la población y teniendo en cuenta los bajos ingresos predominantes en un elevado porcentaje de la población, si se quiere satisfacer ese objetivo de política social el Estado tiene que incurrir en una política de subsidios, lo que significa un proceso de transferencia de ingreso entre grupos sociales¹⁶⁶.

La estructura de tarifas para el sistema de acueducto ha sido diseñada por rangos de utilización. Los usos y costumbres en los hogares conectados a las redes de distribución en el área de influencia de Empresas Públicas de Medellín, definen unos consumos, como lo señalamos a continuación:

¹⁶⁵ GONZÁLEZ B., Luisa María. "Las tarifas de los servicios de las Empresas Públicas de Medellín como instrumento de redistribución del ingreso". Rev. EPM. Vol. 9 Nro. 1. Medellín 1987.

¹⁶⁶ CORCHUELO, Alberto. "Sistema de Tarifas de servicios públicos y distribución del ingreso en Colombia". CINEP. Bogotá D.E. 1981. "Problemática hoy en Colombia", Nro. 7, Pág. 241.

Tabla 86. Consumo Acueducto por Rangos (en porcentaje)

ESTRATO	1989				1993			
	00-30	31-60	> 61	TOTAL	00-30	31-60	> 61	TOTAL
Bajo/bajo	67,00	24,00	9,00	100,00	67,01	24,00	8,99	100,00
Bajo	58,00	28,00	14,00	100,00	52,24	31,84	15,92	100,00
Medio/bajo	53,00	30,00	17,00	100,00	50,00	33,96	16,04	100,00
Medio	42,00	40,00	18,00	100,00	42,00	40,00	18,00	100,00
Medio/alto	37,56	39,70	22,74	100,00	38,00	39,00	23,00	100,00
Alto	28,02	47,06	24,92	100,00	26,88	49,08	24,04	100,00

FUENTE: Cálculos del autor.

En las siguientes líneas nos proponemos indagar sobre el referido "otorgamiento de subsidios" como la fórmula adecuada para lograr una "redistribución de ingresos", vía tarifas entre los estratos altos y los bajos.

Para ello, hemos integrado el comportamiento de diferentes grupos de usuarios por su participación en los consumos de los tres bloques o niveles en que se facturan los consumos. Los valores acordados están referidos al primer metro de utilización de cada uno de los bloques y los precios convenidos para ello son los vigentes a enero de 1989, los cuales han sido traídos al momento presente (diciembre de 1993), utilizando las tasas de indexación que han regido para el período de los años de análisis.

Tabla 87. Dinámica de Facturación (rangos de consumo)

ESTRATO	NÚMERO USUARIOS	FACTURACIÓN		NÚMERO USUARIOS	FACTURACIÓN	
		\$/mes	\$/mes Ene.1989		\$/mes	\$/mes Ene.1993
RANGO CONSUMO BÁSICO 00-30 m³						
Bajo/bajo	5 612	2,70	15 152,50	5 893	7,03	41 427,79
Bajo	62 418	6,68	416 952,24	66 337	17,39	1 153 600,43
Medio/bajo	71 919	19,23	1 383 002,37	95 717	50,07	4 792 550,19
Medio	24 959	37,17	927 726,03	25 268	96,77	2 445 184,36
Medio/alto	13 028	39,86	519 296,08	8 641	103,77	896 976,57
Alto	2 667	42,44	113 187,48	1 410	110,49	155 790,90
Total	180 603		3 375 316,60	203 266		9 485 230,24

FUENTE: EPM. Estados Financieros. Cálculos del autor.

Al comparar el comportamiento de 1989 con respecto a 1993 en el rango de 00-30 metros cúbicos, la tabla señala que en los estratos 1

a 3, de representar un 77,49% del consumo y un 53,77% de la facturación, se pasó a significar el 82,62% de las utilizaciones de agua y un 63,13% de la facturación del respectivo rango.

Tabla 88. Dinámica de Facturación (rangos de consumo)

ESTRATO	NÚMERO USUARIOS	FACTURACIÓN		NÚMERO USUARIOS	FACTURACIÓN	
		\$/mes	\$/mes Ene.1989		\$/mes	\$/mes Ene.1993
RANGO CONSUMO BÁSICO 31-60 m³						
Bajo/bajo	2 010	42,56	85 545,60	2 111	110,80	233 898,80
Bajo	30 133	47,84	1 441 562,72	40 425	124,55	5 034 933,75
Medio/bajo	40 709	57,10	2 324 483,90	65 016	148,66	9 665 278,56
Medio	23 771	65,07	1 546 778,97	24 065	169,41	4 076 851,65
Medio/alto	13 771	70,35	968 789,85	8 869	183,16	1 624 446,04
Alto	4 480	74,34	333 043,20	2 574	193,54	498 171,96
Total	114 874		6 700 204,24	143 060		21 133 580,76

FUENTE: EPM. Estados Financieros. Cálculos del autor.

En lo que respecta al rango 31-60 metros cúbicos de agua, el comportamiento presentado por los estratos 1 a 3 se expresó en que, de significar el 63,42% de los consumos y 57,85% de la facturación de 1989, se pasó a constituir el 75,16% de la utilización de acueducto y 70,66% de la tarificación del rango,

Tabla 89. Dinámica de Facturación (rangos de consumo)

ESTRATO	NÚMERO USUARIOS	FACTURACIÓN		NÚMERO USUARIOS	FACTURACIÓN	
		\$/mes	\$/mes Ene.1989		\$/mes	\$/mes Ene.1993
RANGO CONSUMO BÁSICO > 60 m³						
Bajo/bajo	754	87,94	66 306,76	791	228,95	181 09945
Bajo	15 065	87,94	1 324 816,10	20 212	228,95	4 627 537,40
Medio/bajo	23 068	87,94	2 028 599,92	30 702	228,95	7 029 222,90
Medio	10 698	87,94	940 782,12	10 829	228,95	2 479 299,55
Medio/alto	7 885	87,94	693 406,90	5 230	228,95	1 197 408,50
Alto	2 372	87,94	208 593,68	1 261	228,95	2 88 705,95
Total	59 842		5 262 505,48	69 025		15 803 273,75

FUENTE: EPM. Estados Financieros. Cálculos del autor.

Por otra parte, en el rango de consumos de más de 61 metros cúbicos, los estratos 1 a 3 que, de significar en 1989 el 64,98% de utilización y de la tarifa, pasaron a expresar el 74,90% tanto de los consumos como de la tarificación.

Para tener una visión de conjunto sobre los llamados subsidios que la Empresa entregaría a los usuarios de su división de Acueducto y la redistribución de ingreso, que hasta el presente ha operado en las tarifas del servicio de acueducto, integremos los rangos de consumo descritos anteriormente en un conjunto de facturación:

Tabla 90. Dinámica de Facturación (integración rangos)

ESTRATO	NÚMERO USUARIO	FACTURACIÓN \$/mes Ene. 1989	NÚMERO USUARIO	FACTURACIÓN \$/mes Ene. 1993
Bajo/bajo	8 376	167 004,76	8 795	456 423,04
Bajo	107 616	0 183 331,06	126 974	10 816 071,58
Medio/bajo	135 696	5 736 086,19	191 435	21 487 051,65
Medio	59 428	3 415 287,12	60 162	9 001 335,56
Medio/alto	34 684	2 181 492,83	22 740	3 718 531,11
Alto	9 519	654 824,36	5 245	942 668,81
Total	355 319	15 338 026,32	415 351	46 422 084,75

FUENTE; Cálculos del autor.

De las cifras de la tabla se infiere que, en 1989, el 70,83% de los usuarios residenciales se situaban en los estratos 1 a 3, porcentaje que se eleva al 78,78% de usuarios para 1993. Por su parte, la contribución en los ingresos de la empresa de acueducto pasó de significar el 59,24% a representar el 70,57% de los ingresos, que la división de acueducto capta mensualmente por la facturación al sector residencial.

5. OPERACIÓN CORTE

En informaciones de prensa¹⁶⁷ suministradas a la opinión pública, Empresas Públicas de Medellín indica que en 1994, los usuarios conectados a sus redes de distribución de Acueducto totalizaban 567 mil en el área de atención en los Municipios de Medellín, Bello, Itagüí, La Estrella, Sabaneta, Envigado y Copacabana; que el suministro de energía eléctrica en 19 Municipios de Antioquia se le

¹⁶⁷ "EPM., tiene financiadas inversiones hasta el 2000". "El Colombiano". Medellín, marzo 12, 1985. Pág. 14^a.

entregaba a 643 mil usuarios: con telecomunicaciones se tenía una cobertura de 612 mil suscriptores; que por la venta de los servicios administrados, se obtuvieron unos "rendimientos operacionales" del orden de los 457 705 millones de pesos, superiores en un 30% a los obtenidos en 1993.

Tan buenos resultados contrastan con las penurias que deben soportar las familias de bajos ingresos, que ven asaltados sus presupuestos cada vez que reciben la factura de cobro. Los reglamentos de suministro del servicio, contemplan unas veinte diferentes causales a las que pueden recurrir las empresas para suspender el servicio prestado al usuario; la causal más utilizada para cortar el servicio a un usuario está relacionada con el "pago oportuno de la factura". Durante 1994, cerca de 84 mil usuarios en los municipios del Valle de Aburra fueron sometidos a la operación de corte del servicio por falta de pago. La tabla precedente reseña el comportamiento de esos cortes:

Tabla 91. Operación Corte de Servicios 1994

VALOR FACTURA \$	Nro. CORTES	VALOR ADEUDADO	Nro. VENCIMIENTOS	Nro. CORTES
Menos de 49 999	29 850	494 913 898,00	1 a 2	38 013
de 50 000 a 99 999	28 071	2 415 823 664,00	1 a 3	15 706
de 100 000 a 499 999	24 229	2 085 176 573,00	1 a 4	17 962
de 500 000 a 999 999	1 336	114 977 750,00	1 a 5	11 445
de 1 000 000 a 1 999 999	752	64 718 05,00	6 y más	419
Más de 2 000 000	167	14 372 219,00	Total	83 545
	83 545			

FUENTE; Cálculos del autor.

De la tabla se deduce que el 97,3% de los cortes efectuados al sector residencial de usuarios, motivados en la falta de pago oportuno de los servicios utilizados, se efectuaron a inmuebles ocupados por hogares ubicados en los estratos 1 a 3 de la clasificación socio-económica. Nótese que al estrato 1 le correspondió el 35,7% de la supresión, el estrato 2 sufrió el 34,6% de los cortes y al estrato 3 le reportó el 29,8% restante. No obstante, los cortes por falta de pago solo afectaron momentáneamente al

13% de los usuarios del sector residencial, con una incidencia del 1,7% en los ingresos de operación de la empresa.

CAPITULO IV

1. LEYES DE SERVICIOS PÚBLICOS Y PARTICIPACIÓN

Con la promulgación, el 11 de julio de 1994, de sendas normas: “Ley de Servicios Públicos Domiciliarios” (142) y “Ley de Generación, Interconexión, Distribución y Comercialización de Electricidad” (143), al régimen tarifario, diseñado para las Empresas Estatales fundamentalmente, y de cuyo análisis nos ocupamos en los capítulos anteriores, se le introduce sustanciales modificaciones conducentes a implementar políticas de "mercado competido con regulación y libertad de tarifas", en el que los Servicios Públicos Domiciliarios de: acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y telefonía local móvil en el sector rural, estarán sujetos a fórmulas tarifarias, cuyas tarifas resultantes deberán reflejar siempre tanto el nivel de consumos y la estructura de los costos económicos de prestación del servicio, como la demanda por éstos.

La Ley de “Servicios Públicos Domiciliarios”, al regular la materia, modifica el anterior régimen de gestión de las Empresas Estatales encargadas de prestar a la población dichos servicios. La Composición de la Junta directiva, que en virtud de las disposiciones de la Ley 11¹⁶⁸ de 1986, asimiladas en el Código de Régimen Político Municipal, se integraba en una tercera parte de sus miembros por funcionarios de la respectiva administración municipal; otra tercera parte la integraban representantes elegidos por el Concejo Municipal; y la tercera parte restante, la constituían delegados de las entidades cívicas o de usuarios del servicio o servicios, y cuyos mecanismos de elección fueron reglamentados

¹⁶⁸ Publicada en el Diario Oficial No. 37.310, de 17 de enero de 1986.

por los Decretos 2446/86 y 700/87 y su ejercicio eleccionario practicado en períodos divergentes, se convierte ahora, por mandato de la Ley 142/94, en una máquina al servicio del Presidente, el Gobernador o el Alcalde que escogerán a sus miembros según se trate de empresas nacionales, departamentales o municipales.

En el caso de las juntas directivas de las empresas de los servicios públicos domiciliarios del orden municipal, éstas serán integradas así: dos terceras partes, de sus miembros, serán designados libremente por el alcalde y la otra tercera parte escogida entre los vocales de control, registrados por los comités de desarrollo y control social de los servicios públicos domiciliarios¹⁶⁹, esquilmando al naciente movimiento de usuarios de una herramienta de aprendizaje democrático que había obtenido por medio de las acciones reivindicativas que en materia de servicios públicos había librado en el país desde los 60s

Está previsto que en cada municipio podrán integrarse “Comités de Desarrollo y Control Social”, por iniciativa de los usuarios; el número de miembros de los comités será el que resulte de dividir la población del respectivo municipio o distrito por 10 000, pero no podrá ser inferior a cincuenta (50). En el distrito capital, el número mínimo de miembros se establece en doscientos (200)¹⁷⁰; los comités desarrollarán una labor de vigilancia de tipo administrativo y servirían de puente entre la empresa y los usuarios. Las facultades que la ley encarga a estos comités están por experimentarse y corresponderá al Movimiento Popular ganar espacio en la construcción de los mismos.

¹⁶⁹ Leyes 142 y 143 de julio 11 de 1994. Rev. “Legislación Económica” Nro. 1004. Santafé de Bogotá D.C., agosto 15 de 1994.

¹⁷⁰ Con la promulgación el 25 de agosto de 1995 del Decreto 1429 que reglamenta el Capítulo I del Título V de la Ley 142 en lo referente a la conformación de los Comités de Desarrollo y Control Social queda a criterio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios la fijación del número de integrantes de los Comités en cada municipalidad.

Se ha entendido que el servicio público lo constituye una figura tal que permite al beneficiario acceder al mismo en la oportunidad requerida para satisfacer necesidades individuales y sociales, sin que el suministro de los mismos determine una rentabilidad más allá de la absolutamente necesaria para reponer el servicio utilizado. Esa filosofía que definía los principios rectores del objeto de las Empresas Estatales dedicadas al suministro a la población de los servicios utilizados en los hogares, ha sido abandonada definitivamente con la promulgación de las leyes 142/94 y 143/94 de que nos ocupamos, ya que el servicio deja de satisfacer necesidades sociales para convertirse en un **“bien no transable”** sometido a “contrato de servicios públicos”, regido por las disposiciones de la ley 142/94, por condiciones especiales pactadas entre empresa y usuario (que adquiere la condición de cliente comercial), por condiciones generales uniformes señaladas por la empresa de servicios públicos, y por normas de los códigos de comercio y civil, asimilando la cuenta de Servicios a una factura comercial, de modo que las obligaciones financieras contraídas por el usuario declarado moroso, puedan ser exigidas Judicialmente mediante el embargo ejecutivo del inmueble o inmuebles pertenecientes al usuario, situación ésta que en vigencia de las anteriores reglamentaciones no podía darse.

Bajo el eslogan: “porque usted es lo que cuenta, hemos cambiado el diseño de la factura de servicios”, precedido de una carta con la firma del Gerente General, Empresas Públicas de Medellín ha introducido lo que aparenta ser un “formato mejorado, con mucha información”, para dar “respuesta a muchas de las inquietudes” presentadas por la comunidad de usuarios¹⁷¹, cuando de lo que se trata es de acomodar la presentación de la facturación a los

¹⁷¹ Empresas Públicas de Medellín, formato de la nueva factura comercial formulada a los usuarios en noviembre de 1994 para recaudar el cobro de los servicios utilizados y consumidos en los hogares, conforme a los ciclos de lectura y cobro, durante el mes de septiembre por el servicio de telecomunicaciones y octubre los de acueducto, alcantarillado y energía eléctrica y, eventualmente, el de gas combustible para las zonas donde se ha instalado el servicio.

requerimientos de las actuales disposiciones que establecen: “Las facturas de los servicios públicos se pondrán en conocimiento de los suscriptores o usuarios para determinar el valor de los bienes y servicios provistos en desarrollo del contrato de servicios públicos”.

Los requisitos formales de las facturas serán los que determinen las condiciones uniformes del contrato, pero contendrán, como mínimo, información suficiente para que el suscriptor o usuario pueda establecer con facilidad [...] cómo se determinaron y valoraron sus consumos, como se comparan éstos y su precio con los de períodos anteriores, y el plazo y modo en que debe hacerse el pago.

El suscriptor no estará obligado a cumplir las obligaciones que le cree la factura, sino después de conocerla.

No se cobrarán servicios no prestados, tarifas, ni conceptos diferentes a los previstos en las condiciones uniformes de los contratos.

Los contratos uniformes podrán establecer que una parte del pago de los servicios públicos confiera al suscriptor ó usuario el derecho de adquirir acciones o partes de interés social en las empresas oficiales, mixtas o privadas.

Con la figura de los contratos de condiciones uniformes se traslada la función social del servicio a la esfera del mercado de servicios, en el que se despoja a la población del derecho de percibir un bien que satisface necesidades vitales, servicio transformado ahora en una mercancía sobre la que actúa no la fuerza de las llamadas leyes del mercado, sino la posición dominante de la empresa oferente del servicio.

En las facturas en que se cobren varios servicios, será obligatorio totalizar por separado cada servicio, cada uno de los cuales podrá ser pagado independientemente de los demás con excepción del

servicio público domiciliario de aseo y demás servicios de saneamiento básico.

La factura expedida por la empresa y debidamente firmada por el representante legal de la entidad, prestará mérito ejecutivo de acuerdo a las normas del derecho civil y comercial.

Las deudas derivadas de la prestación de los servicios públicos podrán ser cobradas ejecutivamente ante los jueces competentes o bien ejerciendo la jurisdicción coactiva por las empresas oficiales de servicios públicos.

En las condiciones uniformes de los contratos de servicios públicos podrá preverse la obligación para el suscriptor o usuario de garantizar con un título valor el pago de las facturas a su cargo¹⁷².

Sin embargo, las empresas, y de lo cual no es ajena Empresas Públicas de Medellín, aún no ponen en plena vigencia las normas que favorecen al usuario del servicio. Sólo se desarrollan de manera eficiente, las que favorecen la condición dominante de los empresarios públicos y privados en la gestión de mercado competido de “servicios públicos domiciliarios”.

Para establecer una diferenciación en el giro mercantil del negocio de “servicios públicos domiciliarios” y haciendo uso de su posición dominante en el "contrato de Servicios Públicos Domiciliarios", la empresa no sólo modificó el formato del documento utilizado para acreditar el cobro del servicio consumido, sino que ha variado la conceptualización de los factores utilizados en la liquidación de las unidades de consumo facturadas no ya al usuario de un servicio público, sino al cliente que se vale de un servicio domiciliario, comercial o industrial. Para efectuar la lectura de los consumos en los instrumentos de medición instalados en los inmuebles y en las

¹⁷² Ley 142 de 1994.

plantas de tráfico de telecomunicaciones, así como para distribuir las facturas de cobro, Empresas Públicas de Medellín ha dispuesto realizar esa actividad en 24 ciclos mensuales, correspondientes a los días laborables del año comercial.

Los medios de comunicación han divulgado que, con los Servicios Públicos Domiciliarios, el ente municipal atiende a 582 mil usuarios con acueducto, a 556 mil usuarios se sirven del alcantarillado, a 663 mil se les suministra el fluido eléctrico y 665 mil usuarios se sirven de las telecomunicaciones¹⁷³. De esa cobertura, el sector residencial de usuarios asume el 90.41% de las instalaciones de acueducto; el 89,62% de las redes de alcantarillado; el 9,12% de las de energía, y el 74,41% de las de telecomunicaciones.

En tanto Empresas Públicas de Medellín conserve el carácter de entidad estatal del orden municipal, el régimen laboral de su planta de servidores estará sometido a las disposiciones vigentes que regulan las relaciones sociales de trabajo entre el Estado y sus servidores, vinculados o bien bajo la modalidad de trabajadores oficiales o de empleados públicos.

Las funciones que expresan la relación comercial de Empresas Públicas de Medellín, como entidad prestadora de servicios públicos, con la comunidad usuaria de los servicios que provee deben desarrollarse, mediante una zonificación geográfica de la cobertura, por ciclos de operación en lo concerniente al levantamiento, por medio de terminales de computador, de lecturas en los instrumentos de medición que registran los consumos de la unidad usuaria o suscriptora, elaboración y formulación de la factura comercial, entrega de las mismas en los sitios de la instalación consumidora y controles previos y posteriores, en caso de reclamaciones o de irregularidades detectadas por los sistemas a que es sometida la formulación de las facturas de cobro.

¹⁷³ Periódico "El Colombiano". "EPM tiene financiadas inversiones hasta el 2000". Medellín, marzo 12 de 1995. Pág. 14^a. EPM. "Informe Social 1995".

De lo anterior se desprende que cada ciclo de lectura de contadores, o de instrumentos de medición, de los consumos realizados por la instalación usuaria, como el correspondiente reparto de facturas de cobro abarque a una población de 23 635 suscriptores del Acueducto; 26 792 de la empresa de energía y 25 500 de la de telecomunicaciones. Un estudio realizado sobre una muestra, tomada al azar, de 3 700 facturas de 4 ciclos y de la que escogimos datos correspondientes al ciclo 17 de los estratos socio-económicos 2 y 3 arrojó, en lo concerniente a las fechas de formulación de los cobros, los resultados que se presentan:

Tabla 92. Ciclos Facturación 1994-1996

FACTURACIÓN COMUMO ¹											
DESDE	HASTA	DÍAS	MES	kwh	m ³	DESDE	HASTA	DÍAS	MES	kwh	m ³
Oct. 04/94	Nov. 03/94	30	11	331	7	Oct. 04/95	Nov. 03/95	30	11	357	7
Nov. 03/94	Dic.02/94	30	12	328	8	Nov. 03/95	Dic. 02/95	29	12	336	7
Dic. 02/94	Ene. 04/95	34	01	411	10	Dic. 02/95	Ene. 03/96	32	01	347	7
Ene. 04/95	Feb. 03/95	31	02	296	8	Ene. 03/96	Feb. 02/96	30	02	320	7
Feb. 03/95	Mar. 07/95	33	03	340	8	Feb. 01/96	Mar. 05/96	32	03	328	7
Mar. 07/95	Abr. 05/95	30	04	312	7	Mar. 05/96	Abr. 03/96	29	04	322	9
Abr. 05/95	May. 06/95	32	05	323	7	Abr. 03/96	May. 03/96	30	05	320	8
May. 06/95	Jun. 05/95	31	06	333	7	May. 03/96	Jun. 04/96	32	06	320	8
Jun. 05/95	Jul. 06/95	32	07	318	11	Jun. 04/96	Jul. 04/96	30	07	329	8
Jul. 06/95	Ago. 04/95	30	08	333	9	Jul. 04/96	Ago. 05/96	32	08	315	6
Ago. 04/95	Sep. 05/95	32	09	369	8	Ago. 05/96	Sep. 04/96	30	09	314	8
Sep. 05/95	Oct. 04/95	29	10	308	5	Sep. 04/96	Oct. 04/96	30	10	306	8
Totales		374		333,5 ²	7,9 ²			366		326,2 ²	7,5 ²
FACTURACIÓN COMUMO ³											
DESDE	HASTA	DÍAS	MES	Impulsos/ Segundo	DESDE	HASTA	DÍAS	MES	Impulsos/Segundo		
Sep. 13/94	Oct. 13/94	31	10	321	Sep. 13/95	Oct. 13/95	31	10	295		
Oct. 13/94	Nov. 15/94	34	11	269	Oct. 13/95	Nov. 14/95	33	11	295		
Nov. 15/94	Dic.13/94	29	12	388	Nov. 14/95	Dic. 13/95	30	12	349		
Dic. 13/94	Ene. 13/95	32	01	433	Dic. 13/95	Ene. 12/96	31	01	305		
Ene. 13/95	Feb. 13/95	32	02	442	Ene. 12/96	Feb. 13/96	33	02	240		
Feb. 13/95	Mar. 13/95	29	03	279	Feb. 13/96	Mar. 13/96	30	03	217		
Mar. 13/95	Abr. 12/95	31	04	312	Mar. 13/96	Abr. 12/96	31	04	421		
Abr. 12/95	May. 12/95	31	05	255	Abr. 12/96	May. 13/96	32	05	454		
May. 12/95	Jun. 13/95	33	06	287	May. 13/96	Jun. 13/96	32	06	540		
Jun. 13/95	Jul. 13/95	31	07	323	Jun. 13/96	Jul. 12/96	30	07	451		
Jul. 13/95	Ago. 14/95	33	08	167	Jul. 12/96	Ago. 13/96	33	08	428		
Ago. 14/95	Sep. 13/95	31	09	291	Ago. 13/96	Sep. 13/96	32	09	593		
Totales		377		313,92 ²			378				
¹ Energía eléctrica y Acueducto.											
² Promedio mensual.											
³ Telecomunicaciones.											

FUENTE: Tabulados del autor.

La tabla, referida a las facturas que Empresas Públicas de Medellín profirió en las dos últimas anualidades, sometidas a las reglas de la Ley 142/94 y comprendidas entre el 04 de octubre de 1994 y el 04 de octubre de 1996 para los servicios de energía eléctrica, acueducto y alcantarillado, y entre el 13 de septiembre de 1994 y el 13 de septiembre de 1996 para el servicio básico de telecomunicaciones, expresa la manera en que la “mensualización” cíclica utilizada por la empresa, se aleja ostensiblemente de la costumbre comercial que, emanada de la normatividad legal, regula los términos de las obligaciones comerciales sometidas a plazos periódicos.

Desde la década de los 70s del siglo XX el legislador ha utilizado la expresión de que "en toda factura de los servicios [...] deberá aparecer en forma visible el consumo en unidades físicas de las últimas seis facturaciones, cuando se trate de facturaciones mensuales, y de las últimas tres facturaciones cuando se trate de facturaciones bimensuales; en defecto de lo anterior, deberá aparecer el promedio de consumo, en unidades físicas, de los últimos seis meses." Y, por facturación mensual debe entenderse la que se formula con aplicación del principio: “Todos los plazos de días, meses o años de que se haga mención legal, se entenderá que terminan a la media noche del último día del plazo. Por año y por mes se entienden los del calendario común, por día el espacio de veinticuatro horas. El primero y último día de un plazo de meses o años deberán tener un mismo número en los respectivos meses. El plazo de un mes podrá ser, por consiguiente, de 28, 29, 30 y 31 días, y el plazo de un año de 365 ó 366 días, según los casos¹⁷⁴”.

De la anterior regla se deduce, entonces, la interpretación de que al tratarse de un período de facturación mensual en el que se tome una parte de los días de un determinado mes calendario y otra parte del mes subsiguiente, el número de días de la mensualidad la

¹⁷⁴ Código Civil. Artículo 67.

determina el mes del cual se hubiere tomado el mayor número de días.

Empero, en la “periodización mensual” utilizada por Empresas Públicas de Medellín (consultar tabla 92. Ciclos de facturación 1994-1996) el plazo del año comprendido entre el 04 de octubre de 1994 y el 04 de octubre de 1995, contabiliza un tiempo de 374 días en la facturación de los servicios de acueducto, energía eléctrica y alcantarillado, por su parte el plazo transcurrido entre el 13 de septiembre de 1994 y el 13 de septiembre de 1995, contabilizó un plazo de 377 días en la facturación del servicio básico de telecomunicaciones: los años de 1994 y 1995, en el calendario común, correspondían a años de 365 días.

De otra parte, los períodos comprendidos entre el 05 de octubre de 1995 y el 04 de octubre de 1996, asume un período de 366 días para los servicios de acueducto, energía eléctrica y alcantarillado, en tanto que el plazo transcurrido entre el 13 de septiembre de 1995 y el 13 de septiembre de 1996, comprende un interregno de 378 días para el servicio básico de telecomunicaciones. El año de 1996 corresponde a los llamados “años bisiestos” y por ende, contabiliza 366 días. De la tabla se infiere, además que las facturaciones correspondientes al año de 1995 se refieren a 371 días para los servicios de acueducto, energía eléctrica y alcantarillado y a 376 días para el servicio básico de telecomunicaciones. Como quien dice: Empresas Públicas de Medellín se ha hecho a una interpretación particular de los conceptos “mes” y año” en materia de facturación de los servicios prestados a los usuarios

Las fórmulas tarifarias adoptadas por las "Comisiones Reguladoras" de los servicios públicos domiciliarios prevén la existencia de una tarifa inferior diseñada para liquidar el cobro de los consumos de subsistencia familiar que, para los estratos 1, 2 y eventualmente el estrato 3, perciben subsidios al consumo conforme a las reglas 99.5 y 99.6 definidas en el artículo 99 de la Ley 142/94 , y, de una tarifa

intermedia y superior con las cuales se liquidan los consumos de nivelación situados por encima de 200 kwh.

Comoquiera que, en la facturación formulada al usuario, Empresas Públicas de Medellín utiliza el método de encadenar la superposición de un día en la consecutividad de la facturación mensual, se da el fenómeno del sobrefacturamiento de unidades de consumo: 1) se cobra el último día del mes facturado a la tarifa diseñada para el nivel superior de consumo. 2) la misma fecha se vuelve a facturar al mes siguiente a la tarifa definida para el nivel inferior de consumo que corresponde a los consumos de subsistencia.

En el período analizando, octubre 04 de 1994, octubre 04 de 1996 y relativo a los consumos de electricidad y acueducto plasmados en la tabla 92, la sobrefacturación de unidades de consumo, a la tarifa correspondiente a cada período mensual, se relaciona en la construcción sinóptica que se detalla seguidamente y con la cual significamos la interpretación particular utilizada, por la empresa prestadora del servicio, en el “contrato de condiciones uniformes” definido por la empresa y al cual debe someterse el usuario.

Tabla 93. Sobre Facturación Consumos 1994-1996

TARIFA INFERIOR MES			TARIFA SUPERIOR MES			TARIFA INFERIOR MES			TARIFA SUPERIOR MES		
NIVELACIÓN CS	Kwh	m ³	NIVELACIÓN 2	Kwh	m ³	NIVELACIÓN CS	Kwh	m ³	NIVELACIÓN 2	Kwh	m ³
Oct. 04/94	11,03	0,233	Nov. 04/94	11,03	0,233	Oct. 05/95	11,90	0,233	Nov. 03/95	11,90	0,233
Nov. 04/94	10,93	0,266	Dic. 02/94	10,93	0,266	Nov. 03/95	11,59	0,241	Dic. 02/95	11,59	0,241
Dic. 02/94	12,09	0,294	Ene. 04/95	12,09	0,294	Dic. 02/95	10,84	0,219	Ene. 03/96	10,84	0,219
Ene. 03/95	9,55	0,258	Feb. 03/95	9,55	0,258	Ene. 03/96	10,67	0,233	Feb. 02/96	10,67	0,233
Feb. 03/95	10,30	0,242	Mar. 07/95	10,30	0,242	Feb. 01/96	10,25	0,219	Mar. 05/96	10,25	0,219
Mar. 07/95	10,40	0,233	Abr. 05/95	10,40	0,330	Mar. 05/96	11,10	0,310	Abr. 03/96	11,10	0,310
Abr. 05/95	10,09	0,219	May. 06/95	10,09	0,219	Abr. 03/96	10,67	0,267	May. 03/96	10,67	0,267
May. 06/95	10,74	0,226	Jun. 05/95	10,74	0,226	May. 03/96	10,00	0,250	Jun. 04/96	10,00	0,250
Jun. 05/95	9,94	0,344	Jul. 06/95	9,94	0,344	Jun. 04/96	10,97	0,267	Jul. 04/96	10,97	0,267
Jul. 06/95	11,10	0,300	Ago. 04/95	10,10	0,300	Jul. 04/96	9,84	0,187	Ago. 05/96	9,84	0,187
Ago. 06/95	11,53	0,250	Sep. 05/95	11,53	0,250	Ago. 05/96	10,47	0,267	Sep. 04/96	10,47	0,267
Sep. 05/95	10,62	0,172	Oct. 04/95	10,62	0,172	Sep. 04/96	10,20	0,267	Oct. 04/96	10,20	0,267
Totales	128,59	3,037		128,59	3,037		128,50	2,960		128,50	2,960
Promedios	10,71	0,253		10,71	0,253		10,71	0,247		10,71	0,247

FUENTE: Tabulados y cálculos del autor.

Para los efectos analíticos propuestos en este estudio, se plantean dos hipótesis de anualidad, a saber: a) anualidad comercial de 360 días, con su correspondiente semestralización de 180, días y b) anualidad calendario de 365, con sus correspondientes: I semestre

de 182 días y II semestre de 183 días. En la tabla 92 se consigna cómo un semestre de 180, 182 ó 183 días, según se trate de la primera o de la segunda hipótesis, para la empresa municipal que administra los servicios públicos domiciliarios suministrados a usuarios de diferentes áreas municipales de Antioquia se transforma, por la modalidad utilizada en el programa de sistematización informático, en períodos de 187 y 183 días de facturación para los servicios de acueducto, alcantarillado y energía y de 188 y 189 días para el servicio básico de telecomunicaciones, totalizando anualidades de 366, 374, 377 y 378 días respectivamente.

Los días que el programa de facturación está contabilizando por encima de las unidades anuales, en el conjunto de la facturación, repercuten en la economía doméstica de la totalidad de usuarios de los servicios como lo mostramos seguidamente:

Tabla 94. Magnitud Sobrefacturación 1994 -1996 (días)

EMPRESA	NÚMERO USUARIO	ANUALIDAD COMERCIAL 1994/95	ANUALIDAD CALENDARIO 1994/95	ANUALIDAD COMERCIAL 1994/95	ANUALIDAD CALENDARIO 1994/95
Acueducto	582 000	8 148 000,00	5 238 000,00	9 312 000,00	- 0 -
Alcantarillado	556 000	7 784 000,00	5 004 000,00	8 896 000,00	- 0 -
Energía	663 000	9 282 000,00	5 967 000,00	10 608 000,00	- 0 -
Teléfonos	675 000	11 475 000,00	8 100 000,00	12 150 000,00	8 775 000,00
Totales		36 689 000,00	24 308 000,00	40 966 000,00	8 775 000,00

FUENTE: Cálculos del autor.

Comoquiera que la facturación expedida por la empresa está referida a las unidades de servicio que los instrumentos de medición registran como utilizadas, la argumentación de la sobrefacturación de días adicionales a la anualidad podría desprejiciarse. No obstante, la presencia en la factura de un “cargo fijo” con características mensuales, determina que, para este elemento de la tarifa, exista una prolongación del tiempo que supera la anualidad.

La desagregación por estratos socio-económicos de las cifras consignadas en la tabla que analizamos expresaría la contribución

del sector de usuarios residenciales por rama de servicio domiciliario cubierto de la siguiente manera:

Tabla 95. Estratificación Sobrefacturación 1994 -1995

ESTRATO	Part. %	ACUEDUCTO Días facturados			ENERGÍA Días facturados			TELÉFONOS Días facturados	
		Comercial	Calendario	Part. %	Comercia	Calendario	Part. %	Comercial	Calendario
Bajo/bajo	1,87	152 368	97 951	4,04	374 993	241 067	1,30	149 175	105 300
Bajo	30,86	2 514 473	1 614 447	35,80	3 322 956	2 136 185	27,90	3 201 526	2 259 900
Medio/bajo	39,82	3 244 534	2 085 772	37,88	3 516 022	2 260 300	42,55	4 882 613	3 446 550
Medio	17,67	1 439 752	925 555	14,63	1 357 956	872 972	18,38	2 109 105	1 488 780
Medio/alto	7,35	598 877	384 993	5,90	547 638	352 053	7,49	859 476	606 690
Alto	2,43	197 996	127 282	1,75	162 435	104 423	2,38	273 105	192 780
Totales		8 148 000	5 238 000		9 282 000	5 967 000		11 475 000	8 100 000

FUENTE: Cálculos del autor.

Los anteriores datos referidos a la globalización de la tarifa por concepto de “cargos fijos”, en la cobertura del sector residencial, demuestran que los estratos 1, 2 y 3, asumen cerca del 78% del exceso facturado. Esa sobrefacturación, en el tiempo, tiene profundas repercusiones en la estructura de precios que se le trasladan al consumidor de los bienes no transables, administrados por Empresas Públicas de Medellín.

Partiendo de la estructura tarifaria de base, vigente para el período de facturación comprendido entre los meses de octubre-noviembre de 1994 y septiembre-octubre de 1996, y considerando que el “cargo fijo”, como componente de la tarifa, está regulado para ser aplicado a la cuenta del usuario con crecimientos indexados por unidad de tiempo, intentaremos un ejercicio demostrativo de las implicaciones de los días sobre facturados.

Hay que destacar que, contablemente, el régimen de contratación administrativa adoptado para todos los efectos contractuales por Empresas Públicas de Medellín, estipula que el mes comercial será igual a $\frac{1}{30}$ avo de 360. Por consiguiente, todas las cuentas y muy especialmente las referentes a las facturaciones a los usuarios de los respectivos consumos y cargos a ellos referidos, deberán liquidarse sobre la base de mensualidades de 30 días.

Una proyección de los resultados de la muestra a la globalización de los usuarios conectados a los “servicios públicos domiciliarios”, administrados por la Empresa en las áreas geográficas de cobertura, asumiendo la hipótesis de que la estratificación residencial del “cargo fijo” fuera extendida a toda la cobertura de suministro de los diferentes servicios, tendría profundas repercusiones en la estructura de tarifas, en el largo plazo de la vida útil de los servicios en las viviendas, como lo indicamos en las tablas procedentes, en las que la tercera columna de la izquierda demuestra el monto anual del cargo fijo, y las dos columnas de la derecha expresan la suma, que en la facturación, significan como magnitud de sobrefacturación, los días en que se prolonga la anualidad por efecto del procedimiento recurrente de Empresas Públicas de Medellín en el formato comercial, utilizado para formular la cuenta de cobro por los servicios domiciliarios tranzados en el mercado de usuarios de su competencia administrativa.

En las tablas procedentes acometemos una indagación comparativa de la incidencia que en la facturación del cargo fijo en los "Servicios Públicos Domiciliarios", adquieren los 14 días en Acueducto, Alcantarillado y Energía y los 17 días en teléfonos, o los 9 y 18 días, respectivamente, en tanto se trate de facturación bajo una u otra modalidad anual.

Tabla 96. Magnitud Facturación Cargo Fijo Oct. 1994 - Sep. 1995 (pesos corrientes)

ESTRATO	NÚMERO USUARIOS	BASE Mar. 1995	CARGO FIJO \$ AÑO	SOBREFACTURACIÓN*	
				Comercio	Calendario
ACUEDUCTO					
Bajo/bajo	9 556	550,94	6 662,48	277,60	182,53
Bajo	158 196	993,83	12 018,32	500,76	329,27
Medio/bajo	204 127	2 035,07	24 609,43	1 025,39	674,23
Medio	90 581	3 683,06	43 928,44	1 830,35	1 203,52
Medio/alto	37 678	6 110,52	73 894,11	3 078,92	2 024,50
Alto	10 991	11 061,23	133 761,23	5 573,38	3 664,69

* Comercio = año de 360 días; Calendario = año de 365 días.

FUENTE: Comisión de Regulación Agua Potable y Saneamiento Básico (CRAPSB) Resolución 09/94, Decreto 043/95. EPM: Junta Directiva, “Informe Social 1993/95”.

De los 582 mil usuarios conectados a las redes del sistema de acueducto en las áreas geográficas que cubren la cobertura del servicio, cerca de 523 mil instalaciones (89,86%) corresponden al sector residencial de usuarios, del cual unas 393 mil instalaciones (75,14%) comprenden instalaciones de los estratos 1, 2 y 3, para quienes está prevista la concesión de “Subsidios Directos”, conforme a las reglamentaciones que para el efecto promulgue la “Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico” a la luz de las disposiciones de la Ley 142/94. La sumatoria de la tarifa media mensual del conjunto de los estratos 1, 2 y 3, tiene un precio de \$ 1 193,27, en tanto que la del conjunto de los estratos 4, 5 y 6 corresponde a \$ 6 951,33, lo que expresa una relación de 5.8:1 en la contribución del “cargo fijo”. No obstante esa elevada relación, el peso específico de la tarifa inter-estrato, al comparar el volumen de la tarifación de los conjuntos de usuarios de los estratos bajos con respecto al de los estratos medios y altos, expresa una relación de 2 a 2:1.

Tabla 97. Magnitud Facturación Cargo Fijo Oct. 1994 - Sep. 1995 (pesos corrientes)

ESTRATO	NÚMERO USUARIOS	BASE Mar. 1995	CARGO FIJO \$ AÑO	SOBREFACTURACIÓN*	
				Comercio	Calendario
ENERGÍA					
Bajo/bajo	23 670	88,42	2 707,08	112,79	74,17
Bajo	209 753	230,41	6 855,42	285,64	187,82
Medio/bajo	221 940	605,51	18 015,83	750,66	493,58
Medio	85 717	1 269,96	37 796,99	1 574,87	1 035,53
Medio/alto	34 568	2 604,22	71 431,47	2 976,31	1 957,03
Alto	10 253	4 072,43	121 208,49	5 050,35	3 320,78
* Comercio = año de 360 días; Calendario = año de 365 días.					

FUENTE: Junta Nacional de Tarifas (JNT) Resolución 095/90. EPM: “Informe Social 1993/95”.

La cobertura del servicio de electricidad se extiende a cerca de 663 mil usuarios directos en 19 municipalidades de Antioquia, de los cuales 615 mil (92,8%) corresponden al sector residencial de consumidores, en el que 478 mil (77,7%) son usuarios estratificados en las categorías 1, 2 y 3, para quienes la tarifa media tiene una significación de \$ 307,78, en contraste con la de \$ 2 648,87, que rige para el conjunto de estratos 4, 5 y 6, de donde resulta una

relación de 8.6:1: sin embargo, en la facturación global, en virtud al mayor volumen de usuarios de los estratos bajos con respecto a los estratos medios y altos, la relación corresponde a 2 a 5:1.

Tabla 98. Magnitud Facturación Cargo Fijo Oct. 1994 - Sep. 1995 (pesos corrientes)

ESTRATO	NÚMERO USUARIOS	BASE Mar. 1995	CARGO FIJO \$ AÑO	SOBREFACTURACIÓN*	
				Comercio	Calendario
TELÉFONOS					
Bajo/bajo	5 920	461,25	5 578,40	247,93	168,12
Bajo	127 054	737,99	8 905,30	395,79	268,38
Medio/bajo	193 768	1 475,96	17 848,70	793,27	537,91
Medio	83 701	2 767,45	33 466,61	1 487,40	1 008,58
Medio/alto	34 109	4 612,41	55 776,62	2 478,96	1 680,94
Alto	7 878	6 918,60	84 408,96	3 751,51	2 543,83

* Comercio = año de 360 días; Calendario = año de 365 días.

FUENTE: Comisión Regulación Telecomunicaciones (CRT), Resolución 020/95; Decreto 044/95. EPM: Junta Directiva, "Informe Social 1993/95".

Con el servicio de telecomunicaciones, Empresas Públicas de Medellín atiende a cerca de 675 mil usuarios en los distintos municipios a los que llegan las redes administradas por la Empresa. La cobertura residencial telefónica comprende cerca de 506 instalaciones (74,96%), de las cuales unas 372 mil (73,52%) corresponden al conjunto de usuarios de los estratos 1, 2 y 3. La tarifa mensual media de estos tiene un valor de \$ 891,73, en contraste con la contribución media de \$ 4.766,15 de los estratos 4, 5 y 6, para una relación de 5.3:1; sin embargo, en el volumen de toda la facturación de la división telefónica, la relación se manifiesta 2 a 0:1.

Las tablas precedentes referencia, para Acueducto y Energía, el valor de 14 y 9 días y para telecomunicaciones, 17 y 12 días conforme se utilice el año comercial o calendario. Comoquiera que los "Servicios Públicos Domiciliarios" se consumen primordialmente en inmuebles residenciales durante la existencia nuclear del hogar con capacidad de pago que ocupa la vivienda conectada a las redes de distribución mediante un contrato uniforme, consensual, determinado de manera uniforme¹⁷⁵ por la empresa prestataria.

¹⁷⁵ EPM. Contrato de Condiciones Uniformes 1996.

Hemos convenido utilizar un Horizonte de Largo Plazo (27 años) de utilización como vida útil de los hogares atendidos en las viviendas con los “Servicios Domiciliarios” suministrados por EPM; horizonte en el cual convinimos aplicar una tasa de crecimiento indizado del 18% anual, cuyos resultados presentamos en la siguiente tabla, que resume la tarifa anual cancelada por usuario por concepto de cargo fijo en los servicios de Acueducto, Energía y Teléfonos:

Tabla 99. Magnitud Facturación Cargo Fijo Oct. 1994 - Sep. 2021

ESTRATO	NÚMERO USUARIOS	COMERCIO		CALENDARIO	
		BASE*	PROYECCIÓN	BASE*	PROYECCIÓN
Bajo/bajo	39 146	638,32	5 253 532,05	424,82	3 548 735,59
Bajo	495 003	1 182,19	9 729 611,11	780,47	6 519 659,31
Medio/bajo	619 835	2 569,32	21 145 764,89	1 705,72	14 248 738,94
Medio	259 999	4 892,62	40 2666 647,62	3 247,63	26 950 503,75
Medio/alto	106 355	8 534,19	70 236 962,66	5 662,47	46 602 554,12
Alto	29 122	14 375,24	118 309 115,24	9 529,30	79 603 046,21

* “Cargo Fijo” facturado entre octubre de 1994 y septiembre de 1995.

FUENTE: Comisión Regulación Telecomunicaciones (CRT), Resolución 020/95; Decreto 044/95. EPM: Junta Directiva, “Informe Social 1993/95”.

La columna de la tabla designada como “base”, referencia la sumatoria de los “cargos fijos” cancelados a la Empresa por cada usuario estratificado, como costos de clientela para gestionar los servicios de las divisiones de acueducto, energía eléctrica y telefonía básica local.

Por su parte la columna, proyección de sendas modalidades' de anualidad, está diferida para cada usuario de las divisiones de servicios a un largo plazo (324 mensualidades) con aplicación de la tasa de crecimiento convenida.

Nótese que el 74,47% de los usuarios corresponden a la estratificación socio-económica de las categorías de Bajo/bajo, Bajo y Medio/bajo, y que los restantes estratos de la escala, solo constituyen el 25,53% del mercado de consumidores estratificados. De las cifras de la tabla en la proyección, se deduce que los estratos

1, 2 y 3, con la sobrefacturación son castigados con un costo cercano a los 18.1 billones de pesos,

Además de la sobrefacturación analizada en las tablas precedentes y referidas al “Cargo Fijo”, debemos considerar la circunscrita a las unidades de consumo utilizadas durante los días a que hace referencia la tabla de la página 155 y cuya magnitud en el consumo de electricidad estudiamos en la siguiente tabla:

Tabla 100. Sobrefacturación En La Estructura Tarifaria De Epm Consumos De Electricidad 1994 -1996

Mes	TARIFA BAJA CS		Sb/Cobro	Mes	TARIFA ALTA CN2		Sb/Cobro
	Kwh/m	Tarifa			Kwh/m	Tarifa	
Oct.-94*	11,03	15,45	170,41	Nov.-94	11,03	29,18	321,86
Nov.-94	10,93	15,67	171,27	Dic.-94	10,93	29,61	323,64
Dic.-94	12,09	15,90	192,23	Ene.-95	12,09	30,04	363,18
Ene.-95	9,55	16,13	154,04	Feb.-95	9,55	30,46	290,89
Feb.-95	10,30	16,35	168,41	Mar.95	10,30	30,89	318,17
Mar.-95	10,40	16,58	172,43	Abr.-95	10,40	31,32	325,73
Abr.-95	10,09	16,82	169,82	May.-95	10,09	31,77	320,56
May.-95	10,74	17,05	183,12	Jun.-95	10,74	32,21	345,94
Jun.95	9,94	17,29	171,86	Jul.-95	9,94	32,67	324,74
Jul.95	11,10	17,54	194,69	Ago.-95	11,10	33,13	367,74
Ago.-85	11,53	17,79	205,12	Sep.-95	11,53	33,60	387,41
Sep.-95	10,62	18,04	191,58	Oct.-95	10,62	34,07	361,82
Subtotal	128,32		2 144,89	Subtotal	128,32		4 051,67
Mes	TARIFA BAJA CS		Sb/Cobro	Mes	TARIFA ALTA CN2		Sb/Cobro
	Kwh/m	Tarifa			Kwh/m	Tarifa	
Oct.-95	11,90	18,29	271,65	Nov.-95	11,90	34,65	411,15
Nov.-95	11,59	18,55	214,99	Dic.-95	11,59	35,04	406,11
Dic.-95	10,84	18,81	203,90	Ene.-96	18,84	35,53	385,16
Ene.-96	10,67	19,06	203,37	Feb.-96**	10,67	36,00	768,24
Feb.-96***	10,25	19,31	395,86	Mar.-96	10,25	36,47	373,82
Mar.-96	11,10	19,57	217,23	Abr.-96	11,10	89,77	996,45
Abr.-96	10,67	19,83	211,59	May.-96	10,67	91,26	973,74
May.-96	10,00	20,09	200,90	Jun.-96	10,00	92,09	920,90
Jun.-96	10,97	20,35	223,24	Jul.-96	10,97	93,29	1,023,39
Jul.-96	9,84	20,62	202,90	Ago.-96	9,84	93,42	919,25
Ago.-96	10,47	20,89	218,72	Sep.96	10,47	94,37	988,05
Sep.-96	10,20	21,17	215,93	Oct.-96	10,20	94,85	967,47
Subtotal	128,50		2 726,28		128,50		9 507,52
Totales	256,82		4 871,17		256,82		13 559,19
<p>* La última factura expedida en el formato anterior, correspondió al período 04 Ago.-02 Sep., incluyendo los servicios de Acueducto, Alcantarillado, Energía y Telecomunicaciones.</p> <p>** Cobro en la factura por consumos de enero.</p> <p>*** Cobro en la factura por consumos de febrero.</p>							

Tabla 100.	Continuación
CONVENCIONES: cs = Consumo de Subsistencia	
CN2 = Consumo de Nivelación 2	
Sub/cobre = Sobre cobro. Equivale a días con doble facturación.	

FUENTE: EPM. Facturas Mensuales de Cobro, tabulados del autor.

La Ley 142/94 dispone que la población de más bajo recursos sería objeto de planes de subsidios directos al consumo, y que los mismos no excederán, en ningún caso, del valor de los consumos básicos o de subsistencia, previstos en la estructura de tarifas únicamente para los servicios de acueducto y energía eléctrica; sin que, en ninguna circunstancia puedan ser superiores al 15% del costo medio del suministro para el estrato 3, al 40% del costo medio de suministro para el estrato 2, ni superiores al 50% de éste para el estrato 1.

La Comisión de Regulación de Energía (CREG) definió que el "Precio de Referencia" para el kwh se situaba en diciembre de 1995 en \$ 89,54. Por su parte, las tasas indexatorias definidas por el gobierno nacional tuvieron una significación del uno punto cuarenta y tres (1,43%) por ciento por mes para 1994, del uno punto treinta y nueve (1,39%) por ciento por mes para 1995 y del uno punto treinta y dos (1,32%) por ciento por mes para 1996. En consecuencia, aplicando las anteriores tasas a la "Tarifa de Referencia", deducimos que el "valor de referencia" se definía en \$ 67,72 para la facturación correspondiente al periodo septiembre-octubre de 1994, cuando Empresas Públicas de Medellín introduce el sistema de facturación comercial que define la ley 142/94 para el cobro de los servicios prestados a los usuarios conectados a las redes del sistema de provisión domiciliaria.

La tarifa media o "Costo de Referencia Regional" de EPM representó en diciembre de 1995 \$ 64,93 kwh¹⁷⁶, costo que, con respecto al determinado por la CREG para nivelar la estructura nacional de tarifas a los "costos reales de prestación del servicio

¹⁷⁶ EPM Informe Social 1995. Tabla 15. Pág. 32.

domiciliario de electricidad", presentaba un rezago del 23%, según el criterio comercio-rentístico del ente oficial.

Sin embargo, para la realidad tarifaria de Empresas Públicas de Medellín, "del dicho al hecho media un largo trecho". En el periódico "El Colombiano" que circuló el 29 de marzo de 1996, la empresa publicó un aviso para dar a conocer de la población usuaria las nuevas tarifas que regirían a partir de los consumos de marzo (facturados en el mes de abril); tarifas diseñadas con fundamento en el artículo 6°. de la Resolución 009 del 30 de enero de 1996, que a la vez concuerda con el 6°, de la resolución 080 de diciembre 27 de 1995 emanadas de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). No obstante la existencia de esa directriz de obligatorio cumplimiento, Empresas Públicas de Medellín ha aplicado al mercado de su sistema de electricidad una estructura tarifaria exclusiva, como se desprende de la siguiente tabla:

Tabla 101. Estructura Tarifas EPM. Marzo-Septiembre 1996

ESTRATO	ORDEN CREG		APLICADA		PORCENTAJE		ANUNCIADA		PORCENTAJE	
	Baja*	Alta**	Baja	Alta	Baja	Alta	Baja	Alta	Baja	Alta
MARZO										
Bajo/bajo	43,42	87,99	19,57	89,77	45,07	102,02	44,88	89,77	103,39	102,02
Bajo	52,10	87,99	19,57	89,77	37,56	102,02	53,86	89,77	103,39	102,02
Medio/alto	73,81	87,99	19,57	89,77	26,15	102,02	76,31	89,77	103,39	102,02
SEPTIEMBRE										
Bajo/bajo	46,97	95,19	21,17	94,85	45,07	99,64	48,56	97,12	103,39	102,39
Bajo	56,37	95,19	21,17	94,85	37,56	99,64	60,97	97,12	103,39	102,39
Medio/alto	79,86	95,19	21,17	94,85	26,51	99,64	85,10	97,12	103,39	102,39

ORDEN CREG = Estructura de Tarifas ordenada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

* Tarifa aplicable al nivel de Consumo de Subsistencia, correspondiente al rango 000-200 kwh/mes.

** Tarifa vigente para el Consumo de Nivelación 2, correspondiente a los rangos de consumo situados por encima de 201 kwh/mes.

FUENTE: CREG. Res. 080/95 y 009/96. "El Colombiano". Medellín, Mar. 29/96. EPM: Factura marzo y septiembre de 1996.

Las columnas de la tabla designadas con los términos "baja y alta" respectivamente, corresponden a la "tarifa subsidiada conforme a la regla 96.6 del artículo 99 de la ley 142/94 y al "Costo de Referencia", o tarifa plena, definida por la autoridad competente para determinar la estructura de tarifas aplicable al "servicio domiciliario" de electricidad, en el entorno del mercado que se ha diseñado en Colombia para el sector de "Servicios Públicos Domiciliarios".

De la estructura signada en la tabla se deduce, en primer lugar, que Empresas Públicas de Medellín ha suprimido en el nivel del “Consumo de Subsistencia” la diferenciación ordenada por la ley 142 en el otorgamiento de subsidios, y, persiste en el otorgamiento de un subsidio extralegal equivalente a un 27,76% para el estrato 1; a un 37,76% para el estrato 2 y a un 62,76% para el estrato 3, ya que el precio de \$ 19,57 por Kwh/Mes que se cobró indistintamente a los estratos subsidiados, correspondió a un 22,24% de la tarifa plena o “Costo de Referencia” que debió aplicarse. Como quien dice: a mayor posición en el nivel de la estratificación, mayor sería la cuantía del subsidio extralegal a percibir.

1.2. COMPONENTES EN LA FACTURA DE ELECTRICIDAD

De otra parte, como respuesta a las reclamaciones interpuestas por los usuarios y sus organizaciones representativas, Empresas Públicas de Medellín ha introducido modificaciones a la cuenta que presenta al usuario; en la factura que mes a mes se entrega a la instalación suscriptora, al cliente se le indican los componentes con que se integra el costo del kilovatio hora suministrado, a la instalación consumidora, como se reseña en la tabla precedente:

Tabla 102. Componentes Costo kw/h en EPM

Componentes del Costo	Junio 2000	Componente costo	Junio 2005	Componente costo	Junio 2009	Inct.%
Costo Generación Gm	49,57	Compra	89,24	Compra	116,58	235,18
Costo uso SIN Tm, t, z	11,65	Transmisión	20,46	Transporte	21,40	183,69
Costo Distribución Dn, m	38,84	Distribución	82,85	Distribución	100,73	259,35
Costo Mercado Mayorista Om, t	10,28	Mercado May.	3,45*	Comercialización	30,72	298,83
% pérdidas PRN, t	16,50	Comercializ	8,91*	Costo G.T PR	23,38	141,70
Costo Comercialización CM	6,17	%Pérdidas	14,75	Restricciones	2,97*	0,48*
Total	133,01	Total	219,67	Total	295,78	222,37
Facturado al usuario	116,51	Facturado al usuario	204,91	Facturado al usuario	295,78	253,87

* Decrecimiento del costo en términos porcentuales.

FUENTE: EPM: Facturación al usuario.

Comoquiera que la presentación en la factura de los componentes del costo no correspondía a la claridad que exigían las normas protectoras de los derechos del usuario y habida consideración que la Empresa de Energía, por mandato de la Leyes 142 y 143/94,

había sido escindida en **Empresa de Generación** (para atender los negocios de la Bolsa de Energía) y **Empresa de Distribución** (encargada de atender el mercado de la zona de influencia: Medellín, Barbosa, Bello, Caldas, Copacabana, Envigado, Girardota, Itagüí, La Estrella, Sabaneta, Angostura, Carolina, Don Matías, El Peñol, Guadalupe, Guatapé, Santa Rosa de Osos y San Rafael), para junio de 2001 se hace una presentación en la que al Costo de Generación se le da el título de Costo de Transmisión (que para junio de 2005 se le titula como Costo de SIN con Componente). El costo de Pérdidas que en 2000 se le ubicaba en la quinta casilla, se lo presenta en junio de 2001 y 2002 en la tercera, para pasar a ocupar la última casilla a partir de 2003.

El componente que en 2000 se presentaba como Generación, a partir de 2001 adquiere la categoría de **compra** de electricidad que, en tanto se trate de Empresas Públicas de Medellín, introduce una distorsión en la gestión del servicio de electricidad, habida consideración que la estructura de EPM le permite atender de manera vertical los negocios de Generación, Transmisión y Distribución Local y Comercialización de electricidad.

El componente que en 2000 es presentado como Costo Uso SIN (Sistema Interconectado Nacional), a partir de 2001 se le da el nombre **transmisión**; sin embargo, en el 2005 se retoma el concepto SIN, pero esta vez se le adjunta la categoría: con Componente. Esta presentación del Componente, vislumbra la presencia de dos categorías:

- a) SIN (Sistema Interconectado Nacional), definido por la Ley 143/94 y demás normas complementarias como un algo constituido por los diferentes elementos interconectados entre sí, tales como: plantas y equipos de generación, red de interconexión nacional, redes regionales e interregionales de transmisión, redes de distribución, y cargas eléctricas de los usuarios.

b) con Componente. Todo parece indicar que a esta variable se asocian los componentes que intervienen en el sistema de transmisión que factibiliza la utilización final del servicio, habida consideración de que el esquema de mercado posibilita ingresos de remuneración para “las redes existentes a una tasa del 9% sobre los activos¹⁷⁷” involucrados en la transmisión de electricidad.

El componente pérdidas, que aparece como parte integral del costo del kilovatio de energía eléctrica, Empresas Públicas de Medellín, al momento de liquidar el valor del consumo facturado al usuario, lo descuenta del componente del costo, dando a entender que éste constituye un costo de comodín, cuya utilidad práctica sólo sería la de informar al usuario que en el suministro del servicio, existe un porcentaje de pérdidas valoradas en un determinado precio, que tuvo en 2001-2002 el decrecimiento que reseña la siguiente ecuación:

$$Dct = Cip - Cfp = \frac{Cip * 100}{Ccp} \quad \left| \begin{array}{l} = 16,50 - 2,97 = 13,53 \\ = \frac{16,50 * 100}{2,97} = 555,55\infty \end{array} \right.$$

En donde: Dct = Decrecimiento del costo
 Cip = Costo inicial pérdidas
 Cfp = Costo final pérdidas

$$\left. \begin{array}{l} = 16,50 * 555,55\infty / 100 \\ = 91,66575 (\$91,67) \end{array} \right|$$

¹⁷⁷ SMIT Q., Ricardo A. “Futuros para una Energía sostenible en Colombia”. Impresiones Rojo, Medellín, 2000, Pág. 27.

1.3. SUBSIDIOS: DEL DICHO AL HECHO

“Se consideran subsidios, las transferencias corrientes sin contrapartidas que las administraciones públicas otorgan a los productores que producen bienes o servicios mercantes con el objeto de influenciar el precio del producto o permitir una remuneración suficiente de los factores de producción¹⁷⁸”. Empero, “cuando las transferencias corrientes se realizan a unidades de producción no mercante (ramas no mercantes) para permitirle realizar sus gastos de funcionamiento, no se registran en la cuenta de producción como subsidios sino en la cuenta de ingresos y gastos de la unidad institucional a la que pertenece este establecimiento tomando el nombre de transferencias corrientes¹⁷⁹”. Cuando se aduce la permisión de obtener una "remuneración suficiente de los factores de producción", se está argumentando que una vez descontados los costos en que se ha incurrido en el proceso de producción, la empresa o la rama de servicios esta facultada para obtener una utilidad que le remunere el esfuerzo productivo comercial.

“Por ramas no mercantes se entiende aquellas actividades cuya producción generada, no se transa (vende) en el mercado por un precio que cubra los costos incurridos en la producción. Por el contrario, si de la combinación de estos factores resulta un bien, o se presta un servicio por el cual se debe pagar un precio proporcional al servicio, estas actividades conformarán las llamadas ramas mercantes. Podemos citar como ejemplo de ramas mercantes dentro del sector, los servicios de energía, acueducto, aseo, mercado público, etc., prestados por los municipios del país.

¹⁷⁸ Departamento Administrativo Nacional de Estadística. “El sector público colombiano 1970-1983” Boletín de estadística Nro. 435 Junio de 1989. Pág. 316. Una información más completa se encuentra en una edición realizada por la editorial de la Sección de Publicaciones del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Bogotá D.E., 1984. Pág. 20.

¹⁷⁹ *Ibidem*. Como nota a pie de página.

El precio por el que se transa el servicio no necesariamente debe cubrir el 100% de los costos incurridos, pero debe ser proporcional en el sentido de que si se adquiere mayor cantidad de servicio mayor sea el pago. Las ramas mercantes pueden generar un excedente de explotación positivo (o negativo), cuando el precio de mercado es superior (inferior) a los costos incurridos en su producción¹⁸⁰.

Complementariamente, Augusto Trujillo Céspedes asigna a las transferencias corrientes sin contrapartida el carácter de subvenciones financieras que el presupuesto del gobierno central entrega a los productores como instrumento de política económica, para mantener los precios políticos de ciertos bienes y servicios con el objeto de garantizar resultados económicos y permitirles sustanciales mejoras en la remuneración de los factores de producción. “Las subvenciones o **subsidios sólo se efectúan para procesos productivos o para cubrir pérdidas o inversiones realizadas por empresas públicas**. Para el primer caso las subvenciones se tratan como impuestos negativos sobre los productos, y los otros se tratan dentro de la producción de las respectivas ramas de actividad económica¹⁸¹”. (Negrilla fuera de texto).

“La estrategia de financiamiento de las empresas públicas del sector eléctrico colombiano se basa en el cobro de tarifas relacionadas con el costo económico de prestación del servicio. Este a su vez se define según las inversiones futuras en generación, transmisión y distribución.

Durante el período 1980-1985, la tarifa media al usuario final sólo representó entre el 50% y el 60% del costo económico. En 1986, se

¹⁸⁰ Departamento Nacional de Estadística. “Metodología de las Cuentas Nacionales de Colombia”. DANE Bogotá D E 1979 Pág. 147

¹⁸¹ TRUJILLO CÉSPEDES, Augusto. “Cuentas Nacionales: Fundamentos y Práctica”. Cano Giraldo Editores. Sin Fecha editorial. Pág. 71

unificó la estructura con base en el costo real de la expansión del sector Sin embargo, hasta noviembre de 1990, las empresas sólo cobraron el 68% el costo. [...]”. Y, con la promulgación en 1990 de “las resoluciones 090 y 095 se ajustaron las tarifas y se introdujo la revisión con base en el índice de costos del sector eléctrico. Así, la tarifa al usuario final alcanzó el 75% del costo”. En consecuencia, “la política tarifaría a los usuarios deberá reflejar los costos económicos al nivel de distribución [...]”¹⁸².

En términos políticos y a diferencia del tratamiento dado en la literatura de las Cuentas Nacionales, en la economía de las ramas de bienes y servicios no mercantes e intangibles públicos "el subsidio por sector se determina como la diferencia entre los costos actualizados en que incurren las empresas para llevar una unidad de servicio a un usuario (costo de referencia) y la tarifa media estimada cobrada por la unidad de servicio utilizada"¹⁸³.

En el lapso comprendido entre 1993 y 1998, el costo de referencia, también llamado Costo Incremental Promedio de Largo Plazo, o costo económico de prestación del servicio en la rama de electricidad en la magnitud tarifaría, expresó precios del orden de: \$ 36,41, para 1993; \$ 58,14, en 1994; \$63,78 durante 1995; \$ 86,54 se aplicaron en 1996; \$ 100,38 fue el costo fijado en 1997; y \$ 104,70 constituyó el costo en 1998 “La fijación de tarifas por debajo de los costos u otorgamiento de subsidios genera cargas fiscales y debilita el financiamiento de las empresas de servicios públicos”¹⁸⁴. Sin embargo, analizado retrospectivamente el consolidado de los balances de resultados financieros de las empresas del sector

¹⁸² Departamento Nacional de Planeación. “Estrategia de reestructuración del sector eléctrico”. Documento DNP-2534-UINF-DELEC Mimeo. Bogotá, D.E., mayo 21 de 1991.

¹⁸³ URRUTIA MONTOYA, Miguel. “Consideraciones sobre el ajuste tarifario en el sector eléctrico”. “La eficiencia de la inversión en infraestructura en Colombia”. Revista del Banco de la República. Volumen LXVIII Nros. 808 y 817. Santafé de Bogotá D.C, febrero y noviembre de 1995.

¹⁸⁴ *Ibidem*.

eléctrico, se percibe como el servicio público está puesto a disposición de los usuarios, o clientes de mercado con un margen de rentabilidad económica, superior a la entregada por empresas manufactureras del sector privado.

La política de subsidiación al consumo de electricidad se fundamenta en la existencia de “subsidios cruzados mediante los cuales los usuarios comerciales e industriales tienen tarifas que compensan los precios bajos que se cobran a los usuarios residenciales¹⁸⁵”.

La tabla precedente expresa un asomo a los resultados obtenidos en la aplicación de los llamados subsidios cruzados durante el período 1993-1998.

Tabla 103. Esquema Subsidio Cruzado Otorgamiento - Captación (miles de \$)

AÑOS	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Pilas públicas ⁽¹⁾	Servicio especial	Alumbrado público	Total
SUBSIDIO OTORGADO								
1993	79 036	1 277 436	1 403 761	481 056	185 913	27 347	357 175	3 811 724
1994	96 890	1 566 009	1 720 871	589 727	227 911	33 525	437 861	4 744 794
1995	115 890	1 873 030	2 058 333	705 372	272 604	40 099	523 726	5 589 053
1996	140 425	2 269 639	2 494 083	427349 ⁽²⁾	330 314	48 588	634 599	6 344 997
1997	163 621	2 644 409	2 905 914		398 127	38 197	764 882	6 915 150
1998	148 337	2 397 529	2 634 619		479 264	31 789	921 453	6 612 991
FACTOR FACTURADO⁽³⁾								
Sector	1993	1994	1995	1996	1997	1998	Diferencia ⁽⁴⁾	
Estrato 5	262 810	324 179	385 358	466938	562 801	678 006	(-) 1 185 940	
Estrato 6	202 092	247 745	296 327	359 060	432 775	521 364	(-) 1 523 845	
Industrial	1 932 603	2 369 178	2 833 774	3 433 684	4 138 619	4 985 794	(-) 1 738 869	
Comercial	131 776	161 544	193 223	234 128	282 195	339 960	(-) 1 679 150	
Oficial	64 893	79 552	95 152	115 296	138 967	167 413	(-) 1 292 991	
Auto Consumo	31 610	38 751	46 350	56 162	67 692	81 549	(+) 161 095	
Totales	2 625 784	3 220 949	3 850 184	4 665 268	5 623 049	6 774 086		
(1)	Puntos de conexión colectiva situados en asentamientos periféricos, alimentados regularmente de transformadores con capacidad de 375 Kva.							
(2)	Por mandato de la Resolución CREG 080/95, el estrato Medio (IV) se le otorgó el subsidio hasta junio; a partir de julio se suprimió el subsidio y el cobro por Cargo Fijo.							
(3)	Valores facturados para 1993 de conformidad con la estructura de Tarifas definida por la Junta Nacional de Tarifas (JNT), y a partir de 1994 con aplicación de los parámetros determinados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.							
(4)	Se obtiene al deducir del total de la captación del factor facturado, el valor del subsidio otorgado.							

FUENTE: Para 1993: EPM: Junta Directiva, acta Nro. 1245, para los años posteriores, cálculos con deflatación del IPC.

¹⁸⁵ LECAROS, Fernando. “Programa de reestructuración del sector eléctrico colombiano”. Mimeo. Paipa, mayo 31, junio 1 de 1991.

Nótese como el consolidado comparativo del subsidio otorgado con respecto al factor captado para atender el “subsidio” en el período comprendido entre 1993 y 1997 muestra una diferencia negativa, en tanto que, para 1998 el consolidado muestra una cifra positiva, cifra que expresa la existencia de un excedente económico puesto a disposición del “fondo de solidaridad y redistribución de ingresos” para ser entregado a empresas de la misma naturaleza y servicio que cumplan sus actividades en la misma entidad territorial al de la empresa aportante¹⁸⁶.

En sustitución de ese esquema y con fundamento en las directrices emanadas de la Constitución política de 1991 se ha venido introduciendo, a la estructura de tarifas de las diferentes electrificadoras, “un esquema de subsidios directos a los usuarios de menores recursos económicos para permitirles a las familias pobres acceder al servicio eléctrico, aspiración legítima de todos los colombianos [...]”¹⁸⁷.

El Estado debe fijar los precios de los bienes y servicios que produce (servicios públicos y gasolina) o controla (avalúos catastrales, arrendamientos, medicamentos) en función del objetivo de inflación y aumentar la productividad de las empresas públicas [...].

Los subsidios se orientarán de acuerdo con un nuevo modelo de asignación de recursos, dirigido a premiar la eficiencia, así como los logros en cobertura y calidad del servicio que puedan suministrar las empresas oferentes, en disposición de cubrir zonas geográficas del mercado[...].

¹⁸⁶ Ley 142 del 1 de julio de 1994.

¹⁸⁷ VERGARA MUNÁRRAIZ, Luis Fernando. Ministro de Minas y Energía. Seminario: Participación privada en el sector eléctrico colombiano. “El sector privado: un aliado importante en el desarrollo eléctrico nacional” Mimeo Cartagena, Agosto 30 de 1991.

El gobierno nacional creará un marco tarifario que refleje el costo de los servicios¹⁸⁸ y focalice los subsidios en la población más pobre¹⁸⁹, privilegiando “la utilización de los denominados “subsidios de demanda”, en lugar de los subsidios generalizados de oferta, con el fin de focalizar mejor la acción social del Estado...¹⁹⁰”, promoviendo en el sector eléctrico, al mismo tiempo programas que flexibilicen la utilización y “manejo de la curva de demanda¹⁹¹ orientada a la aplicación de esquemas tarifarios y de precios que reflejen los costos de producción y distribución orientados a obtener .a libre competencia que permita la sostenibilidad financiera del sector [...]”¹⁹².

La sostenibilidad se sustenta en el hecho de que las empresas prestadoras de "Servicios Públicos Domiciliarios" del tipo mercante intransferibles guiarán el giro de sus actividades comerciales hacia el logro de una suficiencia financiera, soportada en el esquema financiero definido por las Comisiones de Regulación para garantizarles un ambiente de mercado tal que permita:

- 1° La recuperación total de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión la recuperación y el mantenimiento,

¹⁸⁸ Corresponde a las Comisiones Reguladoras diseñar fórmulas tarifarias desarrollando un marco de tarifas en correspondencia a los costos económicos reportados por las diferentes empresas de “Servicios Públicos Domiciliarios”, al tenor de las disposiciones promulgadas por la autoridad competente para regular la materia.

¹⁸⁹ Los “subsidios tarifarios” serían focalizados hacia consumidores de los estratos 1 y 2, eventualmente el estrato 3, según criterio de las respectivas Comisiones de Regulación. Los subsidios así focalizados se dirigirían a la recuperación de valores invertido por las empresas con la finalidad de prestar el servicio.

¹⁹⁰ PERRY, Guillermo. et. al. “El Plan de Desarrollo de la Administración Gaviria” en “Aspectos Macroeconómicos del Plan de Desarrollo”. Debates de coyuntura económica Nro. 23. Fescol, marzo de 1992.

¹⁹¹ Una curva de demanda, como la ilustrada en la gráfica, corresponde a las horas pico en que se exige una mayor carga a la empresa suministradora del servicio.

¹⁹² “El Salto Social. Bases para el Plan Nacional de Desarrollo 1994-1998” Separata del periódico “El Tiempo”

- 2° Remuneración del patrimonio de los accionistas en la misma forma en que lo remuneraría una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable,
- 3° Utilización de tecnologías y sistemas administrativos que estimulen garantizar continuidad, calidad y seguridad a los usuarios y clientes,
- 4° Establecimiento de señales e indicadores que estimulen la competencia entre empresas operadoras para la ofertación de unidades de servicio hacia los diferentes mercados de Servicios Públicos.

“Las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se regirán por principios de solidaridad y redistribución del ingreso entendiéndose que al diseñar el régimen tarifario se tendrá en cuenta el establecimiento de unos factores para que los sectores de consumo de mayores ingresos ayuden a que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los consumos de electricidad que cubran sus necesidades básicas”, correspondiendo a las comisiones de regulación “definir los factores que deban aplicarse a las tarifas de cada sector de consumo con destino a cubrir los subsidios a los consumos de subsistencia de los usuarios de menores ingresos”. Estos factores deben tener en cuenta:

- a) la capacidad de pago de los usuarios de menores ingresos,
- b) los costos de prestación del servicio, y
- c) el consumo de subsistencia que deberá ser establecido de acuerdo con las regiones

En concordancia con lo establecido [...] aplíquese los factores para establecer el monto de los recursos que los usuarios residenciales deben hacer, aportes que no excederán del 20% del costo de la

prestación del servicio, para subsidiar los consumos de subsistencia de los usuarios residenciales de menores ingresos.

El faltante de los dineros para pagar la totalidad de los subsidios será cubierto con recursos del presupuesto nacional, [...] los subsidios se pagaran a las empresas distribuidoras y cubrirán no menos del 90% de la energía equivalente efectivamente entregada hasta el consumo de subsistencia a aquellos usuarios que por su condición económica y social tengan derecho a dicho subsidio [...]. Las empresas de electricidad recaudarán las sumas correspondientes a estos factores en las facturas de cobro por ventas de electricidad [...]. Así mismo, en las facturas de los usuarios de menores ingresos establecerán el valor del subsidio otorgado¹⁹³.

"Las Comisiones de Regulación exigirán [...] que, al cobrar las tarifas (las empresas prestadoras del servicio) distingan en las facturas entre el valor que corresponde al servicio y el factor que se aplica para dar subsidios a los estratos 1 y 2 (...). Los concejos municipales están en la obligación de crear "fondos de solidaridad y redistribución de ingresos", para que al presupuesto del municipio se incorporen las transferencias que a dichos fondos deberán hacer las Empresas de Servicios Públicos [...].

Los recursos de dichos fondos deberán ser destinados a dar subsidios a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3, como inversión social [...] las comisiones sólo permitirán que el factor o factores [...], se incluyan en las facturas de inmuebles residenciales de los estratos 5 y 6, y en las de los usuarios industriales y comerciales [...]

Quienes presten los servicios públicos harán los recaudos de las sumas que resultaren al aplicar los factores [...] y los aplicarán al pago de subsidios [...]

¹⁹³ Ley 143 del 11 de julio de 1994. Artículos 3°, 6°, 23° y 47°.

Al presentarse superávit, por este concepto, en Empresas de Servicios Públicos oficiales de orden distrital, municipal o departamental se destinarán a “fondos de solidaridad y redistribución de ingresos para empresas de la misma naturaleza y servicio que cumplan sus actividades en la misma entidad territorial al de la empresa aportante¹⁹⁴”.

Para que las personas de menores ingresos, conectadas a las redes de “Servicios públicos” domiciliarios en los estratos 1, 2, y eventualmente 3¹⁹⁵, puedan pagar las tarifas de los servicios públicos domiciliarios que cubran sus necesidades básicas¹⁹⁶, la nación, los departamentos, los distritos, los municipios y las entidades descentralizadas, podrán conceder subsidios en sus respectivos presupuestos de acuerdo a las siguientes reglas:

- 1° Deben indicar específicamente el tipo de servicio subsidiado.
- 2° Se señalará la entidad prestadora que repartirá el subsidio.
- 3° El subsidio debe hacerse entre los usuarios como un descuento en el valor de la factura que éste debe cancelar, conforme a lo dispuesto en esta ley (142/94-99.3) y en las ordenanzas y acuerdos según el caso.
- 4° Los subsidios no excederán en ningún caso, el valor de los consumos básicos o de subsistencia, Los Alcaldes y los concejales tomarán las medidas [...] para crear en el presupuesto municipal, y ejecutar, apropiaciones para subsidiar los consumos básicos de acueducto y saneamiento básico de los usuarios de menores recursos¹⁹⁷.

¹⁹⁴ Ley 142 del 1 de julio de 1994.

¹⁹⁵ Programa 4.1.3.5 adoptado mediante el artículo 20 de la ley 188 de 1995, promulgada el 2 de junio por el Congreso Nacional para adoptar el "Plan nacional de desarrollo e inversiones 1995-1998",

¹⁹⁶ Constitución Política de Colombia, artículo 368.

¹⁹⁷ Ley 142 de 1994, promulgada por el Congreso de la República el 1° de julio.

En lo que respecta al servicio de electricidad la ley 188/95 ordena mantener en los 200 kwh/mes el consumo de subsistencia para los usuarios del sector eléctrico en todo el territorio nacional, exceptuando las entidades territoriales que desde antes del 1° de noviembre de 1994 estuvieran aplicando un consumo de subsistencia inferior, aplicable en los territorios en donde se tuviere acceso a energéticos sustitutos de la electricidad, para los que el consumo de subsistencia estaba fijado en los 100 kwh/mes¹⁹⁸.

Subsidios para la población pobre que garanticen el acceso a los servicios públicos domiciliarios, tanto en materia de conexión como de tarifa, conforme con la ley y los criterios de focalización previstos en el artículo 30 (ley 60 de 1993)¹⁹⁹.

Tabla 104. Cuenta Típica Servicios "Públicos" Servicio Electricidad Estrato Bajo/Bajo 1998

MES	CONSUMO DE SUBSISTENCIA			CONSUMOS DE NIVELACIÓN						Cargo fijo mes	Total consumo Kwh/mes	Total factura
	Cons. Sub. kwh	Tarifa Kwh/m	Factura Sub. \$/mes	Nivelación 1			Nivelación 2					
				Cons. kwh	Costo Refer. \$/kwh	Factura (CN1) \$/mes	Cons. kwh	Costo Refer. \$/kwh	Factura (CN2) \$/mes			
Ene.-98	170	26,31	4 472,70	30,00	60,23	1 806,90	46,00	100,38	4 617,48	921,00	246	150 818,08
Feb.-98	170	26,64	4 528,80	30,00	60,23	1 806,90	48,00	100,38	4 818,24	933,00	248	12 086,94
Mar.-98	165	26,97	4 450,05	35,00	62,82	2 198,70	54,00	104,70	5 653,80	944,00	254	13 246,55
Abr.-98	165	27,31	4 506,15	35,00	62,82	2 198,70	43,00	104,70	4 502,10	956,00	243	12 162,95
May.-98	160	27,58	4 412,80	38,00	62,82	2 387,16	59,00	104,70	6 177,30	968,00	257	13 945,26
Jun.-98	160	27,99	4 478,40	40,00	62,82	2 512,80	58,00	104,70	6 072,60	980,00	258	14 043,40
Jul.-98	155	28,34	4 392,70	45,00	62,82	2 826,90	52,00	104,70	5 444,40	992,00	252	13 656,00
Ago.98	121	28,69	3 471,49	79,00	62,82	4 962,78	16,00	104,70	1 675,20	1 005,00	216	11 114,47
Sep.-98	120	29,02	3 482,40	80,00	62,82	5 025,60	14,00	104,70	1 465,80	1 017,00	214	10 990,80
Oct.-98	120	29,38	3 525,60	80,00	62,82	5 025,60	50,00	104,70	5 235,00	1 030,00	250	14 816,20
Nov.-98	120	29,79	3 568,80	80,00	62,82	5 025,60	82,00	104,70	8 585,40	1 043,00	282	18 222,80
Dic.-98	120	30,11	3 613,20	80,00	62,82	5 025,60	15,00	104,70	1 570,50	1 055,00	215	11 264,30
Totales			48 959,09			35 777,64			54 247,32			150 778,05

Cons. = Consumo.
 Sub. = Subsistencia.
 Ref. = Referencia.
 CN1 = Consumo de Nivelación 1.
 CN2 = Consumo de Nivelación 2.

FUENTE: EPM: Factura mensual, usuario estrato bajo/bajo (2). Tabulados del autor.

Nótese cómo el consumo de subsistencia, a pesar de la propaganda populista de los funcionarios de los gobiernos de turno, ha sufrido

¹⁹⁸ Ley 188 de 1995 (Diario Oficial No. 41.876, junio 5 de 1995) y Decreto 2545 de 1984.

¹⁹⁹ Inciso 5°, artículo 543, Decreto 2626 de noviembre 29 de 1994. Departamento Nacional de Planeación. "Participación en los ingresos corrientes de la nación. Documento COMPES social 031-Vicepresidencia-Mingobierno-Minhacienda-DNO: UDT de 1995, Febrero 10.

una doble modificación. En primer lugar, sobre el llamado “subsidio otorgado” referido a la cuenta típica utilizada y que expresa un 33,81% ponderado del “costo de referencia” durante 1998 se aplicó una tasa indexatoria del 1,21 % mensual llevando el valor del Kwh. de \$ 26,31 en enero a \$ 30,11 en diciembre, presentando un crecimiento del 14,44%. De otra parte, el volumen de kilovatios hora subsidiados pasaron de 170 en enero a 120 en diciembre, denotando un decrecimiento en la electricidad subsidiada del 41,67%; de suerte que, en los consumos de electricidad subsidiada el estrato, al que corresponde la muestra de la cuenta típica, asumió un incremento real del 27,23% durante 1998.

Tabla 105. Sinopsis del Subsidio en la Facturación EPM 1998

Con. Sub. kwh	Costo Referencia		Total Costo	Vr./Con. Costo ref.	Facturado Consumo Sub.	Cargo Fijo Mes	Valor Factura Usuario	Valor Subsidio Consumo	Valor Factura Consumo
	Factura Usuario	Asumido Empresa							
(1)	(2)	(3)	(4)	(5) (1x4)	(6) (1x2)	(7)	(8) (6+7)	(9) (1x3)	(10) (5-8)
PESOS CORRIENTES									
170	26,31	74,07	100,38	17 064,60	4 472,70	921,00	5 393,70	12 591,70	11 670,90
170	26,64	73,74	100,38	17 064,60	4 528,80	933,00	5 461,80	12 535,80	11 602,80
165	26,97	77,73	104,70	17 275,50	4 450,05	944,00	5 394,05	12 825,45	11 880,95
165	27,31	77,39	104,70	17 275,50	4 506,15	956,00	5 462,50	12 769,35	11 813,00
160	27,65	77,05	104,70	16 752,00	4 424,00	968,00	5 392,00	12 328,00	11 360,00
160	27,99	76,71	104,70	16 752,00	4 478,40	980,00	5 458,40	12 273,60	11 293,60
155	28,34	76,36	104,70	16 228,50	4 392,70	992,00	5 384,70	11 835,80	10 843,80
121	28,69	76,01	104,70	12 668,70	3 471,49	1 005,00	4 476,49	9 197,21	8 192,21
120	29,02	75,68	104,70	12 564,00	3 482,40	1 017,00	4 499,40	9 081,60	8 064,60
120	29,38	75,32	104,70	12 564,00	3 525,60	1 030,00	4 555,60	9 038,40	8 008,40
120	29,76	74,94	104,70	12 564,00	3 571,20	1 043,00	4 614,20	8 992,80	7 949,80
120	30,11	74,56	104,70	12 564,00	3 613,20	1 055,00	4 668,20	8 950,80	7 895,80

Factura Nominal	Subsidio Nominal	Total	Diferencia	Factura Pagada	Factura Subsidiada	Diferencia	Total	Disparidad Cualitativa
(11) (6/5)	(12) (9/5)	(13)	(14) (12-11)	(15) (8/5)	(16) (10/75)	(17) (16-15)	(18)	(19) (14+17)
EN PORCENTAJE								
26,21	73,79	100,00	47,58	31,61	36,78	68,39	100,00	115,97
26,54	73,46	100,00	46,92	32,01	35,98	67,99	100,00	114,91
25,76	74,24	100,00	48,48	31,22	37,55	68,78	100,00	117,26
26,08	73,92	100,00	47,84	31,62	36,76	68,38	100,00	116,22
26,41	73,59	100,00	47,18	32,19	35,62	67,81	100,00	114,99
26,73	73,27	100,00	46,54	32,58	34,84	67,42	100,00	113,96
27,07	72,93	100,00	45,86	33,18	33,64	66,82	100,00	112,68
27,40	72,60	100,00	45,20	35,34	29,32	64,66	100,00	109,86
27,72	72,28	100,00	44,56	35,81	28,38	64,19	100,00	108,75
28,06	71,94	100,00	43,88	36,26	27,48	63,74	100,00	107,62
28,42	71,58	100,00	43,16	36,73	26,54	63,27	100,00	106,43
28,76	71,24	100,00	42,48	37,16	25,68	62,84	100,00	105,32

FUENTE: EPM: Factura mensual, usuario estrato bajo/bajo (2). Tabulados del autor.

Al cruzar comparativamente las columnas 11 (*valor pagado en pesos*) y 12 (*costo subsidiado y que nominativamente asume la Empresa de "servicios públicos"*) se obtiene los valores expresados en las columnas 15 (*precio facturado al usuario*) y 16 (*valor efectivamente cobrado*) y que expresan, conforme al discurso oficial de las Empresas prestadoras del servicio público domiciliario, el valor señalado en la columna 14. La disparidad expresada en la columna 19, indica la falacia escondida en la llamada "teoría de los subsidios cruzados" pues, en proporción directa a la disminución de la diferencia entre lo subsidiado y lo pagado, expresa una regresión de disparidad cualitativa, contra la economía de los hogares consumidores.

Tabla 106. Cuenta Típica Servicio de Electricidad Estrato 2 Proyección 1999

MES	Consumo subsistencia			Consumos de Nivelación					Tasa Alumbrado Público ²	Cargo Fijo \$/mes	Factura Total Servicio
	Cons. kwh	Tarifa \$/kwh	Factura Subs. \$/mes	Consumo de Nivelación 2							
				Cons. kwh	Costo Refer. \$/kwh	(C N 1) \$/mes	Total Cons. Kwh	Valor Consumo \$/mes			
Ene.-99	75,00	30,19	2 264,25	116,94	136,30	15 938,17	191,94	18 203,17	764,53	1 069,00	20 036,71
Feb-99	68,75	30,59	2 103,06	168,51	136,30	22 070,98	237,26	25 070,98	1 052,98	1 083,00	27 206,96
Mar.-99	62,50	31,00	1 937,50	176,35	136,30	24 036,51	238,85	25 974,01	1 090,91	1 097,00	28 161,91
Abr.-99	55,25	31,41	1 735,40	188,00	136,30	25 624,40	243,25	27 359,80	1 149,11	1 112,00	29 620,91
May.-99	50,00	31,83	1 591,50	183,49	136,30	25 009,69	233,49	26 601,19	1 117,25	1 127,00	28 845,44
Jun.-99	43,75	32,26	1 411,38	198,93	136,30	27 114,16	242,68	28 525,53	1 198,07	1 141,00	30 864,61
Jul-99	37,50	32,69	1 225,88	209,63	136,30	28 572,57	247,13	29 798,44	1 251,53	1 157,00	32 206,98
Ago.-99	31,25	33,13	1 035,31	209,87	136,30	28 605,28	241,12	29 640,59	1 244,90	1 172,00	32 057,50
Sep.-99	25,00	33,57	839,25	181,58	136,30	24 749,35	206,58	25 588,60	1 074,72	1 187,00	27 850,33
Oct.-99	18,75	34,02	637,88	185,62	136,30	25 300,01	204,37	25 937,88	1 089,39	1 203,00	28 230,27
Nov.-99	12,50	34,47	468,38	225,79	136,30	30 775,18	238,29	31 206,05	1 310,65	1 219,00	33 735,71
Dic.-99	6,25	34,93	218,31	262,16	136,30	35 732,41	268,41	35 950,41	1 509,93	1 235,00	38 695,65
Totales			15 430,59			314 426,38		329 856,97	2 973,37	13 802,00	357 512,96

¹ Deflactado con base en el Índice de Precios al Consumidor (IPC).

² Constituye el 24,2% del valor neto de la factura de electricidad, según el artículo 1° del Acuerdo municipal número 76/98.

FUENTE: EPM. Factura mensual Tabulados del autor.

Las series estadísticas referidas al ahorro de electricidad señalan que en el período 1990-1996, los usuarios del estrato 2, conectados al sistema de EPM en el área geográfica de influencia metropolitana de Medellín disminuyeron sus consumos promedio anuales en un 4,93% al pasar de 3.479 kwh/mes de 1990 a 2 868 kwh/mes en 1996. Considerando ese ahorro y, aplicando a la vez la incidencia en la tarifa de 1998 del crecimiento operado en el "costo de referencia" y la aplicación de la tasa de alumbrado público decretada por el Concejo de Medellín, la proyección de los costos

de electricidad doméstica para el estrato 2 tendría en 1999 las repercusiones que presentamos en la tabla precedente.

1.4. LA POLÍTICA PRIVATIZADORA

Según algunos tratadistas, el estudio del patrimonio público gira alrededor de conceptos determinantes de aquellas funciones esenciales que la sociedad le ha asignado al Estado, a través o por intermedio de entidades públicas que, como cualquier personal natural o jurídica, requieren de una serie de elementos económicos traducidos en la existencia de un patrimonio. Por tanto, el análisis del patrimonio público gira en torno al dominio eminente, el dominio público y el dominio privado del Estado.

Dominio eminente. Es un poder que tiene el Estado sobre la totalidad del territorio de su jurisdicción con fundamento en su soberanía, que se traduce en la facultad de tomar medidas en relación con ese territorio cuando las necesidades de la comunidad lo requieran, aun cuando aquél esté sometido a propiedad privada. En comprensión del territorio colombiano, las funciones propias de lo que se considera “dominio emanente” se ejerce indistintamente por las respectivas administraciones de la nación o Estado, los Departamentos, Municipios, Áreas Metropolitanas y demás secciones territoriales administrativas autorizadas por la ley

Dominio público. La distinción entre dominio público y dominio privado del Estado, encuentra antecedentes desde las primeras comunidades humanas, hasta configurarse claramente en el derecho romano mediante los conceptos *res publicae* y *res fisd*, el primero de los cuales designaba las cosas públicas, es decir, aquellas cuyo uso estaba a disposición del público, mientras que el segundo se refería a los demás bienes del gobernante. Con el triunfo de la Revolución francesa, el concepto de soberanía del pueblo condujo a que los bienes del Estado ya no se consideraran

propiedad del gobernante sino de la nación. Sin embargo, la legislación tampoco hizo originalmente la distinción entre dominio público y dominio privado del Estado

Fue la doctrina jurídica la que comenzó a insistir en la necesidad de diferenciar los dos conceptos, distinción que finalmente fue acogida en 1851 por el legislador francés, de donde se ha tomado la esencia doctrinal que en la jurisdicción del Derecho Administrativo, se practica en nuestro medio para identificar los diversos niveles de la propiedad del Estado en el marco capitalista, que rige en las relaciones de la sociedad colombiana

Como resultado de esa idea, el dominio público está constituido por aquellos bienes en los que se manifiesta una propiedad especial del Estado, cuyo contenido es diferente de la propiedad que ejercen los particulares sobre sus bienes. A su vez, el dominio privado está compuesto por aquellos bienes sobre los cuales el Estado tiene una propiedad similar a la de los particulares.

Dominio privado del Estado. Está compuesto por todos aquellos bienes que pertenecen a las personas públicas y que no reúnen las condiciones para hacer parte del dominio público. La característica peculiar del dominio privado consiste en que la propiedad que ejercen las personas públicas sobre él, es similar a la propiedad de los particulares sobre sus propios bienes²⁰⁰.

Además del dominio que sobre ellos ejercen los gobiernos centrales de la administración, en Colombia persisten los gobiernos descentralizados públicos a los que, de cierta manera, se les ha dotado de facultades delegadas y potestativas para ejercer

²⁰⁰ RODRÍGUEZ R., Libardo. "Derecho Administrativo. General y Colombiano", utilizando conceptos de los tratadistas Minicl Marienhof "El dominio público"; André De Laubarére "Manual de derecho administrativo"; Ana Lucía Casuo Ulía y Francisco Buriticá Ruíz "De los bienes del Estado y especialmente de los bienes de uso público": Enrique Say.Luis Laso "Tratado derecho administrativo". Editorial Temis. Bogotá D. E. 1985. Págs. 156a 168.

funciones de dominio sobre partes sustanciales de los bienes pertenecientes al Estado Los establecimientos e institutos públicos, las entidades adscritas a los ministerios y secretarías, las empresas industriales y comerciales, como las sociedades de economía mixta²⁰¹ por medio de los cuales se gestiona la esencia de la seguridad social y de los servicios públicos básicos, hacen parte del complejo mundo descentralizado que en los últimos años, con la implementación de la "política descentralizadora" en que se han empeñado las diferentes administraciones desde el Gobierno de Belisario Betancur hasta nuestros días, han sido sometidas a variables y erráticas políticas para transformar su esencia Duplica, en características de propiedad privada al servicio del capital transnacional.

Al asimilar a las relaciones propias del modelo de capitalismo dependiente implantado en los países controlados por la "metrópoli", el derecho colombiano, en los Códigos Fiscal, Administrativo y Civil asume definiciones jurisprudenciales para clasificar en tres grupos los bienes del Estado, bajo las denominaciones de a) Bienes de uso público, b) bienes fiscales, y, c) bienes del presupuesto.

La designación de los dos primeros grupos las trae el Código Civil al definirlos; la del último no es de procedencia legal. Esos bienes que en el Código Fiscal se llaman "tesoro nacional", están constituidos por las rentas que proporcional al patrimonio público, el producto de los impuestos o la participación por la utilización de bienes públicos. El Código Civil hace la distinción de esos bienes, así:

"Se llaman bienes de la Unión aquellos cuyo dominio pertenece a la República. Si además su uso pertenece a todos los habitantes de un territorio, como es el de las calles, plazas, puentes y caminos, se llaman bienes de la Unión o bienes públicos del territorio."

²⁰¹ Wiesner-Bird, "Finanzas intergubernamentales en Colombia". Departamento Nacional de Planeación. Bogotá D.E., 1981. Págs. 287 a 304.

"Los bienes de la Unión cuyo uso no pertenece generalmente a los habitantes, se llaman bienes de la Unión o bienes fiscales."

La diferencia entre estas dos clases de bienes conforme al texto citado, radica en la forma de su utilización como lo dice la norma legal y aparece lógicamente del término: los bienes de uso público son aquellos que están destinados al uso general de los habitantes de un territorio, pertenecen al Estado como potestad económica y jurídica, pero él no los utiliza en su provecho, sino que están a la disposición de los gobernados

Los bienes fiscales por oposición, son aquellos que pertenecen al Estado, pero que no están al servicio libre de la comunidad, sino destinados al uso privativo del Estado, para sus fines propios, que en ocasiones pueden aparecer incompatibles con la utilización innominada. De estos bienes se dice puestos al servicio del Estado para su uso directo o para la producción de ventajas económicas suyas., en la misma forma que lo están los bienes de apropiación particular en beneficio de su dueño. De aquí resulta la identidad de regímenes jurídicos que se predica de los bienes fiscales y de la propiedad privada de los particulares²⁰².

Las empresas industriales y comerciales del Estado "son organismos creados por la Ley, o autorizados por ésta, que desarrollan actividades de naturaleza industrial y comercial conforme a las reglas del derecho privado, salvo las excepciones que consigna la ley, que reúnen las siguientes características: a) Personería Jurídica, b) autonomía administrativa, y, c) capital independiente constituido totalmente con bienes o fondos públicos comunes, tasas o contribuciones de destinación especial".

Las sociedades de economía mixta son organismos constituidos bajo la forma de sociedades comerciales con aportes estatales y de

²⁰² VIDAL PERDOMO, Jaime. "Derecho Administrativo", Editorial Temis, octava edición, Bogotá D.E., 1985.

capital privado, creados por la ley o autorizados por esta, que desarrollan actividades de naturaleza industrial y comercial conforme a las reglas del derecho privado, salvo las excepciones que consagre la ley El grado de tutela, y en general, las condiciones de la participación del Estado en esta clase de sociedades, se determina en la ley que las crea o autoriza en el respectivo orden salarial

El Código de Comercio también se ocupa de definir esta clase de entidades descentralizadas, concibiéndolas en los siguientes términos' "Son (de) economía mixta las sociedades comerciales que se constituyen con aportes estatales y de capital privado. Las sociedades de economía mixta se sujetan a las reglas de derecho privado y a la jurisdicción ordinaria, salvo disposiciones legales en contrario²⁰³".

La jurisprudencia ha clasificado las sociedades de economía mixta de la siguiente manera:

- 1-. Sociedades en las cuales el Estado posee el 90% o más de su capital, con lo cual el régimen jurídico aplicable es el mismo previsto para las empresas industriales y comerciales del Estado, con fundamento en lo dispuesto en este sentido por el artículo 3 del decreto 3130 de 1968;
- 2-. Sociedades en las cuales el Estado posee entre el 50 y el 90% del capital. En este caso la sociedad es de economía mixta, con carácter oficial (ley 151 de 1959, Art. 4); por la participación importante del Estado sus servidores serán trabajadores oficiales y no trabajadores particulares;
- 3-. Finalmente, aquellas sociedades en que el Estado tenga menos del 50% del capital social, con participación oficial minoritaria,

²⁰³ YUNES MORENO, Diego. "Derecho Administrativo Laboral", Editorial Temis, Bogotá D. E. 1988.

los servidores tienen el carácter de trabajadores particulares y no oficiales.

El agua constituye el recurso natural renovable más importante para la humanidad, pues sin su existencia no habría vida sobre la tierra; las aguas son normalmente destinadas a usos domésticos, agrícolas o industriales. Las aguas de dominio privado están constituidas por las que salen a la superficie por el esfuerzo del hombre y pertenecen al que las ha alumbrado, lo mismo que las de los pozos artesianos o de fuentes particulares y las que nacen dentro de un predio mientras discurren por él. En tanto que las aguas de dominio público comprenden las de los ríos y arroyos, las que brotan con ocasión de obras públicas y las de dominio privado al salir del predio en que nacen²⁰⁴. Ese espíritu de dominio del "recurso natural", se adopta en las primitivas normas del derecho de posesión, consagradas en las leyes promulgadas al calor de las "Constituciones adoptadas, luego de conquistar la independencia de España. Al respecto, una de esas normas preceptuó "Los ríos y todas las aguas que corren por causes naturales son bienes de la Unión, de uso *público* (bastardilla fuera de texto) en los respectivos territorios (...) No se podrán sacar canales de los nos para ningún objeto industrial o doméstico, sino con arreglo a las leyes respectivas²⁰⁵". Una norma mas reciente dispone que "toda persona tiene derecho a utilizar las aguas de dominio público para satisfacer sus necesidades elementales, las de su familia y las de sus animales, siempre que con ello no cause perjuicios a terceros²⁰⁶". Empero, esta disposición de nítido espíritu social, viene a ser desconocida por la Ley al disponer que "quienes presten servicios públicos tienen la obligación de invertir en el mantenimiento y

²⁰⁴ Diccionario de la Lengua Española. Vigésima edición Tomo 1. Pág. 42. Madrid 1984.

²⁰⁵ PEÑA P, Rogelio E. "Constitución Política de Colombia". Hace referencia a la versión de la Ley 57 de 1887 que adopta el Código Civil. De Ecoe, Bogotá D.E. 1990. Págs. 194-195.

²⁰⁶ Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente.

recuperación del bien publico explotado a través de contratos de concesión²⁰⁷".

Como entidad territorial fundamental de la división político-administrativa del Estado, el legislador le ha asignado al municipio la función de suministrar los "servicios públicos" esenciales y básicos, en cuyo objeto social está facultado, a través de diversos recursos jurídicos y económicos, para adquirir los bienes que para ello sea pertinentes, bienes que no podrán ser gravados con impuestos directos nacionales, departamentales y municipales, y algunos de estos bienes, especialmente los dedicados a las vías puentes y acueductos públicos no podrán enajenarse ni reducirse en ningún caso²⁰⁸".

Para atender la cobertura de los servicios no transables de Acueducto y de Electricidad, Empresas Publicas de Medellín utiliza "aguas de dominio público" como recurso natural para ser entregado a los usuarios conectados a las redes de abasto del primero y de suministro del segundo. En materia de cobertura hay que distinguir entre la que está destinada a satisfacer necesidades básicas que redundan en un mayor desarrollo de la calidad de vida humana, de aquellas coberturas que compensan necesidades del crecimiento industrial y comercial del conjunto social.

En este orden de ideas, es preciso delimitar el carácter de la Empresa de Servicios Públicos, que tiene por objeto suministrar bienes y servicios básicos no transables, satisfactores de necesidades esenciales de grandes y pequeños núcleos humanos, de la empresa que tiene por misión la de prestar un servicio de índole mercantil a agentes que despliegan encadenamientos productivos y comerciales en condiciones de transformar los costos que representan los servicios percibidos en insumo de valor

²⁰⁷ Ley 142/94, artículo 25.

²⁰⁸ Código de Régimen Político y Municipal, Decreto 1333/86, artículo 170.

agregado a los productos fabricados y comercializados, que finalmente serán consumidos en los hogares.

El título I, que consta de dos artículos, un párrafo y seis ordinales, define "de las personas prestadoras de servicios públicos". El artículo 15 determina que "pueden **prestar** los servicios públicos: Las empresas de servicios públicos; personas naturales o jurídicas que produzcan para ellas mismas, o como consecuencia o complemento de su actividad principal, los **bienes y servicios** propios del objeto de las empresas de servicios públicos; los municipios cuando asuman en forma directa, a través de su administración central, la prestación de los servicios públicos; las organizaciones autorizadas conforme a la ley 142 para prestar servicios públicos en municipios menores en zonas rurales y en áreas o zonas urbanas específicas; las entidades autorizadas para prestar servicios públicos durante los períodos de transición previstos en la presente ley; y las entidades descentralizadas de cualquier orden territorial que al expedirse la ley estén prestando cualquiera de los servicios públicos y se ajusten a lo establecido en el párrafo del artículo 17 que faculta a los propietarios que no deseen que su capital esté representado en acciones, deberán adoptar la forma de **empresa industrial y comercial del Estado** (la bastardilla nos pertenece).

A medida que los individuos y las comunidades producen más, quieren tener más necesidades satisfechas y gozar de una vida más cómoda. Los servicios públicos de que dispone un lugar dan en gran parte la medida de su adelanto, no teniendo solamente que ver con el bienestar y conveniencia de las personas y con la presentación y aspecto urbano, sino con la eficiencia en el trabajo, el auge industrial y comercial, el progreso científico y técnico y el avance social. Un sitio vale en el grado en que conceda importancia a sus

servicios públicos como base de la bien andanza futura y signo de su riqueza²⁰⁹.

El capítulo I del título, de los artículos 17 a 26, se encarga de definir la naturaleza; el objeto; el régimen jurídico de las empresas de servicios públicos; el régimen jurídico de las empresas de servicios públicos en municipios menores y zonas rurales; la administración común; el régimen de funcionamiento; el ámbito territorial de operación; el régimen tributario; las concesiones y permisos ambientales; y los permisos municipales

El capítulo II del título se encarga de establecer las reglas especiales referentes a la participación de entidades públicas;

Finalmente, el capítulo III del título, en dos artículos se ocupa de los bienes de las empresas de servicios públicos; de sus redes y del amparo policivo²¹⁰.

Los servicios públicos que son suministrados a la población en grandes, medianos y pequeños centros urbanos, a través de redes o tuberías no permiten la competencia entre empresas oferentes. El usuario no tiene opción de escoger entre varias empresas y carece de la "libertad comercial" de recurrir a un servicio para pagar una tarifa menor. Necesariamente tiene que conectarse a la empresa que suministra el servicio en el área donde se encuentra ubicada su vivienda.

Desde mediados de 1973, y como respuesta a la crisis de los energéticos, el capitalismo desarrollado integrado por Estados Unidos (con Canadá), Europa occidental (liderada por Alemania) y Japón, como vértices de un inmenso triángulo de poder, constituyen

²⁰⁹ OSPINA, E. Libardo. "Una vida, una lucha, una victoria". Editorial Colina. Medellín, octubre de 1996. Pág. 101.

²¹⁰ Ley 142. "Legislación Económica" Nro. 1004. Sámate de Bogotá D.C., agosto 15 de 1994. Pag.s. 159 a 164.

la "Comisión Trilateral", embrión de la actual estructura tripolar de bloques comerciales que ahora domina la economía mundial, monopolizando para sí el 18% de la riqueza y del comercio mundiales²¹¹, para representar la materialización de una visión de "Nuevo Orden Internacional" mas acorde con los intereses de los países desarrollados²¹².

Al declararse México en insolvencia económica para atender sus compromisos de endeudamiento externo, se dan los síntomas asfixiantes de las economías agobiadas por la dureza de las exigencias del Fondo Monetario Internacional, orientadas a redefinir los condicionamientos de los términos en que se habían pactado los fondos provenientes del endeudamiento externo, dirigidos a construir infraestructura local, expresada en vías y medios de comunicación, centrales hidroeléctricas y portuarias que posibilitaran el crecimiento industrial y la circulación acelerada de las mercancías elaboradas por compañías transnacionales que rápidamente se iban adueñando de los mercados internos de los países deudores, en la proporción de su exposición cada vez mayor a los saldos de endeudamiento.

A partir de 1978 Colombia introduce, en su política financiera exterior, una incontrolada "apertura" al endeudamiento externo. Inaugura la década de los 80's con un saldo de deuda externa del orden de los 5 691 millones de dólares²¹³, de los cuales 2.228 millones fueron saldos de endeudamiento asumidos por el sector privado de la economía. Al culminar la década, el endeudamiento

²¹¹ Programa de las Naciones Unidas para el desarrollo. "Desarrollo Humano. Informe 1992". Tercer Mundo Editores. Santafé de Bogotá D.C., 1992.

²¹² PERNETT GARCÍA, Erick. "Fin de milenio. Nuevo "orden mundial". Corporación Centro de Estudios Alejandro López. Medellín, 1983.

²¹³ OCAMPO, José Antonio y LORA, Eduardo. "Colombia y la deuda externa: de la moratoria de los treinta a la encrucijada de los ochenta". Tercer mundo editores. Bogotá D.E., 1988.

externo se coloca en un saldo de 17 604 millones de dólares²¹⁴, de los cuales 3.329 millones son deudas contraídas por el sector privado. Esos saldos han sido canalizados hacia los siguientes sectores:

Tabla 107. Destinación Empréstitos (porcentaje)

Infraestructura		Crecimiento		Desarrollo Urbano		Gobierno	
Energía	26,00	Industria	4,79	Saneamiento	3,64	Defensa	5,52
Transporte	8,75	Minería	19,13	Salud	1,36	Otros	17,06
Comunicaciones	2,51	Agropecuario	6,78	Educación	1,51		
Desarrollo urbano	2,86	Preinversión	0,07				
Totales	40,12		30,77		6,51		22,58

FUENTE: Contraloría General de la República. "Informe Financiero, 1993".

Hacia los subsectores energía y minería, se ha canalizado el 45,13% de los empréstitos externos, colocando el **perfil del desarrollo económico del país** bajo los designios de una política externa favorable a los intereses dominantes de las corporaciones transnacionales del capital imperialista.

Desde finales de 1990 representantes de la administración de Empresas Públicas de Medellín, vienen lanzando a diferentes niveles, opiniones enmarcadas en la ideología 'neoliberal capitalista', argumentando en torno al carácter de la propiedad de la Empresa. Bajo el título "una propuesta de solución a la problemática del sector eléctrico colombiano", en noviembre de 1990²¹⁵ se argumentaba: "debe estimularse una sana competencia entre las empresas del sector público y de éstas con el sector privado", como premisa para encontrar una solución a los continuos problemas de financiamiento que aquejan a las empresas para lograr una "absoluta claridad en las relaciones comerciales, dando correctas señales al mercado, operando con costos económicos, incentivando la competencia, premiando la eficiencia y permitiendo la

²¹⁴ URIBE E., José Darío. "Flujos de Capital en Colombia: 1978-1994". En: Revista del Banco de la República. Santafé de Bogotá D.C., enero 1995.

²¹⁵ Empresas Públicas de Medellín. Revista Técnica. Vol. 14, Nros. 1 y 2. Ene.-Jun. 1992.

participación de la empresa privada." En "presentación de las empresas públicas de Medellín ante la Asamblea Nacional Constituyente", en abril de 1991²¹⁶, se expuso: "Los servicios públicos se pueden clasificar según su naturaleza y según los aspectos de pago. Según su naturaleza, estos se clasifican en esenciales y no esenciales; y estos últimos se dividen en servicios básicos y de valor agregado. Según sus aspectos de pago los servicios públicos pueden ser gratuitos o retribuidos. Los servicios retribuidos son subsidiados cuando la tarifa que paga el usuario no cubre su costo de prestación, autocosteables cuando la tarifa es igual al costo y servicios que generan excedentes en el caso de que la tarifa sea mayor al costo. La prestación de los servicios públicos domiciliarios puede estar a cargo de personas públicas o privadas." Y, para acabar de redondear las propuestas que serían acogidas en el espíritu de las leyes de telecomunicaciones, energía eléctrica y servicios públicos domiciliarios, en julio de 1991²¹⁷, en documento titulado "consideraciones generales de la reorganización del sector eléctrico colombiano", se presenta la propuesta final de que la aplicación de criterios de economía de mercado permitirá minimizar la discrecionalidad en el manejo del sector, aprovechar el proceso de descentralización en que se ha empeñado el país e introducir el concepto de la competencia", con lo que debería motivarse "la participación del sector privado en las actividades necesarias para la prestación del servicio eléctrico, la cual resulta deseable para liberar en alguna medida la pesada carga financiera que le ha correspondido al Estado."

Con aquellos antecedentes, y ya logrado el objetivo de plasmar en leyes las intenciones de traslado de los activos de las empresas estatales al sector de inversionistas privados, en octubre de 1994, la Gerencia General, por intermedio del grupo de definición empresarial, presenta (en principio en "documento confidencial") a la opinión pública la "propuesta de definición empresarial para

²¹⁶ *Ibidem.*

²¹⁷ *Ibidem.*

Empresas Publicas de Medellín", en la que se han consignado las siguientes opiniones:

"Los mercados de bienes y de capitales juegan un papel preponderante en la solución del problema de la distribución de las ganancias de la productividad. [...] por ello [...] parece conveniente explorar la opción que el Municipio establezca con las empresas de su propiedad una relación similar a la que prevalece en el sector privado. [...] Con base en (esas) premisas, el Municipio debería poner como norte de su estrategia en servicios públicos la enajenación total de sus activos vinculados a esa actividad. (.,) El primer paso () es transformar la empresa en una sociedad de economía mixta. [...] la participación privada sena pequeña y estaría limitada a una participación de los empleados y trabajadores [...] el nuevo marco institucional y legal de los servicios públicos en Colombia promueve su transformación en actividades mercantiles, esto (sic) es actividades en las que los agentes estén al frente de la prestación de servicios públicos mediando una *rentabilidad financiera razonable en función del nesgo en un mercado competido*. [...] Esta propuesta [...] prepararía a la empresa para una estrategia agresiva de penetración al mercado [...] y de mutación de la *participación accionaría de pública en privada* [...] *la opción de privatización total es la que mejor responde a la seguridad patrimonial* del Municipio de Medellín²¹⁸".

Con respecto a la empresa de telecomunicaciones, rotundamente se propone "vender el 50,1% de las acciones a inversionistas privados o disminuir hasta el 49,9% la participación publica, mediante la emisión de acciones. [...] El valor estratégico de una organización se mide por el potencial de sus mercados y servicios [...] El valor actual de la empresa [...] dependería no sólo de sus

²¹⁸ EPM. Gerencia General. Grupo de Definición Empresarial. "Propuesta de Definición Empresarial para Empresas Públicas de Medellín". Medellín., octubre de 1995. Mimeo, 161. páginas. Periódico "El Colombiano", Medellín, octubre 10/95, Pág. 3B. La bastardilla nos pertenece.

activos y de su mercado, sino también de las oportunidades de negocios que se detecten y se incorporen a su plan de telecomunicaciones”

Para vencer las resistencias que la presentación de la propuesta ha producido en sectores de la opinión y de usuarios del servicio, en documento suscrito por el grupo de definición empresarial, calendado en agosto de 1995, se afirma que "sintéticamente, el núcleo de propuesta es la conformación de dos empresas, a partir de la actual EE.PP.MM. La primera, que denominamos Empresa Matriz, integraría bajo una misma persona jurídica los servicios de acueducto y alcantarillado, gas por red, distribución de electricidad y generación de electricidad. [...] sería de propiedad mayoritaria del Municipio y en un pequeño porcentaje del sector privado La segunda surgiría del actual servicio de telecomunicaciones, que también sería empresa mixta, la participación privada podría ser más sustancial y la propiedad del Municipio se ejercería por intermedio de la Matriz (que), sería también propietaria de las participaciones que actualmente tiene la Empresa en otras entidades y crearía y participaría en las empresas satélites que requiera para incursionar en otros mercados Con los recursos provenientes de la enajenación parcial de la Matriz y de la Empresa de Telecomunicaciones se crearía un Fondo de Inversión Social cuyos rendimientos reales estarían anualmente a disposición del Municipio para su inversión en programas de bienestar ciudadano más convenientes a JUICIO de la Administración y el Concejo municipales²¹⁹".

Como en la lógica privatizadora del "Grupo Gerencial de Definición Empresarial" esta la de transformar el carácter público de la propiedad de la empresa, mediante subasta accionaria a disposición del capital privado, nos proponemos realizar un ejercicio simple en tomo a la posibilidad de que sean los empleados y trabajadores de

²¹⁹ Ibídem

la empresa quienes tengan acceso a la compra de la porción de la empresa matriz, que sería puesta en venta; con la consiguiente valoración de los activos y del mercado influido actualmente por el giro de los negocios de la empresa. Al valor de los activos de 1994, hemos convenido en aplicar una tasa de valoración correspondiente al uno punto cero por ciento (1%) por cada año promedio de vida útil de los grupos homogéneos de activos, involucrados en el giro comercial de Empresas Públicas de Medellín y convenidos en 22.3 años, y de agregarle la porción de los saldos aún no desembolsado de los empréstitos contratados, lo cual nos permite presentar la hipótesis de cuantificación siguiente, como el valor de Empresas Públicas a ser considerado para las factibles propuestas de negociación, desprendibles de la propuesta del "grupo gerencial de definición empresarial":

Tabla 108. Hipótesis De Valor Comercial (Millones de pesos)

Empresa	Activos*	Valorados	Valor del endeudamiento		Usuario
			Utilizado**	Por utilizar	
Acueducto	1 108 509	1 355 707	210 468 ⁽¹⁾	112 170 ⁽²⁾	567 535
Energía	2 343 847	2 866 525	264 661 ⁽³⁾	338 227 ⁽⁴⁾	626 182
Telecomunicaciones	561 608	686 847	67 204	36 782 ⁽⁵⁾	614 683
Totales	4 013 964	4 909 079	542 333	487 179	614 683
⁽¹⁾	Crédito Interno	8 126 millones de pesos		Expresión deuda en %	
⁽²⁾	Carta de Crédito	1 445 millones de pesos	Empresa	Utilizada	Por utilizar
⁽³⁾	Crédito Interno	86 66 millones de pesos	Acueducto	18,99	10,12
⁽⁴⁾	Carta de Crédito	6 758 millones de pesos	Energía	11,29	14,43
⁽⁵⁾	Carta de Crédito	8 210 millones de pesos	Telecomunicaciones	11,97	6,55
			Promedio	14,08	10,37

* En millones de pesos de 1994. Incluye el valor del saldo por utilizar.

** Valor incluido en los activos.

FUENTE: EPM. Balance financiero 1994.

Por disposiciones del Derecho Administrativo, y conservando el carácter de "Empresas Industriales y Comerciales del Estado", constituyen Sociedades de Economía Mixta, todas aquellas Empresas en las cuales el Estado es titular de un determinado porcentaje de su capital social. Cuando el Estado es propietario hasta del 90%, o posee entre el 50 y el 90% del paquete accionario, sus servidores son considerados trabajadores oficiales y no particulares. Cuando la participación del Estado en el capital social de la empresa es menor del 50%, con participación minoritaria, los

servidores tienen el carácter de trabajadores particulares y no oficiales

Para administrar y operar los servicios domiciliarios, suministrados a los usuarios conectados a las redes de distribución, Empresas Públicas de Medellín cuenta con 6 400 servidores. El valor del fondo consolidado de cesantías a disposición de aquellos a diciembre de 1994, correspondía a los 9 845 millones de pesos, valor que representa el 0,20% de la valoración de activos convenida.

Toda vez que la propuesta se circunscribe, de una parte a la colocación en venta del 10% de las acciones de la empresa matriz, conformada por las de acueducto, alcantarillado, energía y gas, y de otro lado a la venta del 50,1% de las de la empresa de telecomunicaciones, buscando la participación de operadores internacionales; para ello se requiere determinar el precio en "Bolsa de Valores" de las unidades accionarias en que se convertiría el capital social de la empresa. Sin embargo, para lograr una aproximación, hemos adoptado un precio unitario hipotético por acción de \$ 3 135,82, surgido como promedio de las transacciones realizadas por la Bolsa de Medellín en su rueda de octubre 9 de 1995²²⁰ de 13 paquetes de valores inscritos de empresas industriales, comerciales y financieras. Como hipótesis de venta, conforme a los postulados de "Grupo Gerencial de Definición Empresarial", presentamos a continuación:

Tabla 109. Hipótesis Venta Empresarial (millones de pesos)

Matriz 10%	Valor activos en venta¹	Compra deudas¹	Número de accionistas²
Acueducto	135 570.7	32 263.8	43 232 934
Energía	286 652.5	60 288.8	91 412 294
Subtotal	422 223.2	92 552.6	134 645 228
Telecomunicaciones 50,1%	350 292.0	53 032.9	111 706 895
Totales	772 515.2	145 585.5	246 351 895

¹ La compra de deuda corresponde a la porción de saldos de empréstito recibidos y aún

²²⁰ EPM. Junta Directiva. Grupo de Definición Empresarial. Citado.

Tabla 109	Continuación
de los no desembolsados.	
² Corresponde a la parte que del total accionario se colocaría en venta.	
FUENTE: Cálculos del autor.	

Nótese que, al negociar los porcentajes colocados en venta, el inversionista preferencial, que en este caso lo constituyen los empleados y trabajadores de la empresa, estaría asumiendo unos porcentajes significativos del endeudamiento de la empresa (29,8% acueducto, 21,03% energía y 15,14% telecomunicaciones). Hemos dicho que el "fondo cesantial" tiene un valor de 9 845 millones de pesos: de contar con la aquiescencia de empleados y trabajadores para la compra de acciones de la empresa, los dineros de este fondo, que es el ahorro real del cual se podría partir, sólo alcanza para cubrir el 7,26% del precio de venta del 10% de la empresa de acueducto; el 3,43% del de la de energía eléctrica y del 2,81% de la empresa de telecomunicaciones. Es decir, que más del 90% de los porcentajes mínimos privatizados en la primera fase, quedarían en poder de los monopolistas capitalistas, con el sindicato antioqueño a la cabeza, como la corporación de mayor poder financiero en el país.

Con los recursos obtenidos de la enajenación parcial de la Empresa Matriz y de la venta mayoritaria de la de telecomunicaciones - cuantificados por el orden de los 772 515.7 millones de pesos- se propone la creación de "un Fondo de Inversión Social, cuyos rendimientos reales estarían a disposición del municipio para su inversión en programas de bienestar ciudadano, más convenientes a juicio de la Administración y del Concejo municipales²²¹". La creación del "Fondo" en cuestión, implica seguir uno de dos pasos: a) constituir una institución que se encargue de la gestión del

²²¹ RESTREPO GUTIÉRREZ, Mauricio. Gerente General, Empresas Públicas de Medellín. "Preguntas y Respuestas sobre la Definición Empresarial". EPM. Mimeo, Medellín, agosto 1995. Este documento se editó en folleto en septiembre de 1995 y se distribuyó a los trabajadores y empleados, bajo el título: "Hacia una Definición Empresarial".

mismo, b) entregarlo en fiducia al sistema financiero para que éste lo administre. En una u otra eventualidad, el "Fondo" tendría que efectuar definidas apropiaciones, descuentos de los rendimientos anuales, con el objeto de cubrir las erogaciones que requiera su administración.

Hemos convenido utilizar como fórmula de rendimiento anual para el "Fondo de Inversión Social" propuesto, la tasa T.B.S. del 31,30% a 360 días, por considerarla como la adecuada para los fines del presente examen

Tabla 110. Rendimiento Fondo (millones de pesos)

Empresa	Rendimiento 31,3% anual	Cuota administrativa		Recapitalización 3%
		T8%	12%	
Acueducto	42 433.7	3 397.6	5 092.0	1 273.0
Energía	89 722.2	7 177.8	10 766.6	2 691.6
Subtotal	132 155.9	10 575.4	15 858.6	3 964.6
Telecomunicaciones	109 641.4	8 771.3	13 156.0	3 289.2
Totales	241 797.3	19 346.7	29 015.5	7 253.8

FUENTE: Cálculos del autor.

De la tabla se desprende que, de aplicarse la metodología de participación sugerida y una vez deducidos los gastos administrativos en que incurriría el "Fondo de Inversión Social", y deducida igualmente la cuota de recapitalización, en Municipio podría disponer de cerca de 215 mil millones de pesos, en comparación a los 21 300 millones que percibió en 1994 con aplicación de los porcentajes de participación al Presupuesto Municipal y al "Instituto Mi Río", previstos en las normas reglamentarias que en torno al tema ha promulgado el Concejo de Medellín.

Hemos demostrado que, tanto en el ejercicio de sus negocios como en el contenido fáctico de sus actividades empresas Públicas de Medellín, se ha transformado paulatinamente en un establecimiento al servicio de los intereses acumulativos del capital, tanto privado como del Estado. Que esto es así, no obstante las diferentes

manifestaciones de sus funcionarios a través de los medios de comunicación, lo demuestra la alta tasa de rentabilidad que se le ha adjudicado a las tarifas que se cobran a los usuarios de los servicios mercantes distribuidos en áreas geográficas del territorio nacional por medio de redes monopolizadas de distribución

2. LA NUEVA TARIFACIÓN TELEFÓNICA DE EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN

Para facturar al usuario del Servicio Público Domiciliario de Telefonía Básica Conmutada, el legislador colombiano había definido que la tarifa se liquidaba sobre una unidad de consumo denominada **Impulso Telefónico**, considerado como la llamada analógica, realizada entre dos puntos equidistantes en una unidad de tiempo transcurrido entre 0 y 3 minutos de duración. Sin embargo, con la entrada en operación de la telefonía celular-satelital, se impone en el país una segunda unidad, denominada minuto, referida a la conexión entre dos puntos equidistantes con una duración en el tiempo, medida entre 0 y 60 segundos. La justificación de este cambio en la modalidad de facturación se soporta en la orientación emanada del Plan de Desarrollo 2003-2005 adoptado por el gobierno nacional con la promulgación el 26 de junio de 2003 de la Ley 812²²², en el que se dispone que para [...] “mejorar la prestación de los servicios públicos y mantener la equidad del sistema económico, todo pago correspondiente al cargo variable en el servicio de energía, acueducto, recolección de basuras y telefonía, se hará exclusivamente con base en el consumo del usuario, siempre que sea técnicamente medible de esta forma. En el caso de la telefonía, se utilizará cualquiera de los métodos de tasación recomendados por la Unión Internacional de Telecomunicaciones (UIT), organismo internacional del cual hace parte el Estado en virtud de la Ley 252 de 1995²²³”.

²²² Publicada en el Diario Oficial 45.231, 27 de junio de 2003

²²³ Publicada en el Diario Oficial No. 42.171, de 29 de diciembre de 1995

“Los cargos por consumo en telefonía móvil se tarificarán (sic) entre otros, por unidades de tiempo de segundos o por el sistema de minuto o fracción de minuto”. De ahí, entonces, se tiene que la conversación realizada entre estos dos puntos, por espacio de 23:35 minutos, para efectos del cobro efectuado al usuario generador de la llamada, se fracciona en 8 impulsos, para la modalidad de telefonía básica conmutada y en 24 minutos, para el caso de la telefonía celular-satelital.

Figura 02. Esquema Servicio Telefónico



Para diciembre de 2005, Empresas Públicas de Medellín –ESP- le facturó, a un suscriptor del estrato bajo, el servicio básico conmutado municipal, correspondiente al consumo realizado entre el 17 de noviembre y el 16 de diciembre, con el siguiente detalle:

Tabla 111. Factura Usuario Servicio Telefónico 2005

Detalle	Valor	Total	Costo unitario
Costos directos			
236 impulsos a \$ 38,88	9 175,68		38,88
Cargo Fijo	11 946,65		50,62
Servicios Suplementarios	3 900,00	25 022,33	16,53
Costos adicionales			
Impuesto Mpal. Teléfonos	657,00		2,78
IVA Consumo Voz	1 468,11		6,22
IVA Ser. Suplementarios	624,00		2,64
IVA Cargo Fijo	1 906,34	4 565,45	8,08
Totales		29 677,78	125,75

FUENTE: Factura Usuario EPM

Los componentes que integran la factura telefónica al usuario detallados en la tabla, traducense en la ecuación matemática

$$ftu = \frac{cd + ca}{IMP}, \text{ en donde:}$$

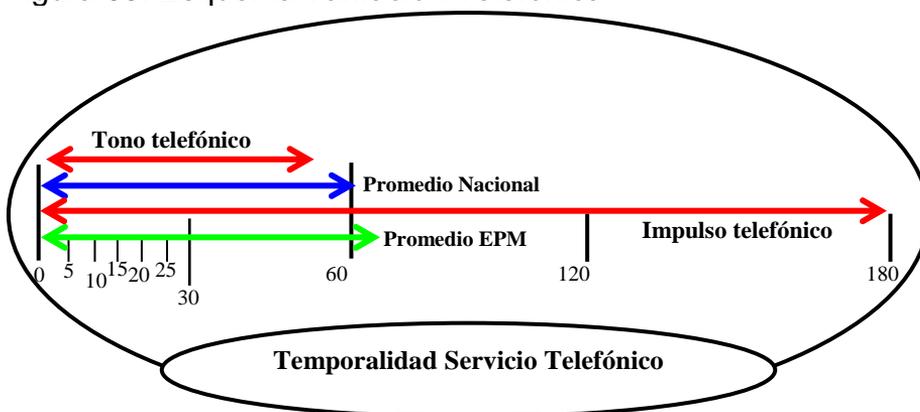
ftu = Factura Telefónica Usuario

cd = Costo Directo

ca = Costo Adicional

IMP = Impulso

Figura 03. Esquema Tarificación Telefónica



La Comisión de Regulación de Telecomunicaciones, promulga el 29 de junio de 2005 la Resolución 1250 por medio de la cual establece que “Los operadores de TPBCL y TPBCLE podrán disminuir gradualmente el consumo básico de subsistencia de que trata el artículo 5.3.3. de la Resolución CRT 087 de 1997 desde la entrada en vigencia de la presente resolución hasta el primero de enero de 2006, fecha en la cual el consumo básico de subsistencia será de 200 minutos. (Art. 14. Disminución gradual del consumo básico de subsistencia. El artículo de la resolución modificada disponía: “Los operadores deberán dar cumplimiento a las restricciones previstas en la Ley 142 de 1994 en lo referente al otorgamiento de subsidios,

entre otras lo relativo al consumo básico de subsistencia, el cual corresponde a 200 impulsos por mes o al equivalente en la medida seleccionada por el operador”.)

En septiembre de 2005, a los usuarios del estrato II, correspondientes al ciclo 15 de facturación, Empresas Públicas de Medellín, -ESP- anuncia a sus usuarios de telefonía básica conmutada que “(...) los nuevos planes tarifarios para el servicio de telefonía, definidos por la empresa en cumplimiento de la resolución 1250 de la Comisión de Regulación Telecomunicaciones (CRT), que comenzarán a regir en **la facturación de los consumos realizados a partir del 15 de diciembre de 2005**”.

Usted puede escoger el plan que más se ajuste a sus necesidades, entre las siguientes alternativas:

Tabla 112. Plan Telefónico

PLAN SOLO CONSUMOS	Precio del minuto
Rango de minutos 1 – 100	\$ 68
Rango de minutos 101-200	\$ 39.50
Rango de minutos a partir de 201	\$ 68

*Valores sin IVA. Incluye Subsidios

En la presentación que Empresas Públicas de Medellín, hace sobre esta alternativa se está frente a una interpretación sui generis del sentido y alcance tanto del rango de consumo básico de subsistencia, como de la aplicación de los subsidios ordenados en el artículo 99.6 de la ley 142 de 1994. La valoración del consumo de subsistencia con aplicación de lo dispuesto en la Resolución 087/97 CRT equivalente a 200 impulsos, correspondían a 600 minutos, toda vez que el artículo 6o. de la Resolución 088, promulgada el 12 de julio de 1985, dispuso que “En llamadas locales por impulso que se registre cada tres (3) minutos en el contador del abonado que llama, se podrá cobrar la tarifa vigente para las Empresas Públicas de Medellín”. Ahora bien, el subsidio a otorgar “en ningún caso será superior al 15% del costo medio del

suministro para el estrato 3, al 40% del costo medio del suministro para el estrato 2, ni superior al 50% de este para el estrato 1”.

Tabla 113. Planes servicio telefónico

PLANES	Precio del plan	Minutos incluidos en el plan	Precio minuto adicional	Valor a facturar
Plan A	\$ 9,048	300	\$ 54	30,16*300=\$ 9,048.00 54,00*300=\$ 16,200.00
Total				\$ 25,248.00
Plan B	\$ 20,045	600	\$ 48	33,40833*600=\$ 20,045.00 48,00*400=\$ 19,200.00
Total				\$ 39,245.00
Plan C	\$ 27,045	1,000	\$ 38	27,045*100=\$ 27,045.00 38,00*1=\$ 38.00
Total				\$ 65,045.00

*Valores sin IVA. Incluye Subsidios

Usted dispone del servicio telefónico a través de la línea número xxxxxxx, cuyo consumo promedio en el período marzo-agosto fue de 234 impulsos. Con el factor de conversión promedio de EEPMP: 1 impulso = 1.6 minutos, equivale a 374.4 minutos.

Según esta información, el plan que más se adecua a ese perfil de consumo es el PLAN A, por lo cual EE.PP.M lo inscribirá automáticamente en esta opción. (...) Usted tendrá hasta el 1° de diciembre de 2005 para escoger el plan que más le convenga.

EE.PPM tendrá un período de transición hasta el 31 de mayo de 2006, mientras los clientes identifican el plan óptimo que se ajusta a sus hábitos de consumo. Para solicitar cambio de plan a partir de 1° de junio, será necesario que haya permanecido como mínimo 3 meses en el plan previo.

Finalmente, a partir de 2006, en su factura comenzará a observar los siguientes cambios en sus consumos de telefonía local:

- La unidad de facturación para el cobro del servicio será el minuto en lugar del impulso.
- Desaparece el concepto de cargo fijo mensual.

- Los consumos se liquidarán de acuerdo con el plan que usted seleccionó o, en su defecto, con el plan que le haya asignado la empresa.
- Según lo dispuesto por la CRT, el número de minutos subsidiados será de 200”.

La CRT, al establecer en el artículo 17. Vigencias que “las disposiciones contenidas en el artículo 1, las modificaciones al Título V de la Resolución 087 de 1997 en lo relacionado con las reglas tarifarias de los servicios de TPBC de que trata el artículo 2, así como las contenidas en los artículos 3, 4, 5, 6, 7 y 16 de la presente resolución entrarán a regir el 1 de enero de 2006. Por su parte las demás disposiciones contenidas en el artículo 2, así como las disposiciones de que tratan los artículos 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14 y 15 de la presente Resolución regirán a partir de la fecha de su publicación en el diario oficial”, introduce en la normatividad una específica dualidad en las llamadas “condiciones uniformes” de los contratos que rigen el servicio de telefonía básica conmutada.

En enero 10 de 2006, Empresas Públicas de Medellín se dirige a este conglomerado de usuarios informándoles que “desde el pasado mes de septiembre Empresas Públicas de Medellín comunicó a cada uno de sus usuarios de telefonía, los planes por minutos (...)” y que “desde ese momento (...) comenzó un proceso de retroalimentación con la comunidad, del cual surgieron algunas modificaciones y otros planes que hoy queremos compartir a Usted.

En primer lugar, para hacer de este cambio un proceso gradual de acoplamiento para Usted y todos los usuarios, durante los tres primeros meses de vigencia del nuevo esquema (enero, febrero y marzo de 2006), EE.PP.M facturará a cada usuario el plan que más le convenga, es decir, el plan que genere menor factura. Para el mes de abril, ya teniendo como base la información real de los tres primeros meses del año, EE.PP.M le recomendará nuevamente el plan que más se ajuste a sus necesidades.

Facturar el plan más barato para cada cliente es posible gracias al nuevo plan: Habla Tranquilo, el cual estará en demostración sin cobro alguno hasta la facturación del tercer mes de 2006. A partir de abril, quien desee mantener este privilegio podrá matricularse en el plan Habla Tranquilo pagando un cargo mensual \$2,500.

Adicionalmente, como puede observarse en la tabla anexa, EE.PP.M ofrece un nuevo plan para aquellos clientes de consumos mínimos, el plan 100 y una modificación al plan de 1000 minutos, para quienes por el contrario, usan intensivamente el teléfono. Para estos últimos, hay una nueva escala cuyo precio desciende a mayor número de minutos adicionales.

Planes ofrecidos:

Plan sólo consumo

Tabla 114. Plan facturación telefonía básica

	Precio del minuto
Valor consumo de 1 a 200 minutos	\$ 53,75
Valore consumo mayores de 200 minutos	\$ 68

*Valores incluyen subsidios, no incluyen IVA

Tabla 115. Estructura Planes Facturación

PLANES	Precio del plan	Minutos incluidos en el plan	Precio minuto adicional	Valor a facturar
PLAN 100	\$ 8,151	100	\$ 8,151/100= \$ 81,51 Minuto 101 a 200 \$ 38,57	81,51*100=\$ 8,151.00 38,57*100=\$ 3,857.00
			Minuto 2001 en adelante \$ 60	60*100= \$ 6,000.00
Total				\$ 18,008.00
Plan A	\$ 9,007	300	\$9,007/300=\$ 30,0233	30,0233*300=\$
			\$ 54	9,007.00
			\$ 54	9,007.00 54,00*300=\$
Total				16,200.00
Total				\$ 25,207.00
Plan B	\$ 20,007	600	\$ 20,007/600=\$ 33,345	33,345*600\$
			\$48	20,007.00
				48,00*400=\$
Total				19,200.00
Total				\$ 39,207.00
Plan C	\$ 27,007	1,000	27,007/1000=\$ 27,00	27,00*100=\$
				27,007.00

Tabla 115.				Continuación
			Minuto 1,001 a 1,500 \$ 33	27,007.00
			Minuto 1,501 a 2,000 \$ 30	33,00*500=\$
			Minuto 2,001 a 3,000 \$ 25	16,500.00
			3,001 en adelante \$ 20	30,00*500=\$
				15,000.00
				25,00*1000=\$
				25,000.00
				20,00*1=\$ 20.00
Total				\$ 83,527.00

*Valores sin IVA. Incluye subsidios.

Según lo dispuesto por la Resolución 1250 de la CRT, el número de minutos subsidiados será de 200.

La Resolución en comento conlleva a la implementación del camino para trasladar en definitiva las empresas de telecomunicaciones estatales a la esfera del capital monopólico transnacional., en detrimento de los intereses económicos de los usuarios locales de la telefonía básica.

2.1 Tiempo Duración Llamada Telefónica básica

La Junta Nacional de Tarifas, al aprobar una solicitud de Empresas Públicas de Medellín, presentada para introducir una sustancial modificación al régimen de sus tarifas de telefonía básica local, disputo en el artículo 6º. de la Resolución 088, promulgada el 12 de julio de 1985, que “En llamadas locales por impulso que se registre cada tres (3) minutos en el contador del abonado que llama, se podrá cobrar la tarifa vigente para las Empresas Públicas de Medellín”. De otra parte, los parágrafos 1º. de la Resolución 062, promulgada el 17 de abril de 1988 y 2º. de la Resolución 046, promulgada el 9 de abril de 1989, disponen que “La duración de un impulso para el servicio telefónico básico será de tres (3) minutos”. De otra parte, el dos de octubre de 1985, en desarrollo de las funciones de su competencia, la Junta Nacional de Tarifas Nacional de Tarifas (JNT) en el parágrafo del artículo 1º. de la resolución que

se promulga para autorizar a las empresas de cubrimiento del servicio de telefonía local, dispone: “Parágrafo. Se entiende por impulso tres (3) minutos de conexión establecida registrados en el contador del abonado que origina la llamada”.

Sin embargo, el inciso tercero del artículo 5º. de la resolución 189, promulgada el 29 de enero de 1988, al disponer que “(...) la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos determinará el tiempo de duración entre cada impulso y podrá autoriza el cobro de tarifas de consumo con base en factores de distancia y tiempo”, se introduce la posibilidad de modificar en el futuro la unidad de medición para la facturación de los consumos en la red de telefonía básica local.

Resolución 087 de 1997 -CRT

Artículo 5.3.3. Consumo básico de subsistencia. Los operadores deberán dar cumplimiento a las restricciones previstas en la Ley 142 de 1994 en lo referente al otorgamiento de subsidios, entre otras lo relativo al consumo básico de subsistencia, el cual corresponde a 200 impulsos por mes o al equivalente en la medida seleccionada por el operador. (Artículo modificado por la Res. 1008/04. Art. D).

Resolución 087 de 1997

Artículo 6.6.3. Procesos para el sistema de Medición del Consumo. El Sistema de Medición del Consumo deberá tomar en cuenta los siguientes procesos:

6.6.3.1.2 Establecer el método y tipo de tasación utilizado en cada uno de los servicios. El método de tasación implementado podrá ser por generación de impulsos, por medición de la duración de la llamada o por cualquier otro método en la función de la red utilizada y el servicio prestado.

Artículo 12.1.2. Tarifas del Servicio de TPBCL cuando se accede a Internet. Las tarifas máximas por cada 3 minutos o

fracción que se puedan cobrar por el servicio de TPBCL cuando se accede a Internet son las siguientes:

- De 8:00 AM. a 8:00 PM \$ 24,30
- De 8:00 PM a 8:00 AM \$ 12,10

En caso de no estar en capacidad técnica de cumplir con lo dispuesto en el inciso anterior, el operador TPBCL aplicará una tarifa máxima de \$ 19,40 por cada 3 minutos o fracción.

Para efectos de la aplicación de lo dispuesto en este artículo, se estará sujeto a lo dispuesto en el literal a) del artículo 5.4.1 de la presente resolución.

Parágrafo. El presente artículo se aplica al caso previsto en el artículo 4.2.2.21 de la presente resolución.

(Artículo modificado por la Resolución 785/03, Art. I)

Anexo 3 Contrato de prestación del Servicio Público de TPBCL, TPBCLE, TMR o TPBCLD. Capítulo IV de las obligaciones y derechos de las partes.

Cláusulas obligaciones del suscriptor, propietario p usuario.

1. Dar uso racional al servicio.

Cláusulas derechos de los usuarios.

1. acceder libremente al uso de los servicios.

En el estudio “Relación Minuto-Impulso en el servicio de TPBCL en Colombia: problemática, metodología de cálculo y resultados empíricos”, desarrollado por la Unión Temporal CINTEL-Económica Consultores Ltda., para la Comisión de Regulación de Telecomunicaciones, se soporta la modificación de la unidad de consumo impulso a la de tiempo minuto.

Resolución 1250 de 2005, promulgada por la Comisión de Regulación de Telecomunicaciones.

Artículo 1. Adicionar al Capítulo II del Título I de la Resolución CRT 087 de 1997, las siguientes definiciones:

Cargo Básico. Valor fijo mensual a pagar por los usuarios suscritos a un plan tarifario, el cual variará según las características de los planes tarifarios diseñados por cada operador.

Periodo Mínimo de Conservación de Planes. Se refiere al plazo mínimo que un usuario de servicios de TPBCL o TPBCLE debe permanecer en alguno de los planes tarifarios elegidos o a él aplicables.

Plan tarifario Básico. Plan tarifario obligatorio que debe ser ofrecido por un operador de TPBCL sometido al régimen regulado de tarifas bajo el esquema de tope de precios, de acuerdo con las condiciones fijadas por la CRT.

Planes Alternativos. Planes tarifarios ofrecidos por un operador de TPBCL a sus usuarios, diferentes al Plan tarifario Básico, los cuales se encuentran sometidos al régimen vigilado de tarifas.

Precio de la restricción regulatoria (Prr). Precio máximo por minuto definido por la CRT, que constituye el tope de tarifas que podrá cobrar el operador en el esquema de Tope de Precios.

Tope de Precios. Esquema tarifario basado en la fijación de un precio máximo por minuto, que consta de un cargo básico y uno variable.

Artículo 2. Modificar el Título V de la Resolución CRT 087 de 1997, el cual quedará así: Título V. Tarifas. Capítulo I. Generalidades del Régimen.

Artículo 5.1.2. Objeto del Régimen de Tarifas. El objeto del presente régimen de tarifas es establecer los criterios, parámetros y metodologías para el cálculo y/o fijación de las tarifas de los diferentes servicios, con el fin de orientar las tarifas a costos eficientes para la protección de los usuarios, promover la sana competencia, y el desarrollo y eficiencia del sector, e incrementar la cobertura y el servicio universal.

Artículo 5.1.3. Regímenes de regulación. Se fijan tres regímenes tarifarios aplicables a los operadores de los servicios de telecomunicaciones: régimen de libertad, régimen vigilado y régimen regulado.

Artículo 5.1.3.1 Régimen de Libertad. Régimen de tarifas mediante el cual los operadores determinan libremente las tarifas a sus suscriptores y/o usuarios.

Artículo 5.1.3.2 Régimen Vigilado. Régimen de tarifas mediante el cual los operadores de telecomunicaciones determinan libremente las tarifas a sus suscriptores y/o usuarios. Las tarifas sometidas a este régimen deberán ser registradas en la CRT, sin perjuicio de otros registros establecidos en la ley.

Artículo 5.1.3.3 Régimen Regulado. Régimen de tarifas mediante el cual la CRT fija los criterios y metodologías con arreglo a los cuales los operadores de telecomunicaciones determinan o modifican los precios máximos para los servicios ofrecidos a sus suscriptores y/o usuarios. Las tarifas sometidas a este régimen deberán ser registradas en la CRT, sin perjuicio de otros registros establecidos en la ley.

Artículo 5.2.3. Condiciones especiales para la fijación de tarifas por parte de operadores de TPBCL del grupo 1. Los operadores definidos en la Tabla 1 del Anexo 006 (Grupo 1) de la presente resolución, sometidos al régimen regulado de tarifas, deberán

ofrecer durante un año contado a partir de la aplicación de las medidas dispuestas en la presente resolución, planes tarifarios que deberán cumplir con las disposiciones que les sean aplicables de los anexos 005, 006 y 007 de la misma.

Al final de dicho periodo y dentro del mes siguiente a la remisión de la totalidad de la información necesaria, la CRT evaluará las condiciones de competencia, segmentación del mercado, niveles de precios y calidad del servicio en cada uno de los mercados en los cuales los operadores del Grupo 1 prestan servicios de TPBCL, con el fin de determinar la posibilidad de someter a dichos operadores al régimen vigilado de tarifas.

5.2.3.1. La modificación del régimen regulado de tarifas al régimen vigilado de tarifas a la que se refiere el presente artículo sólo procederá en aquellos casos en los cuales los operadores antes mencionados hayan incorporado y ofrecido de manera efectiva los siguientes planes tarifarios:

- a) un plan con cargo básico igual a cero para los usuarios de los estratos socioeconómicos I y II.
- b) Un plan tarifario que contemple un cargo básico con minutos incluidos para todos los estratos socioeconómicos.
- c) Otros planes adicionales.

Parágrafo. Si vencido el plazo de que trata el presente artículo, y previo el análisis de las condiciones de competencia, segmentación del mercado, niveles de precios y calidad del servicio, se identifica que no se realizó una implementación efectiva de los planes mencionados en los literales a, b y c del artículo 5.2.3.1, la CRT, mediante acto administrativo de carácter particular, definirá el precio de la restricción regulatoria (Prr) y las condiciones que deberá cumplir el respectivo operador en adelante.

Artículo 14. Disminución gradual del consumo básico de subsistencia. Los operadores de TPBCL y TPBCLE podrán disminuir gradualmente el consumo básico de subsistencia de que trata el artículo 5.3.3. de la Resolución CRT 087 de 1997 desde la entrada en vigencia de la presente resolución hasta el primero de enero de 2006, fecha en la cual el consumo básico de subsistencia será de 200 minutos.

Anexo 005. Metodología para determinación de tarifas TPBCL

1. Parámetros y Definiciones:

e. Plan Tarifario Básico. Plan tarifario obligatorio que debe ser ofrecido por un operador de TPBCL sometido a régimen regulado de tarifas, bajo el esquema de tope de precios, de acuerdo con las condiciones fijadas por la CRT.

2. Determinación de Tarifas:

2.1 Operadores de que trata el artículo 5.2.3 de la Resolución 087 de 1997

Los operadores incluidos en la tabla 1 anexo 006 (Grupo 1) deberán cumplir con lo dispuesto en el artículo 5.2.2.3 de la presente resolución.

Tabla 116. Anexo 006. Tabla 1- Grupo 1

Subgrupo	Departamento o localidad	Operador dominante
1.1	Bucaramanga y los municipios conexos: Floridablanca, Girón y Piedecuesta	Empresa de Telecomunicaciones de Bucaramanga S.A. E.S.P.
	Bogotá D.C. y los municipio conexos: Soacha, Sibaté, Chía, Cota, Madrid, Mosquera, Funza, La Calera	Empresa de Telecomunicaciones de Bogotá S.A. E.S.P.
	Cali y los municipios conexos: Yumbo, Jamundí	Empresas Municipales de Cali EMCALI EICE E.S.P.
	Medellín y los municipio conexos: Barbosa, Bello, Caldas, Carmen de Viboral, Copacabana, Envigado, Girardota, Guarne, Itagüí, La Ceja, La Estrella, La Unión, Marinilla, Sabaneta, Santuario	Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

3. USUARIOS EN JUNTA DIRECTIVA DEEPM

Con la promulgación, en enero 14 de 1986 de la Ley 11, el legislador ordenó, mediante los artículos 27, 28 y 29, que las Juntas o Consejos Directivos de los establecimientos públicos y de las empresas industriales y comerciales encargados de la prestación directa de los servicios municipales estarán integrados así: una tercera parte de sus miembros serán funcionarios de la correspondiente administración municipal, otra tercera parte la integraran representantes de los respectivos Concejos: y la tercera parte restante, se integrara con delegados de entidades cívicas o de usuarios del servicio o servicios cuya prestación corresponde a los citados establecimientos o empresas. Los actos que crean las entidades o sus estatutos orgánicos, indicarán los funcionarios que harán parte de las respectivas juntas o consejos y advertirán que, si dichos empleados pueden delegar su representación, lo harán designado siempre a otro funcionario de la administración municipal. La presidencia de las juntas o consejos corresponde al alcalde. Los representantes de los concejos en las juntas directivas de que trata la presente ley, podrán ser concejales principales o suplentes, o personas ajenas a dichas corporaciones.

Esa fórmula de integración de las juntas o consejos directivos de los establecimientos públicos y de las empresas industriales y comerciales encargadas de la prestación de los servicios públicos, la conserva integralmente el Decreto Ley 1333, promulgado el 25 de abril de 1986, en sus artículos 157, 158 y 159

Los decretos reglamentarios 346 de 1986, 700 de 1987 y 1967 de 1992, se ocuparon de los mecanismos que debían utilizarse para lograr la escogencia de los representantes de los usuarios o de las entidades cívicas en las juntas o consejos directivos de los establecimientos públicos y fueron coincidentes en definir que: "En el acto de creación de un establecimiento público o de una empresa industrial y comercial cuyo objeto sea la prestación directa de los

servicios municipales, los Concejos Municipales y los Alcaldes, de conformidad con sus respectivas competencias, establecerán que el número de los miembros de la Junta o Consejo Directivo será de tres o cualquier múltiplo de tres. Esta misma previsión será establecida en las reformas de los estatutos básicos de las entidades descentralizadas del orden municipal que los Concejos Municipales los Alcaldes y las Juntas o Consejos Directivos, conforme a sus respectivas competencias, realicen en desarrollo de lo dispuesto por el artículo 165 del Código de Régimen Municipal con el fin de dar cumplimiento a las disposiciones del título IX del mismo Código.". Artículo 5° del Decreto 700 de abril 20 de 1987. Para cumplir este último mandato, el Concejo de Medellín promulga el Acuerdo 66 de 1987, por medio del cual reforma el Estatuto Básico de Empresas Públicas de Medellín, adoptando un número múltiplo de tres, para constituir la Junta Directiva del ente autónomo.

En uso de sus competencias, y conservando la esencia de la composición de la Junta Directiva asumida en el Acuerdo 66 de 1987, el Alcalde Luis Alfredo ramos Botero, promulga el 28 de enero de 1994 el Decreto 100 de orden municipal para expedir "los Estatutos del Establecimiento Público Autónomo "Empresas Publicas de Medellín", y conserva la multiplicidad de tres adoptada en 1987. En consecuencia, el artículo 29 de los nuevos estatutos establece que, el órgano Junta Directiva, estará integrado de la siguiente manera:

- a) Por el Alcalde de Medellín, o el delegado que él designe para que lo reemplace en las ausencias temporales. Este deberá ser funcionario de la Administración Municipal.
- b) Por dos funcionarios municipales designados por el alcalde, quienes actuaran como agentes del mismo y son, en consecuencia, de su libre nombramiento y remoción. En caso de ausencia temporal de alguno de estos funcionarios, el Alcalde nombrará la persona que deba reemplazarlo.

- c) Por tres representantes del Concejo de Medellín con sus respectivos suplentes personales, quienes serán personas ajenas a la Corporación, elegidos por el sistema de cuociente electoral.
- d) por tres delegados de los usuarios de los servicios públicos que presten empresas Públicas de Medellín, cuya elección se hará de conformidad con lo establecido en el Decreto Reglamentario No 1967 de 1992 y en las normas que lo modifiquen o adicionen.

Las faltas absolutas serán suplidas por los candidatos no elegidos en la misma lista en orden de inscripción sucesivo y descendente, excepto cuando se haya inscrito una sola lista, caso en el cual la falta absoluta será suplida por los suplentes que en orden numérico hayan sido inscritos por los interesados al complementar la lista.

El 11 de julio de 1994, el Congreso Nacional expide la Ley 142 "por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios", la que dispone en el artículo 27.6 "...En el caso de las Juntas directivas de las empresas oficiales de los servicios públicos domiciliarios del orden municipal estos (los integrantes de las juntas) serán designados así: dos terceras partes serán designados libremente por el alcalde y la otra tercera parte escogida entre los vocales de control registrados por los comités de desarrollo y control social de los servicios públicos domiciliarios."

Con la promulgación, en junio de 1995 de la Ley 190, a través del artículo 52 se corrigió el enfrentamiento que en las administraciones municipales se presentaba por las competencias plasmadas en el artículo 27 de la Ley 11/86, el 157 del Decreto Ley 1333/86 y el 27.6 de la Ley 142/94 entre el Concejo y el Alcalde municipales para la designación y elección de la Junta o Consejo Directivo de las empresas estatales de propietario único o las mixtas en las que se conserve la mayoría accionaria "prestadoras de servicios públicos domiciliarios" La disposición de la Ley 190/95, conservó la

composición de las Juntas o Consejos Directivos con arreglo a las terceras partes y lo que hizo fue despojar a los Concejos Municipales de su facultad de elegir representantes suyos a esos órganos de administración y trasladarla a la cabeza del Alcalde.

En agosto 28 de 1995, el Alcalde Sergio Naranjo Pérez promulga el Decreto 1090, para modificar la composición e integración de las juntas o Consejos Directivos de Empresas Públicas de Medellín y de Empresas Varias de Medellín. En la parte motivante se hace alusión a una "Asamblea de usuarios de los Servicios Públicos Domiciliarios, realizada el día 31 de mayo de 1995" donde "se eligieron por parte de los usuarios representantes ante las Juntas Directivas de las entidades prestadoras de estos servicios en el Municipio de Medellín."; se argumenta, además, "que en representación de los usuarios fueron elegidas las siguientes personas:

Para Empresas Públicas de Medellín.

Hugo Hincapié Marín C/c, Nro. 8.309,738. Raúl Roldan Álvarez C/c. Nro. 71.639.312. Sergio Mejía Meyer C/c. Nro. 8.347.298.

Para Empresas Varias Municipales de Medellín.

Diomer de Jesús Agudelo Vélez C/c. Nro. 3.334.122.

Ramiro Londoño Mejía C/c. Nro. 8,278.716.

Osear Jaime Oquendo Agudelo C/c. Nro. 71.635.506."

En la parte resolutive se designan estas ternas para la integración de sendas Juntas, a las que se les agregan igualmente, ternas en representación de la administración municipal, para integrar las juntas o consejos directivos de Empresas Públicas de Medellín y Empresas Varias Municipales de Medellín, que al final quedan conformadas por ser miembros cada una.

Al retomar la terna que, en representación de los usuarios, fue elegida en asamblea del 31 de mayo, se esta aceptando la fórmula

eleccionaria establecida en el Decreto Reglamentario 700 y, en consecuencia la designación realizada por el Alcalde mediante el Decreto municipal 1090 de 1995, que no conserva la multiplicidad de 3 establecida en la referida norma, constituye un desconocimiento tájame al derecho de representación de los usuarios, consagrado en la ley.

4. FONDO ENERGÍA SOCIAL

Figura 04. Factura “Fondo Energía Social”

The image shows an EPM electricity bill with several fields highlighted by red circles and arrows:

- 1**: Points to the 'FECHAS DE VENCIMIENTO' (Due Dates) section, specifically 'FEB 01 de 2010'.
- 2**: Points to the 'MOTOR VALOR FOES' row in the 'OTROS CARGOS' table.
- 3**: Points to the 'LECTURA CON ANOTACIONE' row in the 'LECTURAS' table.
- 4**: Points to the 'TOTAL OTROS PAGOS' and 'TOTAL A PAGAR' amounts, which are 18,427 and 2,490 respectively.
- 5**: Points to the 'CI COSTO ENERGÍA SERVIDA' value of 608.12.
- 6**: Points to the 'COSTO DE PESEAJES' value of 23.18.
- 7**: Points to the 'FECHA ÚLTIMO PAGO' (Last Payment Date) field.
- 8**: Points to the 'Recuerde conservar su recibo de pago' (Remember to keep your receipt) instruction.
- 9**: Points to the 'Línea gratuita de atención al cliente 44 44 115' (Free customer service line).

En el Plan de Desarrollo 2003/06 a través del artículo 118 de la Ley 812/03 (Diario Oficial 45.231) se le ordena al Ministerio de Minas y Energía crear el “Fondo de Energía Social como un sistema de cuenta especial, con el objeto de cubrir hasta cuarenta pesos (\$40) por kilovatio hora del de la energía eléctrica

destinada al consumo de los usuarios ubicados en zonas de difícil gestión, áreas rurales de menor desarrollo, incluidas sus cabeceras municipales y en zonas subnormales urbanas”. De otra parte en el Plan de Desarrollo 2006/10, adoptado mediante la Ley 1151/07 (Diario Oficial 46.700) artículo 59 se dispone que el “Ministerio de Minas y Energía continuará administrando el Fondo de Energía Social como un sistema especial de cuentas, con el objeto de cubrir, a partir de 2007, hasta cuarenta y seis pesos

(\$46) por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de los usuarios ubicados en zonas de difícil gestión, áreas rurales de menor desarrollo y en zonas subnormales urbanas definidas por el Gobierno Nacional”.

A este Fondo ingresarán los recursos para cubrir hasta el valor señalado, los cuales provendrán del ochenta por ciento (80%) de las rentas de congestión calculadas por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, (ASIC), como producto de las exportaciones de energía eléctrica.

La factura que reseña la imagen 04, califica en el “El Fondo de Energía Social”, y las notaciones que la constituye ameritan analizarse en el orden que indican los círculos numerados:

El número 1 indica que se realizó una lectura del medidor comprendiendo un período de tres meses, seis días.

Figura 05. Vencimiento

VENCIMIENTO						
FEB 01 de 2010						
FECHAS DE LECTURA						
ANTERIOR			ACTUAL			
Día	Mes	Año	Día	Mes	Año	
24	09	09	30	12	09	1

En Colombia, la autoridad energética, por reglamentación, ha dispuesto dos tipos de facturación: facturación por lectura mensual de instrumentos de medición, para el sector urbano de suscriptores y facturación por medición bimensual de instrumentos de medición, para el sector

rural.

Figura 06. Otros cobros

OTROS COBROS, FINANCIACIONES Y SALDOS						
CONCEPTO			CUOTAS		SALDOS	
MENOR VALOR FOES			6338		6338	
MENOR VALOR FOES			10853		10853	
MENOR VALOR FOES			1236		1236	
			18 427			

El número 2, correspondiente a la columna en donde se reseña: “Otros cobros, financiaciones y saldos” se anotan tres líneas identificadas con el nombre “Menor valor FOES” y en la columna cuotas, como en la de saldos se expresan cifras de idéntico valor que

suman 18 427 cuotas para un saldo adeudado de 18 427, valor que se lleva al ítem 4 bajo la designación de “Total Otros Pagos”.

Figura 07. Lectura cobro

CONCEPTO DE COBRO	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	FAC	CONSUMO FACTURADO KW/h	VALOR UNIDAD	VALOR TOTAL (\$)
LECTURA CON ANOTACIONE ACTIVA SENCILLA	5397	5255	1	142		
				130	149.12	
				12	298.23	22964
MAS AJUSTE A \$10						4
MENOR VALOR FOES mes 1				419	4.9	6338
MENOR VALOR FOES mes 1				419	4.9	10853
MENOR VALOR FOES mes 1				419	4.9	1236
MENOR VALOR FOES mes 1				419	4.9	2051

En el número 3 donde se detallan los conceptos que habrán de cobrarse por la utilización del servicio domiciliario de energía eléctrica se anotan conceptos de cobro sobre los que

debe hacerse algunos comentarios:

El Plan Único de Cuentas autoriza aproximar a la unidad más cercana las fracciones decimales del peso, quiere ello decir, que se factura \$ 417,53, la fracción decimal que expresa centavos debe redondearse a \$ 418,00, pero si en la factura aparece el guarismo \$ 286,47 se redondea a \$ 286,00. Esta forma de aproximación lo utiliza Empresas Públicas de Medellín en las facturas que expide a los “clientes” a los que suministra el Servicio de Acueducto, Alcantarillado, Electricidad y Gas por red en la metrópoli del Valle de Aburra, pero entratándose de la factura que expide para los “clientes” asumidos en la integración del mercado regulado de electricidad en el departamento de Antioquia, utiliza la fórmula de MÁS AJUSTE A \$10 y cualesquiera fracción del peso la lleva a un excesivo sobre cobro, como el indicado en la columna “Valor Total (\$)”, en donde en vez descontar -0,35 centavos que corresponden a la sumatoria de las centésimas de peso, allí relacionadas, facturan \$ 4,00, es decir, se le está haciendo al suscriptor un cobro excedido en \$ 3,65.

El artículo 99.6 de la Ley 142/94²²⁴ dispone que “en ningún caso el subsidio será superior al 15% del costo medio de suministro para el estrato 3, al 40% del costo medio del suministro para el estrato 2, ni superior al 50% de éste para el estrato 1”. El gobierno nacional ha dispuesto que este subsidio se aplique hasta el Consumo de Subsistencia a partir del 01 de agosto de 2004, conforme a las siguientes reglas:

- a) se define como consumo de subsistencia la cantidad mínima de electricidad utilizada en un mes por un usuario típico para satisfacer las necesidades básicas que solamente puedan ser satisfechas mediante esta forma de energía final.

²²⁴ La Comisión Reguladora de Energía y Gas mediante la Resolución 001, promulgada el 04 de enero de 2007 y publicada en el Diario Oficial No. 46.502 de 5 de enero de 2007 y 006 de enero 31 y publicada en el Diario Oficial No. 46.549 de 21 de febrero de 2007, dando cumplimiento a lo establecido en el artículo 3º de la Ley 1117 de 2006 en relación con los subsidios de usuarios de estratos 1 y 2 del servicio de Energía Eléctrica dispuso que a partir de enero de 2007 los porcentajes de subsidio para los usuarios de los estratos 1 y 2 de los servicios de energía eléctrica y gas combustible en relación con sus consumos básicos o de subsistencia deberán ser como máximo del 60% del Costo de prestación del servicio para el estrato 1 y como máximo del 50%

para el estrato 2 así: Estrato 1 $\left(1 - \frac{Tarifa_{mc.1}^{(0-CS)}}{C_{mc}}\right) * 100 \leq 60\%$. Estrato 2

$\left(1 - \frac{Tarifa_{mc.1}^{(0-CS)}}{C_{mc}}\right) * 100 \leq 50\%$. La norma reglamentada por la CREG es del

siguiente tenor: “La aplicación de subsidios al costo de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y de gas combustible para uso domiciliario distribuido por red de tuberías de los usuarios pertenecientes a los estratos socioeconómicos 1 y 2 a partir del mes de enero de 2007 hasta diciembre del año 2010, deberá hacerse de tal forma que el incremento tarifario a estos usuarios en relación con sus consumos básicos o de subsistencia corresponda en cada mes como máximo a la variación del índice de Precios al Consumidor, sin embargo, en ningún caso el porcentaje del subsidio será superior al 60% del costo de la prestación del servicio para el estrato 1 y al 50% de este para el estrato 2”. (LEY 1117 DE 2006, (diciembre 27) Diario Oficial No. 46.494 de 27 de diciembre de 2006).

- b) Se establece el consumo de subsistencia en 173 kWh-mes para alturas inferiores a 1000 metros sobre el nivel del mar y en 130 kWh-mes para alturas iguales o superiores a 1000 metros sobre el nivel del mar²²⁵.
- c) Para los barrios subnormales se establece el consumo de subsistencia en 184 kWh-mes para alturas inferiores a 1000 metros sobre el nivel del mar y en 138 kWh-mes para alturas iguales o mayores a los 1000 metros sobre el nivel del mar²²⁶.

Pero además se reportan cuatro valores identificados como MENOR VALOR FOES mes 1 como consumo facturado de 419 a un costo de 4,9 por cada valor y en el valor total se escriben valores diferentes al resultado de multiplicar el número de kilovatios consumidos por el costo de cada uno ((419 * 4,9 = 2053,10) * 4 = 8212,40), resultado inferior al registrado en la segunda línea del menor valor FOES y al de los ítem de FOES 20 478 que sumados al valor del consumo y al valor del ajuste, totalizan la suma de 46 446 que debería aparecer en la línea uno del subtotal, en vez del valor negativo allí declarado.

El número 4 se utiliza para detallar los saldos que a manera de resumen de los costos facturados debe cancelar el suscriptor del servicio.

Figura 08. Totalización cobros

TOTAL	\$	-15,937
TOTAL OTROS PAGOS	\$	18,427
TOTAL A PAGAR	\$	2,490

El ítem consta de tres conceptos: subtotal que viene a ser el resultado de

la sumatoria de las partidas registradas en la columna valor total (\$); el total de otros pagos formulados al suscriptor en virtud a contratos de cobro celebrados por la empresa facturante a cuenta de terceros y, por regla general, esos pagos se detallan al reverso de la factura, y, total a pagar.

Se presentan aquí dos notaciones extrañas:

²²⁵ UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) Resolución 355 promulgada el 08 de julio de 2004.

²²⁶ Ibídem. Resolución 013 promulgada el 14 de enero de 2005.

- a) Un saldo negativo a favor del suscriptor, cuya explicación no está relacionada en la factura.
- b) Un saldo reconocido a cuenta del FOES, saldo que en forma alguna debe facturársele al suscriptor, pues es al fondo al que, en términos de lo dispuesto en las leyes 812/03 y 1151/07, debe formularse el reconocimiento de la contrapartida.

El número 5 se utiliza para informar al suscriptor los llamados “indicadores de calidad”, establecidos por la CREG median te la Resolución 070 de 1998, promulgada el 28 de mayo de 1998 y Publicada en el Diario Oficial número 43 318 que circuló el 10 de junio siguiente, resolución que fue aclarada mediante la Resolución 089 de 1989, promulgada por la CREG el 22 de diciembre de 1999 y publicada en el Diario Oficial número 43 835 que circuló el 30 del mismo mes y año. Esencialmente los indicadores son:

- a) Indicador de Duración Equivalente a de las Interrupciones del Servicio (DES), a la sigla se le suprime la I simbolizante de Interrupciones; correctamente esta sigla debe escribirse (DEIS).
- b) Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio (FES), también se suprime aquí la I; correctamente esta sigla debe escribirse (DEIS).

La Resolución 096 promulgada por la CREG el 30 de noviembre de 2000 y publicada en el Diario Oficial número 44 263 que circuló el 19 de Diciembre del mismo año, expresó que: teniendo en cuenta la duración, las interrupciones se clasifican en:

- a) Instantáneas: entendiendo por tales las suspensiones del servicio cuya duración sea inferior o igual a un (1) minuto.
- b) Transitorias: sería toda aquella suspensión del servicio cuya duración sea superior a un (1) minuto y menor o igual a cinco (5) minutos.
- c) Temporales: entendiendo por tales, las suspensiones del servicio de electricidad cuya duración sea mayor a cinco (5) minutos.

Para el cálculo de los indicadores que se definen más adelante no se tendrán en cuenta:

Figura 09. Indicadores

INDICADORES CALIDAD	
CI COSTO ENERGÍA SERVIDA	608.12
FES CALCULADO (VECES)	5
DES CALCULADO (HORAS)	0
GRUPO 4 506-12-SAL 13.2 KV	
VR. MÁXIMO DES (HORAS)	7
VR. MÁXIMO FES (VECES)	12

Interrupciones por racionamiento de emergencia o programadas del sistema eléctrico nacional debidas a insuficiencia en la generación nacional o por otros Eventos en Generación y en el STN, siempre y cuando así hayan sido definidas por el CND de acuerdo con la regulación de la CREG.

Interrupciones debidas a las indisponibilidades permitidas de los Activos de Conexión al STN, de conformidad con la regulación vigente.

Interrupciones con duración igual o inferior a tres (3) minutos. A partir del inicio del Año 3 del Periodo de Transición no se tendrán en cuenta las interrupciones con duración igual o inferior a un (1) minuto.

Interrupciones por seguridad ciudadana y solicitadas por organismos de socorro o autoridades competentes.

Suspensiones o cortes del servicio por incumplimiento del contrato de servicios públicos.

Eventos Programados de activos pertenecientes al nivel de tensión 4, debidas a trabajos de expansión.

Indisponibilidades originadas en Eventos de fuerza mayor. El OR afectado por el Evento de fuerza mayor, debería declarar oficialmente ante la SSPD la ocurrencia del mismo y hacerse responsable por tal declaración. Así mismo, si se prevé que el Evento tendría una duración superior a los tres (3) minutos.

El número 6 está dando cuenta de los componentes del costo que la empresa distribuidora del servicio le factura al suscriptor del mismo.

Figura 10. Componentes

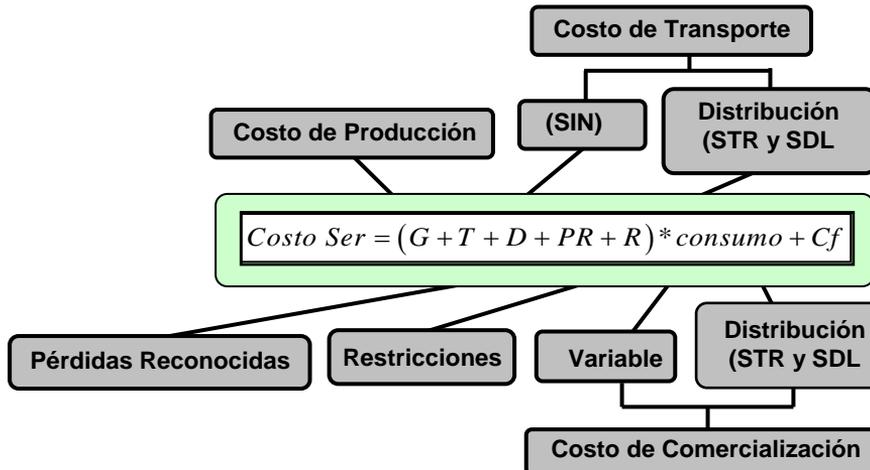
COMPONENTES DEL COSTO	
COMPRA	\$ 116.05
TRANSPORTE	\$ 20.2
DISTRIBUCIÓN	\$ 105.06
RESTRICCIONES	\$ 5.35
COSTO G, T, PÉRDIDAS	23.18
COMERCIALIZACIÓN	\$ 28.39
COSTO UNITARIO	\$ 298.23

Nótese que al comparar el costo unitario facturado al suscriptor difiere sustancialmente del valor CI Costo Energía Servida que se ha informado en el ítem 5, podría deducirse, entonces, que la diferencia arrojada entre el valor de compra y el valor de la servida, sería una penalización que debe asumir la empresa distribuidora

5. ESTRUCTURA DE TARIFAS

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), entidad a la que corresponde establecer la fórmula tarifaria para determinar el Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en correspondencia al costo económico de prestación del servicio en pesos por kilovatio hora de cada una de las actividades de la cadena eléctrica, costo que deberán aplicar las empresas a sus usuarios regulados para el cobro del servicio de energía eléctrica, En la página Web, link: “sectores que regulamos”, enlace: “energía eléctrica”, link: “estructura tarifaria”, explica que “la identificación del costo del servicio y el precio (tarifa) que se cobra a los distintos usuarios se denomina estructura tarifaria”, y ésta “[...] es el resultado de agregar los costos de cada una de las etapas (producción, transmisión, distribución, comercialización y administración)”, afirmación teórica que representa en forma gráfica:

Figura 11. Determinación Tarifa (Costo Servicio Res. CREG 119 de 2007



Fuente: http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-61&p_options. Captura realizada por Roqueberto Londoño Montoya, marzo 09 de 2009, a las 09:27 horas (-05 GMT)

Y, a renglón seguido, define que la estructura del “Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) es un costo económico eficiente que resulta de agregar los costos de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y Otros costos²²⁷ relacionados con la operación y administración del sistema interconectado nacional”, definición que presenta en una ecuación matemática:

$$CU = CU_f + CU_v \text{ Con } CU_v = G + T + D + C_v + PR + R$$

Fuente: http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-61&p_options. Captura, marzo 09 de 2009, realizada por Roqueberto Londoño Montoya.

²²⁷ Bajo este ambiguo concepto podrían agruparse dos categorías: a) otros costos identificados como aquellos en que se incurriría en horizontes de Planeación de Mediano Plazo derivados en cambios tecnológicos disponibles pero que aún no han sido adoptados por las empresas vinculadas al sistema eléctrico, b) otros costos que, vinculados a los anteriores habrían de asumirse en el horizonte de planeación de largo plazo, en correspondencia a las exigencias impuestas por la aplicación de los cambios técnicos y tecnológicos aplicados en el primer horizonte, son el consecuencia, costos de ambigua postulación para ser integrados en determinado período de facturación al usuario regulado.

Sin embargo, al tenor del artículo 4o. de la Resolución 119/07²²⁸, promulgada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas para aprobar “la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional”, la ecuación matemática que expresa dicha fórmula presenta las divergencias que se discriminan tanto en la fórmula, como en la tabla explicativa de sus miembros:

$$CUV_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + C_{v_{m,i,j}} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

$$CUf_{m,j} = C_{f_{m,j}}$$

Tabla 117. Comparativa ecuación matemática, fórmula tarifa eléctrica

Comp.	Explicativo Web CREG	Comp.	Explicativo Fórmula Res. 119/07-CREG
CUf	Costo base de comercialización que remunera los costos fijos de la actividad de comercialización. Este costo es igual a cero (0) hasta que se expida la metodología para la remuneración de la actividad de Comercialización para el próximo período tarifario.	$CUf_{m,j}$	Componente fija del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/factura) correspondiente al mes m para el Mercado de Comercialización j .
CUv	Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio.	$CUv_{n,m,i,j}$	Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j .
G	Corresponde al costo de compra de energía por parte del comercializador y representa el costo de producción de energía, independientemente del sitio donde sea generada.	$G_{m,i,j}$	Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j , determinados conforme se establece en el capítulo III de la presente resolución.
T	Con este valor se paga el transporte de energía desde las plantas de generación hasta las redes regionales de transmisión.	T_m	Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (%/kWh) para el mes m determinado conforme al capítulo IV de la presente Resolución.
D	Valor que se paga por transportar la energía desde las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional hasta el usuario final.	$D_{n,m}$	Costo por el uso del Sistema de Distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m , determinados conforme al capítulo IV de la presente Resolución.
Cv	Remunera el margen de Comercializar la energía e incluye los costos variables de la actividad de comercialización, asociados con la atención de los usuarios tales como facturación, lectura, atención, reclamos, etc.	$Cv_{m,i,j}$	Margen de Comercialización correspondiente al mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresados en (\$/kWh) y determinado conforme al capítulo V de la presente Resolución

²²⁸ Se origina en el Proyecto de Resolución CREG056-2007.

Tabla 117.		Continuación	
PR	Costos de pérdidas de energía, transporte y reducción de las mismas.	$PR_{n,m,i,j}$	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n , para el mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j , determinado conforme se establece en el capítulo VII de la presente Resolución.
R	Costos por restricciones y servicios asociados con la generación.	$R_{m,i}$	Costo de Restricciones y Servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al Comercializador minorista i en el mes m , conforme al capítulo VI de la presente Resolución.
		n	Nivel de tensión de conexión del usuario.
		m	Es el mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio
		i	Es el Comercializador Minorista que Presta el Servicio al usuario.
		j	Es el Mercado de Comercialización donde se Presta el Servicio.
Independientemente que un usuario pueda estar físicamente ubicado en las proximidades de un embalse o de una central de generación, él enfrenta costos iguales que otro de las mismas condiciones socioeconómicas ubicado en cualquier parte del mismo sistema, en el mismo nivel de tensión, y atendido por el mismo Comercializador de energía.			

Fuente:

http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=M11&p_options. Captura, marzo 09 de 2009, realizada por Roqueberto Londoño Montoya.

6. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN: Discordancia en la Factura de Energía Eléctrica

Según definición del actual gerente general “Empresas Públicas de Medellín E.S.P., es la matriz de un Grupo Empresarial en la industria de los servicios públicos domiciliarios y conexos, con sede en Medellín²²⁹”.

En la página 10^a de la edición del lunes 16 de marzo de 2009 el periódico “El Colombiano” publica el siguiente aviso: “En cumplimiento de la Ley 142²³⁰ de 1994 y las resoluciones CREG 058²³¹ de 2000, 078²³² y 119²³³ de

²²⁹ RESTREPO POSADA, Federico. EPM. Informe Social 2008, Pág. 21.

²³⁰ Publicada en el Diario Oficial No.41.433 del 11 de julio de 1994

²³¹ Publicada en el Diario Oficial No. 44175 de Septiembre 26 de 2000

²³² Publicación Diario Oficial No.: 46783 (sic), el día: 16/octubre/2007. Publicada en la WEB CREG el: 17/octubre/2007.

2007, Empresas Públicas de Medellín E.S.P informa: Tarifas y Costo de Energía Eléctrica – Mercado Regulado – Marzo de 2009”. La Comisión Reguladora de Energía y Gas, promulga el 21 de diciembre de 2007 la Resolución 0119 que se publica el 24 de enero de 2008 en el Diario Oficial Nro. 46.881, fecha desde la cual empieza a regir la aplicación de la tarifa emanada de la fórmula.

La Resolución 058/2000 hace referencia a la obligación que tienen los comercializadores de energía eléctrica y gas combustible de publicar en un periódico de amplia circulación en los municipios donde prestan el servicio, en **forma simple y comprensible**²³⁴. Según la vigésima segunda edición del Diccionario de la Real Academia Española de la Lengua, por simple entiéndese algo que no está sujeto a complicaciones ni dificultades, en tanto que comprensible, puede asimilarse algo que se puede comprender, que puede contener o incluir en sí algo.

Por su parte, la resolución 078/2007²³⁵ fija los cargos unificados de distribución y comercialización, aplicables a los usuarios del nuevo Sistema de Transmisión Regional y de Distribución Local resultante de la integración de los STR's (Sistemas de Transmisión Regionales) y SDL's (Sistemas de Distribución Locales) anteriormente operados por Empresas Públicas de Medellín, Empresa Antioqueña de energía Eléctrica y Empresas Municipales de Yarumal.

²³³ Publicación Diario Oficial No.: 46.881(sic), el día: 24/enero/2008 Publicada en la WEB CREG el: 28/diciembre/2007.

²³⁴ Artículo segundo. La negrilla fuera de texto, nos pertenece, RLM

²³⁵ Publicación Diario Oficial No.: 46783, el día:16/octubre/2007 Publicada en la WEB CREG el: 17/octubre/2007

Figura 12. Publicación “El Colombiano”, Mar. 16/2009

Importante

En cumplimiento de la Ley 142 de 1994 y las resoluciones CREG 058 de 2000, 078 y 119 de 2007, Empresas Públicas de Medellín E.S.P. informa:

Tarifas y Costo de Energía Eléctrica - Mercado Regulado - Marzo de 2009

	CONECTADOS A NIVEL 2										CONECT. A NIVEL 3 *	
	ACTIVOS B.T.		ACTIVOS B.T.		COMPARTIDOS		PROPIEDAD CLIENTE		ACTIVOS B.T.		CONECT. A NIVEL 3 *	
	Área	Subterr.	Área	Subterr.	Área	Subterr.	Área	Subterr.	Área	Subterr.	Subterr.	Subterr.
TARIFA RESIDENCIAL												
Estrato 1.	120.66	122.42	114.89	115.41	109.12	108.39	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
	301.66	306.06	287.23	288.52	272.81	270.97	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Estrato 2.	150.83	153.03	143.62	144.26	136.40	135.49	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
	301.66	306.06	287.23	288.52	272.81	270.97	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Estrato 3.	256.41	260.15	244.15	245.24	231.89	230.33	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
	301.66	306.06	287.23	288.52	272.81	270.97	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Estrato 4.	301.66	306.06	287.23	288.52	272.81	270.97	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Estrato 5. y 6.	361.99	367.27	344.68	346.22	327.37	325.17	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
TARIFA NO RESIDENCIAL												
Industrial y Comercial	361.99	367.27	344.68	346.22	327.37	325.17	296.26	296.26	296.26	296.26	296.26	296.26
ESPD*	331.82	336.66	315.96	317.37	300.09	298.07	274.33	274.33	274.33	274.33	274.33	274.33
Oficial y Excepciones de Contribución	301.66	306.06	287.23	288.52	272.81	270.97	249.39	249.39	249.39	249.39	249.39	249.39
TARIFA AREAS COMUNES												
Con contribución	361.99	367.27	344.68	346.22	327.37	325.17	296.26	296.26	296.26	296.26	296.26	296.26
Sin contribución	301.66	306.06	287.23	288.52	272.81	270.97	249.39	249.39	249.39	249.39	249.39	249.39
COSTO UNITARIO:	$CUV = G_{m,i} + T_m + D_{h,m} + CV_{m,i} + PR_{h,m,i} + R_{m,i}$ $CUF = Cf_m$											
CU TOTAL												
Costo Compra: Gm,i	301.66	306.06	287.23	288.52	272.81	270.97	249.39	249.39	249.39	249.39	249.39	249.39
Cargo transporte STN: Tm	118.84	118.84	118.84	118.84	118.84	118.84	118.84	118.84	118.84	118.84	118.84	118.84
Cargo transporte SDL: Dm,m	100.70	105.10	86.27	87.56	71.85	70.01	48.43	48.43	48.43	48.43	48.43	48.43
Margen Comercialización: CVm,i	30.48	30.48	30.48	30.48	30.48	30.48	30.48	30.48	30.48	30.48	30.48	30.48
Costo G, T, pérdidas: PRh,m	24.11	24.11	24.11	24.11	24.11	24.11	24.11	24.11	24.11	24.11	24.11	24.11
Resistencias: Rm	3.56	3.56	3.56	3.56	3.56	3.56	3.56	3.56	3.56	3.56	3.56	3.56
B.T.: Baja Tensión (Nivel 1, < 1 kV)												

Fuente: El Colombiano, Mar 16/09, Pág. 10.a. EPM. URL: <http://www.epm.com.co/epm/web/energia/documents/Publicacionmarzo16de2009.pdf> s.f

Esta presentación de la factura la conserva EPM hasta marzo de 2010, cuando decide modificar el formato Web de la misma y reemplazarlo por el que se aprecia en la siguiente imagen:

Figura 13. Nuevo formato Web factura EPM

En cumplimiento de la Ley 142 de 1994 y las resoluciones CREG 058 de 2000, 119 de 2007, 105 de 2009 y 026 de 2010 Empresas Públicas de Medellín E.S.P informa:
Tarifas y Costo de Energía Eléctrica - Mercado Regulado - Abril de 2010

INFORMACION MONOMIA				
ACTIVOS B.T. / CONECTADOS A NIVEL II		Propiedad EPM	Compartido	Propiedad Cliente
TARIFA RESIDENCIAL		Nivel I - \$/kWh		
Estrato 1.	Rango 0 - CS	127.41	126.19	124.97
	Rango > CS	318.54	315.48	312.42
Estrato 2.	Rango 0 - CS	159.27	157.74	156.21
	Rango > CS	318.54	315.48	312.42
Estrato 3.	Rango 0 - CS	270.76	268.16	265.56
	Rango > CS	318.54	315.48	312.42
Estrato 4.	Todo el consumo	318.54	315.48	312.42
Estrato 5. y 6.	Todo el consumo	382.24	378.57	374.90
TARIFA NO RESIDENCIAL		Nivel I - \$/kWh		
Industrial y Comercial		382.24	378.57	374.90
ESPD*		350.39	347.03	343.66
Oficial y Exentos de Contribución		318.54	315.48	312.42
TARIFA AREAS COMUNES		Nivel I - \$/kWh		
Con contribución		382.24	378.57	374.90
Sin contribución		318.54	315.48	312.42
COSTO UNITARIO:		$CU_v = G_{m,i} + T_m + D_{n,m} + CV_{m,i} + PR_{n,m,i} + R_{m,i}$		
CU TOTAL		$CU_f = C_f_m$		
		318.54	315.48	312.42
Costo Compra: G _{m,i}		134.32	134.32	134.32
Cargo transporte STN: T _m		20.62	20.62	20.62
Cargo transporte SDL: D _{n,m}		105.25	102.20	99.14
Margen Comercialización: CV _{m,t}		29.56	29.56	29.56
Costo G, T, pérdidas: PR _{n,m}		26.42	26.42	26.42
Restricciones: R _m		2.36	2.36	2.36

B.T.: Baja Tensión (Nivel 1, < 1 kV)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas promulgó en 1997 un conjunto de Resoluciones encaminadas a fijar el Costo Base de Comercialización, aplicable a los usuarios regulados que estén conectados al sistema de Transmisión Regional o al sistema de distribución local de las empresas que suministran el servicio de electricidad en el departamento de Antioquia, como se indica en la tabla precedente:

Tabla 118. Costo Base Comercialización

EMPRESAS	Costo Base²³⁶	Resolución CREG
Empresas Públicas de Medellín ²³⁷	$C_0^* = 1,539$	Res. 042 ²³⁸ /97
Empresa Antioqueña de Energía ²³⁹	$C_0^* = 4,837$	Res.043 ²⁴⁰ /97
Empresas Públicas de Caucasia	$C_0^* = 2,868$	Res. 044 ²⁴¹ /97

²³⁶ Determinados por la CREG a pesos de Diciembre 1995.

²³⁷ Atiende cobertura con el Servicio de electricidad a los habitantes de los municipios situados en el Valle de Aburrá (Caldas, La Estrella, Sabaneta, Itagüí, Envigado, Medellín, Bello, Copacabana, Girardota y Barbosa) y, además, a los de las poblaciones de: Carolina, Gómez Plata, Guadalupe, Angostura, Don Matías, El Peñol, Guatapé, San Rafael, Santa Rosa de Osos.

²³⁸ Publicada en el Diario Oficial No. 43.025 de Abril 21 de 1997. En la parte enunciativa la resolución 042 que fija el Costo Base de Comercialización para Empresas Públicas de Medellín, sobre el mismo tema remite a las resoluciones: Res. CR112-96, Res. CR113-96, Res. CRG31-97, Res. CRG78-97, Res. CRG79-97 y Res. CREG 019-01. En la parte resolutive, enuncia las siguientes concordancias: Res. CRG31-97-Art: 3-5, Res. CRG31-97-Art: 7-8, Res. CRG31-97-Art: 11 y Res. CRG31-97-An: 2. Cada una de estas resoluciones, a su vez remite a concordancias con otras con las que, de alguna manera, se han introducido modificaciones a los conceptos expresados en matemáticas financieras. Ese valor deflactado por IPC a diciembre de 2009 representaría \$3,0536.

²³⁹ Suministró hasta junio de 2007, cuando sus activos operativos pasaron a Empresas Públicas de Medellín, el Servicio de Electricidad a 107 municipios de Antioquia y al Carmen de Atrato, en el Dpto. del Chocó, colindante con el municipio Ciudad Bolívar, departamento de Antioquia. La CREG a través de la Resolución 048, Publicada en el Diario Oficial No. 43.025 de Abril 21 de 1997: fijó en \$ 3,537 el Costo Base de Comercialización expresado en \$/factura, para la Electrificadora del Chocó S.A.

²⁴⁰ Publicada en el Diario Oficial No. 43.025 de Abril 21 de 1997. En la parte enunciativa la resolución 043 que fija el Costo Base de Comercialización para la Empresa Antioqueña de Energía, sobre el mismo tema remite a las resoluciones: Res. CR112-96, Res. CR113-96, Res. CRG31-97, Res. CRG78-97, Res. CRG79-97 y Res. CREG 004-01. En la parte resolutive, enuncia las siguientes concordancias: Res. CRG31-97-Art: 3-5, Res. CRG31-97-Art: 7-8, Res. CRG31-97-Art: 11 y Res. CRG31-97-An: 2. Cada una de estas resoluciones, a su vez remite a concordancias con otras con las que, de alguna manera, se han introducido modificaciones a los conceptos expresados en matemáticas financieras.

²⁴¹ Publicada en el Diario Oficial No. 43.025 de Abril 21 de 1997. En la parte enunciativa la resolución 044 que fija el Costo Base de Comercialización para las Empresas Públicas de Caucasia, sobre el mismo tema remite a las resoluciones: Res. CR112-96, Res. CR113-96, Res. CRG31-97, Res. CRG78-97, Res. CRG79-97 y Res. CREG 004-01. En la parte resolutive, enuncia las siguientes concordancias: Res. CRG31-97-Art: 3-5, Res. CRG31-97-Art: 7-8, Res. CRG31-97-Art: 11 y Res. CRG31-97-An: 2.

Empresas Públicas de Yarumal Municipio de Entrerrios Municipio San Pedro de los Milagros		Res. 045 ²⁴² /97 Res. 046 ²⁴³ /97 Res. 047 ²⁴⁴ /97
---	--	---

Nótese la diferencia que la CREG, con precios nominales de diciembre de 1997, establece para el mercado de electricidad del departamento de Antioquia, atendido para la época por seis empresas de servicios públicos domiciliarios, tres diferenciados precios, siendo el más bajo el establecido para los usuarios regulados atendidos en el área de cobertura de Empresas Públicas de Medellín

Cada una de estas resoluciones, a su vez remite a concordancias con otras con las que, de alguna manera, se han introducido modificaciones a los conceptos expresados en matemáticas financieras.

- ²⁴² Publicada en el Diario Oficial No. 43.025 de Abril 21 de 1997. En la parte enunciativa la resolución 045 que fija el Costo Base de Comercialización para las Empresas Públicas de Yarumal, sobre el mismo tema remite a las resoluciones: Res. CR112-96, Res. CR113-96, Res. CRG31-97, Res. CRG78-97 y Res. CRG79-97, En la parte resolutive, enuncia las siguientes concordancias: Res. CRG31-97-Art: 3-5, Res. CRG31-97-Art: 7-8, Res. CRG31-97-Art: 11 y Res. CRG31-97-An: 2. Cada una de estas resoluciones, a su vez remite a concordancias con otras con las que, de alguna manera, se han introducido modificaciones a los conceptos expresados en matemáticas financieras.
- ²⁴³ Publicada en el Diario Oficial No. 43.025 de Abril 21 de 1997. En la parte enunciativa la resolución 046 que fija el Costo Base de Comercialización para el Municipio de Entrerrios, sobre el mismo tema remite a las resoluciones: Res. CR112-96, Res. CR113-96, Res. CRG31-97, Res. CRG78-97 y Res. CRG79-97, En la parte resolutive, enuncia las siguientes concordancias: Res. CRG31-97-Art: 3-5, Res. CRG31-97-Art: 7-8, Res. CRG31-97-Art: 11 y Res. CRG31-97-An: 2. Cada una de estas resoluciones, a su vez remite a concordancias con otras con las que, de alguna manera, se han introducido modificaciones a los conceptos expresados en matemáticas financieras.
- ²⁴⁴ Publicada en el Diario Oficial No. 43.025 de Abril 21 de 1997. En la parte enunciativa la resolución 047 que fija el Costo Base de Comercialización para el Municipio de San Pedro de los Milagros, sobre el mismo tema remite a las resoluciones: Res. CR112-96, Res. CR113-96, Res. CRG31-97, Res. CRG78-97, Res. CRG79-97 y Res. CREG 019-01, En la parte resolutive, enuncia las siguientes concordancias: Res. CRG31-97-Art: 3-5, Res. CRG31-97-Art: 7-8, Res. CRG31-97-Art: 11 y Res. CRG31-97-An: 2. Cada una de estas resoluciones, a su vez remite a concordancias con otras con las que, de alguna manera, se han introducido modificaciones a los conceptos expresados en matemáticas financieras.

$$\text{Media en desfase de precios} \left[\begin{array}{l} 4,837 - 1539 = 3,298 \\ 2,868 - 1,539 = 1,329 \\ 4,837 - 2,868 = 1,969 \end{array} \right] = 6,566 \div 3 = 2,188666666666667$$

Además de lo anterior se fijan Cargos de facturación de electricidad monomía por niveles de consumo, como se detalla en la tabla precedente:

Tabla 119. Facturación de electricidad por cargos monomios²⁴⁵

CARGOS MONOMIOS							
Empresa Antioqueña de Energía Empresas Públicas de Cauca	Nivel IV	6,1407 kWh	D Máxima	8,2481	Res.165/97 Res. 187/97		
	$\geq 57,5 \text{ kV} < 220 \text{ kV}$		D Media	6,2921			
			D Mínima	2,8022			
	Nivel III	13,4003 kWh	D Máxima	18,4122			
	$\geq 30,0 \text{ kV} < 57,5 \text{ kV}$		D Media	13,5866			
			D Mínima	6,1703			
	Nivel II	23,9256 kWh	D Máxima	32,2997			
	$\geq 1 \text{ kV} < 30,0 \text{ kV}$		D Media	24,4811			
			D Mínima	11,5356			
Nivel I	49,9556 kWh	D Máxima	66,1372				
$< 1 \text{ kV}$		D Media	51,5117				
		D Mínima	27,1940				
Empresas Públicas de Medellín Municipio San Pedro de los Milagros Municipio Entrerrios Municipio de Campamento Empresas Públicas de Yarumal	Nivel IV	3,9196 \$/kWh	D Máxima	5,3714	Res. 169/97 Res. 188/97 Res. 189/97 Res. 190/97 Res. 191/97		
	$\geq 57,5 \text{ kV} < 220 \text{ kV}$		D Media	4,0973			

Con la finalidad de fijar los cargos unificados de distribución y comercialización, aplicables a los usuarios del nuevo Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local, resultante de la integración de los STR's y/o SDL's anteriormente operados por algunas empresas prestadoras del Servicio Público de Electricidad, la Comisión de

²⁴⁵ Consúltense las notas 246-254 pie de página de la tabla siguiente.

Regulación de Energía y Gas, promulga el conjunto de resoluciones que se reseña seguidamente:

Tabla 120. Cargos Unificados para nuevo sistema

CARGOS MONOMIOS ²⁴⁶					
Empresa Antioqueña de Energía Empresas Públicas de Caucasia	Nivel IV ²⁴⁷	6,1407 kWh	D Máxima	8,2481	Res.165 ²⁴⁸ /97 Res. 187 ²⁴⁹ /97
	$\geq 57,5 \text{ kV} < 220 \text{ kV}$		D Media	6,2921	
			D Mínima	2,8022	
	Nivel III	13,4003 kWh	D Máxima	18,4122	
	$\geq 30,0 \text{ kV} < 57,5 \text{ kV}$		D Media	13,5866	
			D Mínima	6,1703	
	Nivel II	23,9256 kWh	D Máxima	32,2997	
	$\geq 1 \text{ kV} < 30,0 \text{ kV}$		D Media	24,4811	
D Mínima			11,5356		

²⁴⁶ Determinados por la CREG a pesos de diciembre de 1996.

²⁴⁷ Estos niveles de tensión los establece la CREG mediante Resolución 097 promulgada el 26 de septiembre de 2008 y publicada en el Diario Oficial número 47.134 del 06 de octubre de 2008.

²⁴⁸ Publicada en el Diario Oficial No. 43.143 de octubre 06 de 1997. En la parte enunciativa la resolución 165 que aprueba los cargos de uso del Sistema de Transmisión Regional y Distribución Local de la Empresa Antioqueña de Energía, sobre el mismo tema remite a las resoluciones: Res. CREG043-98, Res. CRG99-97, Res. CR155-97, Res. CREG 004-01. En la parte resolutive, Art. 1° Cargos Monomios, enuncia modificaciones introducidas por las siguientes resoluciones: Res. CREG043-98-Art:1, Res. CRG99-97-Art:3-4, Res. CRG99-97-Art:7, Res. CRG99-97-Art:10, Res. CRG99-97-An:1 y Res. CR155-97-Art: 2. Por su parte el Art. 2° Cargos Monomios Horarios, enuncia modificaciones introducidas por la resolución: Res. CREG043-98-Art: 2 y concordancias con la Resolución: Res. CRG99-97-An: 4. De otra parte el Art. 3° establece concordancias con las resoluciones: Res. CRG99-97-Art: 8, Res. CREG043-98-Art: 1. Cada una de estas resoluciones, a su vez remite a concordancias con otras con las que, de alguna manera, se han introducido modificaciones a los conceptos expresados en matemáticas financieras.

²⁴⁹ Publicada en el Diario Oficial No. 43.143 de octubre 06 de 1997. En la parte enunciativa la resolución 187 que aprueba los cargos de uso del Sistema de Transmisión Regional y Distribución Local Empresas Públicas de Caucasia, sobre el mismo tema remite a las resoluciones: Res. CRG99-97, Res. CR155-97, Res. CREG 004-01. En la parte resolutive, Art. 1° Cargos Monomios, enuncia modificaciones introducidas por las siguientes resoluciones: Res. CRG99-97-Art:3-4, Res. CRG99-97-Art:7, Res. CRG99-97-Art:10, Res. CRG99-97-An:1 y Res. CR155-97-Art: 2. Por su parte el Art. 2° Cargos Monomios Horarios, enuncia concordancias introducidas por la resolución: Res. CRG99-97-An: 4. De otra parte el Art. 3° establece concordancias con las resoluciones: Res. CRG99-97-Art: 8. Cada una de estas resoluciones, a su vez remite a concordancias con otras con las que, de alguna manera, se han introducido modificaciones a los conceptos expresados en matemáticas financieras.

	Nivel I	49,9556 kWh	D Máxima	66,1372	
	< 1 kV		D Media	51,5117	
			D Mínima	27,1940	
Empresas Públicas de	Nivel IV	3,9196 \$/kWh	D Máxima	5,3714	Res. 169 ²⁵⁰ /97
	$\geq 57,5 \text{ kV} < 220 \text{ kV}$		D Media	4,0973	Res. 188 ²⁵¹ /97

²⁵⁰ Publicada en el Diario Oficial No. 43.143 de octubre 06 de 1997. En la parte enunciativa la resolución 169 que aprueba los cargos de uso del Sistema de Transmisión Regional y Distribución Local Empresas Públicas de Medellín, modificada por la **Res. CREG044-98** y sobre el mismo tema remite a las resoluciones: Res. CRG99-97, Res. CR155-97, Res. CREG 004-01. En la parte resolutive, Art. 1° Cargos Monomios, enuncia modificaciones introducidas por la Res. CREG044-98-Art: 1 y concordancia con las siguientes resoluciones: Res. CRG99-97-Art: 3-4, Res. CRG99-97-Art: 7, Res. CRG99-97-Art: 10, Res. CRG99-97-An: 1 y Res. CR155-97-Art: 2. Por su parte el Art. 2° Cargos Monomios Horarios, enuncia modificaciones introducidas por la Res. CREG044-98-Art: 1 y concordancias introducidas por la resolución: Res. CRG99-97-An: 4. De otra parte el Art. 3° establece concordancias con las resoluciones: Res. CRG99-97-Art: 8 y Res. CREG044-98-Art: 1. . Cada una de estas resoluciones, a su vez remite a concordancias con otras con las que, de alguna manera, se han introducido modificaciones a los conceptos expresados en matemáticas financieras.

²⁵¹ Publicada en el Diario Oficial No. 43.143 de octubre 06 de 1997. En la parte enunciativa la resolución 188 que aprueba los cargos de uso del Sistema de Transmisión Regional y Distribución Local para el municipio de San Pedro de Los milagros, sobre el mismo tema remite a las resoluciones: Res. CRG99-97, Res. CR155-97, Res. CREG 004-01. En la parte resolutive, Art. 1° Cargos Monomios, enuncia concordancia con las siguientes resoluciones: Res. CRG99-97-Art:3-4, Res. CRG99-97-Art:7, Res. CRG99-97-Art:10, Res. CRG99-97-An:1 y Res. CR155-97-Art: 2. Por su parte el Art. 2° Cargos Monomios Horarios, enuncia concordancias introducidas por la resolución: Res. CRG99-97-An: 4. De otra parte el Art. 3° establece concordancias con las resoluciones: Res. CRG99-97-Art: 8. Cada una de estas resoluciones, a su vez remite a concordancias con otras con las que, de alguna manera, se han introducido modificaciones a los conceptos expresados en matemáticas financieras.

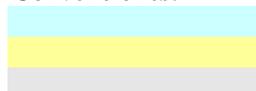
Medellín Municipio San Pedro de los Milagros			D Mínima	2,1893	Res. 189 ²⁵² /97 Res. 190 ²⁵³ /97 Res. 191 ²⁵⁴ /97
	Nivel III	6,7346 \$/kWh	D Máxima	7,8111	
Municipio Entrerrios			D Media	6,3078	
			D Mínima	4,1292	
Municipio de Campamento	Nivel II	15,1086 \$/kWh	D Máxima	20,7162	
	$\geq 1 \text{ kV} < 30,0 \text{ kV}$		D Media	15,8113	
Empresas Públicas de Yarumal			D Mínima	7,8152	
	Nivel I	25,2419 \$/kWh	D Máxima	34,6106	
$< 1 \text{ kV}$			D Media	26,4159	
			D Mínima	13,0568	

- ²⁵² Publicada en el Diario Oficial No. 43.143 de octubre 06 de 1997. En la parte enunciativa la resolución 189 que aprueba los cargos de uso del Sistema de Transmisión Regional y Distribución Local para el municipio de Entrerrios, sobre el mismo tema remite a las resoluciones: Res. CRG99-97, Res. CR155-97. En la parte resolutive, Art. 1° Cargos Monomios, enuncia concordancia con las siguientes resoluciones: Res. CRG99-97-Art:3-4, Res. CRG99-97-Art:7, Res. CRG99-97-Art:10, Res. CRG99-97-An:1 y Res. CR155-97-Art: 2. Por su parte el Art. 2° Cargos Monomios Horarios, enuncia concordancias introducidas por la resolución: Res. CRG99-97-An: 4. De otra parte el Art. 3° establece concordancias con las resoluciones: Res. CRG99-97-Art: 8. Cada una de estas resoluciones, a su vez remite a concordancias con otras con las que, de alguna manera, se han introducido modificaciones a los conceptos expresados en matemáticas financieras.
- ²⁵³ Publicada en el Diario Oficial No. 43.143 de octubre 06 de 1997. En la parte enunciativa la resolución 190 que aprueba los cargos de uso del Sistema de Transmisión Regional y Distribución Local para el municipio de Campamento, sobre el mismo tema remite a las resoluciones: Res. CRG99-97, Res. CR155-97. En la parte resolutive, Art. 1° Cargos Monomios, enuncia concordancia con las siguientes resoluciones: Res. CRG99-97-Art:3-4, Res. CRG99-97-Art:7, Res. CRG99-97-Art:10, Res. CRG99-97-An:1 y Res. CR155-97-Art: 2. Por su parte el Art. 2° Cargos Monomios Horarios, enuncia concordancias introducidas por la resolución: Res. CRG99-97-An: 1. De otra parte el Art. 3° establece concordancias con las resoluciones: Res. CRG99-97-Art: 8. Cada una de estas resoluciones, a su vez remite a concordancias con otras con las que, de alguna manera, se han introducido modificaciones a los conceptos expresados en matemáticas financieras.
- ²⁵⁴ Publicada en el Diario Oficial No. 43.143 de octubre 06 de 1997. En la parte enunciativa la resolución 191 que aprueba los cargos de uso del Sistema de Transmisión Regional y Distribución Local para Empresas Públicas de Yarumal, sobre el mismo tema remite a las resoluciones: Res. CRG99-97, Res. CR155-97. En la parte resolutive, Art. 1° Cargos Monomios, enuncia concordancia con las siguientes resoluciones: Res. CRG99-97-Art: 3-4, Art: 7, Art: 10 y An: 1, y Res. CR155-97-Art: 2. Por su parte el Art. 2° Cargos Monomios Horarios, enuncia concordancias introducidas por la resolución: Res. CRG99-97-An: 4. De otra parte el Art. 3° establece concordancias con las resoluciones: Res. CRG99-97-Art: 8. Cada una de estas resoluciones, a su vez remite a concordancias con otras con las que, de alguna manera, se han introducido modificaciones a los conceptos expresados en matemáticas financieras.

Tabla 121. Aviso publicitario. Comparación de una tarifa 2009

Aviso El Colombiano			Factura EPM		
Tarifa Residencial					
Costo Unitario	CREG: $CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + CV_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$ $CUf = Cf_{m,j}$				
	EPM: $CUv = G_{m,i} + T_m + D_{n,m} + CV_{m,i} + PR_{n,m,i} + R_{m,i}$ $CUf = Cf_m$				
Componentes del costo	Valor \$kWh/m	Part. Porcentaje	Componentes del costo	Valor \$kWh/m	Participación en Porcentaje
CU Total	301,66	39,39534575349730			
Costo Compra: Gm,i	118,84	7,94603195650733	Compra	118,84	39,40057025396190
Cargo Transporte STN: Tm	23,97	33,38195319233570	Transporte	23,96	7,94377030700882
Cargo Transporte SDL: Dn,m	100,70	10,10409069813700	Distribución	100,69	33,38306478350240
Margen Comercialización: CVm,t	30,48	7,99244182191871	Comercialización	30,47	10,10211524434720
Costo G, T, Pérdidas: PRn,m	24,11	1,18013657760.92	Costo G. T. PR	24,11	7,99350175717790
Restricciones: Rm	3,56	100,00000000000000	Restricciones	3,55	1,17697765400172
Total	301,66		Total	301,62 ²⁵⁵	100,00000000000000

Convenciones:



Aviso El Colombiano
Factura Empresas Públicas de Medellín
Comisión Regulación Energía y Gas

Fuente: EPM Factura Servicio Eléctrico. Cálculo porcentual de RLM con base en información figura 01.

El capítulo II, de la resolución 119/07 a que se hace referencia en este estudio, establece la “Fórmula Tarifaria General del Servicio de Energía Eléctrica para el Mercado Regulado”, que en términos del artículo 4, expresa: “Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica. El Costo Unitario de Prestación del Servicio consta de un componente variable de acuerdo con el nivel de consumo, expresado en \$/kWh, y un componente fijo, expresado en \$/factura, según se indica a continuación:”

$$(1) \quad CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

$$(2) \quad CUf = Cf_{m,j}$$

²⁵⁵ Valores tomados de la factura expedida por EPM para los consumos realizados por el cliente en el período comprendido entre el 06 de marzo y el 04 de abril de 2009. Véase figura 04.

Comoquiera que la resolución en comento expresa que la fórmula tarifaria general está constituida por dos componentes, en términos matemáticos la ecuación debe expresarse: $TarkWh = CUv + CUf$, referenciando los miembros de la ecuación que constituyen el Costo Unitario Variable y el Costo Unitario Fijo.

Sin embargo, en la factura mensual sólo se detallan los valores correspondientes a cada componente relacionado con los costos presentes en la operación y administración de cada miembro interviniente en la estructura de suministro del Servicio de Energía Eléctrica, como se detalla en la tabla que explica esquemáticamente la desagregación de los componentes del costo expresados en la fórmula tarifaria adoptada por la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG).

Mediante las resoluciones 031(Anexo II) y 042 expedidas en 1997, la CREG define en primer lugar la metodología para establecer el Costo Base de Comercialización mediante la ecuación $(C_0^*$ en \$ / Factura) que refleja los costos eficientes de comercialización, sobre el que se establece un margen del 15% para cubrir “tanto los riesgos de la actividad de Comercialización como el retorno del capital comprometido”, la resolución 042 expresa en el artículo 1o. que el “Costo Base de Comercialización expresado en \$/factura, para las Empresas Públicas de Medellín, aplicable a los usuarios regulados que se encuentren conectados al Sistema de Transmisión Regional y/o al Sistema de Distribución Local de la misma empresa, se fija como máximo en: $C_0^* = 1,539$ \$/factura (\$ de diciembre de 1995). Mil quinientos treinta y nueve pesos por factura”. Para el período emprendido entre enero de 1996 y el 31 de diciembre de 2008, el crecimiento ponderado del IPC presenta un acumulado del 122,96%, determinando entonces, un costo base de comercialización con cargo a los usuarios del servicio de aproximadamente 3 431,35 \$/factura.

Tabla 122. Componentes fórmula general de tarifas

		Componente Variable, expresado en \$/kWh					
FÓRMULA TARIFA ELÉCTRICA	Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio \$/kWh.	Compra Energía Comercializador Minorista en Mercado Comercialización.	Utilización Sistema Nacional de Transmisión.	Utilización Sistema de Distribución.	Margen de Comercialización, Comercializador Minorista.	Costo Compra, transporte y Reducción de Pérdidas.	Costo Restricciones y Servicios Asociados a la Generación.
	$TarkWh = CUv_{n,m,i,j} =$	$G_{m,i,j} +$	$T_m +$	$D_{n,m} +$	$Cv_{m,i,j} +$	$PR_{n,m,i,j} +$	$R_{m,i}$
	100.00% (100.00%)	39,40% (35%)	7,94% (8%)	33,38% (36%)	10,10% (11%)	7,99% (7%)	1,18% (2%)

Las cifras porcentuales entre paréntesis se tomaron de presentación en formato .ppt expuestas por “Los expertos en mercados XM”, empresa filial de ISA, de su sitio WEB: <http://www.xm.com.co.>, diapositiva 13, capturada por Roqueberto Londoño Montoya el 12 de marzo de 2009.

Componente fijo, expresado en \$/factura

$$Cuf = Cf_{m,j} \quad (1\%)$$

Fuente: Res. 119/07 CREG. Cálculo porcentual de RLM, con base en tabla 02.

Los porcentajes asignados a cada miembro de la ecuación, surgen de la discriminación por componentes del costo que Empresas Públicas de Medellín le informa al usuario del Servicio de Electricidad en la factura, como indica la fotocopia de la misma. Ver figura 04.

Figura 14. Factura EPM Servicio Eléctrico

ENERGÍA MDO REGULADO		CÁLCULO CONSUMO		COMPONENTES DEL COSTO	
INFORMACIÓN BÁSICA		CÁLCULO CONSUMO		COMPONENTES DEL COSTO	
CATEGORÍA: RESIDENCIAL		MEDIDOR		COMPRA	118.84
		LECTURA ACT	31,282 KWH	TRANSPORTE	23.96
		LECTURA ANT	31,087 KWH	DISTRIBUCION	100.69
SUBCATEGORÍA: ESTRATO 3		DIFERENCIA	195 KWH	COMERCIALIZAC	30.47
PLAN: NORMAL RESIDENCIAL		X CONSTANTE M	1,000	COSTO G.T. PR	24.11
CONSUMO DEL 06 MAR AL 04 ABR		CONSUMO	195 KWH	RESTRICCIONES	3.55
DÍAS DE CONSUMO: 30				Total	\$ 301.62
PROMEDIO CONSUMO ÚLTIMOS 6 MESES					
ENERGÍA ACTIVA : 175 KWH					
LIQUIDACIÓN CONSUMO		PAGO PERÍODO ANTERIOR		\$50,451.00	
KWH	COSTO	VALOR	VALORES FACTURADOS		
130X	301.66=	39,215.80	VALORES FACTURADOS	\$	58,823.70
65X	301.66=	19,607.90	COSTO DEL SERVICIO	\$	5,882.37
		58,823.70	+CONTRIBUCIÓN (-SUBSIDIO)	\$	52,941.33
CONS ACTIVA			VALOR NETO	\$	- .33
FES CALCULADO	1.00 VECES		AJUSTE EPM	\$	
FES MAXIMO	6.00 VECES				
DES CALCULADO	.10 HORAS				
DES MAXIMO	2.40 HORAS				
OPERADOR :Empresas Públicas de Mede					
DIR. OPER:Carrera 58 Nro 42 125					
TEL. OPER:(054) 380 80 80					
GRUPO : 01					
CIRCUITO :023033					
DPC : 24					
NIU :96451934					
CI :605.25					

Obsérvese en la imagen la discordancia existente entre la sumatoria de los “componentes del costo” y el costo expresado en la “liquidación del consumo”. Este usuario (cliente como se le designa en el “Contrato de Condiciones Uniformes”), realizó un consumo de 195 kWh en el período de facturación. La discordancia de \$ 0,04 en 195 kWh, representa la suma de \$ 7,80. Si este valor se proyecta a una constante de 12 meses de facturación, la discordancia representa \$ 93,60; suma de apariencia irrisoria, respecto de una factura individual, pues representa el 0.0168% (0,017%) del ingreso mínimo de un hogar de bajos ingresos: \$ 556.218,00 para trabajadores que devenguen hasta dos salarios mínimos mensuales (Salario Mínimo Legal Vigente \$497.000,00 más Subsidio de Transporte \$59.218,00).

Para determinar los alcances de la discordancia se exploró una muestra de 375 facturas expedidas por Empresas Públicas de Medellín en el servicio de energía eléctrica, en el período comprendido entre marzo 2008 (factura pagada en abril) y mayo de 2009 (factura cancelada en junio) y en todas se encontró la discordancia apreciada entre la sumatoria de los *Componentes*

del Costo y el Costo por kWh facturado por los consumos llevados a cabo por el respectivo suscriptor del servicio.

La muestra se focalizó en el examen de la discordancia presente en la factura proferida por la empresa de electricidad, como se reseña en la tabla 04, a suscriptores de:

Tabla 123. Cómputos de encuesta

Sector Suscriptor	Facturas	Consumo kWh	Promedio kWh
Estrato 2	163	22 820	140
Estrato 3	115	22 425	195
Estrato 4	41	8 815	215
Estrato 5	16	6 192	387
Estrato 6	11	789	71,72
Comercio Minorista	29	38 135	1 315
Totales	375	99 172	264,47

Divergencia entre información del Costo y suma cobrada												
Componentes	Años	2008			2009							
		Mar	Abr	May	Ene	Feb	Mar	Abr	Cre %	May	Cre %	Media
Compra: Gm,i		87,36	86,22	89,01	90,93	108,69	117,57	118,84	101,08	118,55	99,76	
Transporte STN: Tm		21,23	20,96	20,45	22,90	21,44	22,73	23,96	105,41	21,87	91,28	
Distribución SDN: Dn,m		89,39	90,46	91,63	100,38	100,08	98,17	100,69	102,57	101,92	101,22	
Comercialización: CVm,t		21,68	23,25	24,98	29,59	30,33	30,21	30,47	100,86	30,64	100,56	
Costo G,T, Pérdidas: PRn,m		18,27	18,09	18,53	19,15	22,37	23,35	24,11	103,34	23,78	98,63	
Restricciones		3,90	6,06	5,78	8,43	6,07	6,08	3,55	58,39	5,02	141,41	
Total		241,83	245,04	250,38	271,38	288,98	298,09	301,62	101,18	301,78	100,05	271,57
Información Web EPM		241,82	245,06	250,41	289,01	298,12	301,66	301,80		302,62		278,81
Discordancia		- 0,01	+ 0,02	+ 0,03	- 17,60	- 9,14	- 3,57	- 0,18		- 0,84		- 31,29
Costo kWh Facturado EPM		241,82	245,06	250,41	271,41	289,01	298,12	301,66		301,80		271,60
Discordancia		-0,01	+0,02	+0,03	+0,03	+0,03	+0,03	+0,04		+0,02		0,02375

Fuente: para componentes "El Colombiano". Medellín, marzo 16, 2009, Pág. 10^a. Para valores EPM: facturación a usuarios del servicio eléctrico. Cálculos del autor.

La reseñada discordancia en las series de la tabla, debe complementarse con la sumatoria de la diferencia hallada en las 7 facturas no incluidas y que representa un valor de \$ 0,22, para totalizar \$ 0,42 en las 14 facturas que por estrato se analizaron en la muestra, expresando una discordancia de \$ 41,654025 en el debido pagar que este grupo de "clientes" traslado de sus bolsillos a los ingresos monopólicos de Empresas Públicas de Medellín, en su división energía eléctrica ($375 * 264,47 * 0,42 = \$41.654,025$).

Conforme a lo dispuesto en el artículo 126 de la ley 142 de 1994 las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cinco años, salvo que antes haya acuerdo entre la empresa de servicios públicos y la comisión para modificarlas o prorrogarlas por un período igual. Vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, continuarán rigiendo mientras la comisión no fije las nuevas. En consecuencia, la CREG ha promulgado las resoluciones 080 de 1994, que rigió la política tarifaria hasta el momento en que entró en plena vigencia la Resolución 031 de 1997 que reguló las tarifas derramadas por Empresas Públicas de Medellín a sus usuarios hasta el momento en que empezó la vigencia de las disposiciones emanadas de la Resolución 119 de 2007.

Al desplegar en el portal <http://www.epm.com.co> el botón Acerca de EPM, el hiperenlace Cifras y Balances, lanza una página que, además de reseñar un resumen del último informe presentado por el Gerente General, se halla el hipervínculo Balances Financieros y Sociales que presenta en orden descendente los informes anuales de 2008 y 2007, además de los balances correspondientes a los años 2006, 2005 y 2004. Al invocar en el Ítem Informe Anual 2008 ó 2007, el link Responsabilidad Social y Empresarial, conecta al Servidor institucional para dar acceso al respectivo documento en formato PDF (*Portable Document Format*). Para el año 2007, en el documento referenciado se sostiene: “El número de clientes de Energía cerró a diciembre de 2007 con 1,625,224; la demanda de electricidad con un total de 4,662 GWh/año, y el valor de los consumos fue de \$966,591 millones²⁵⁶”. Por su parte para el año 2008 el correspondiente documento expresa: “Presta el servicio de energía eléctrica en 122 municipios del Departamento de Antioquia y en uno del Departamento del Chocó, un mercado conformado por 1,066 instalaciones del mercado no regulado y 1,726, 278 clientes del mercado regulado. De ellos, 573,001 clientes

²⁵⁶ GAVIRIA GUTIÉRREZ, Juan Felipe. “EPM, Informe Social 2007”, acápite “1.2. Perfil de la Organización”. Página 20, en <http://www.epm.com.co>.

pertenecen al mercado regional, para una población total que supera los 5,600,000 (sic) habitantes²⁵⁷”.

Ahora bien, abstrayendo las tasas de crecimiento aceptadas para el sector eléctrico, tanto en el ámbito de los nuevos agregados en materia de Generación de Electricidad, como en el nuevos suscriptores, los 4.662 GWh facturados en 2007 a los clientes conectados al Mercado Regulado, para un mes de consumo de electricidad, se convierten en 388.500.000 kWh/mes que, facturados al número de “clientes” en las variables declaradas en el informe anual de la empresa, representan los valores expresados en la siguiente ecuación:

$$375 / \left[\begin{array}{l} 1'625.224 \\ 1'726.278 \end{array} \right] * \frac{100}{100} = \left[\begin{array}{l} 0,0230737 + \\ 0,0217230 \\ 0,0447968 \end{array} \right] / 2 = 0,02239838947422420$$

$$285.51 \quad 375 \quad \left[\begin{array}{l} \$ 301,66 = 32'297.604,98 - \\ \$ 301,62 = 32'293.322,33 \\ 4.282,65 \end{array} \right] / 2 = \$ 2.141.33$$

7. FÓRMULA TARIFARÍA: Antecedentes históricos

Resolución 080 de 1995 CREG

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, fundamentándose en las leyes 142 y 143²⁵⁸ de 1994 y en los Decretos 1524²⁵⁹ y 2253²⁶⁰ de 1994, expide el 27 de diciembre de 1995 la Resolución 80, argumentando la premisa de “aliviar la carga financiera de las

²⁵⁷ RESTREPO POSADA, Federico. EPM, Informe Social 2008”, acápite “Perfil de la Organización: EPM, Matriz de un Grupo Empresarial en crecimiento”. Página 23, en <http://www.epm.com.co>.

²⁵⁸ Publicada en el Diario Oficial No.41.434 del 12 de julio de 1994

²⁵⁹ Publicado en el Diario Oficial No.41.453 del 21 de julio de 1994

²⁶⁰ Publicado en el Diario Oficial No.41.561 del 7 de octubre de 1994

empresas que atienden usuarios finales, desmontando los subsidios aplicados a los sectores residencial y no-residencial”.

El Art. 3o. de la Res. 80/95 dispone que para los estratos cinco y seis, a partir del 1o. de enero de 1996 y en todos los rangos de consumo, se aplica la siguiente tarifa: $TARIFA_{tik} = (1 + P_{ik}) * C_{Onk} * IPP_1 / IPP_0$

El párrafo 1o. del citado artículo establece que los factores P_{ik} aplicables, serán los consignados en el anexo III, determinados para el área ámbito de esta investigación, de la siguiente manera:

ANEXO III FACTORES P_{ik}

EMPRESA (k)	Medio-Alto $i=5$	Alto $i=6$
MEDELLIN	0.20	0.20
ANTIOQUIA	0.20	0.20

El factor P_{ik} lo determina el anexo II como el factor a aplicar al estrato i , de la empresa k , con miras a reflejar el subsidio o la contribución aplicable a cada estrato.

El párrafo 2o. define que a partir del primero de enero de 1996 a los usuarios de los estratos 5 y 6 conectados a las empresas de Servicios Públicos del Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena, Medellín, Antioquia, Chocó, Boyacá, Santander, Norte de Santander, Caldas, Pereira, Quindío, Cali, EPSA, Tulúa, Cartago, Tolima, Huila, Caquetá, Cauca, Nariño Cundinamarca, Meta y Bogotá, no se les cobra el Cargo Fijo.

En ésta, como en las precedentes fórmulas, la variable: $TARIFA_{tik}$ se refiere a la tarifa residencial a ser aplicada al usuario del estrato i , en la empresa k , calculada para el mes t . Las notaciones: $(0-CN1)$, $(CN1-CS)$, $(CS-CN2)$ y $(>CN2)$, significan respectivamente la tarifa a ser aplicada entre el rango de consumo cero (0) y el Consumo de Nivelación 1(CN1); entre el Consumo de

Nivelación 1 (CN1) y el Consumo de subsistencia (CS); entre el Consumo de Subsistencia (CS) y el Consumo de Nivelación 2 (CN2); y, Mayor al Consumo de Nivelación 2 (>CN2).

Para los estratos 1, 2, 3, y 4, los artículos 4o., 6o. y 7o. de la resolución en comento, en un conjunto de tres fórmulas y dos párrafos determina la tarifa para los estratos 1, 2 y 3 en los rangos de Consumo entre Cero (0) y el Consumo de Nivelación 1 (CN1) y para los estratos 1, 2, 3 y 4 los consumos que sean mayor al Consumo de Subsistencia (CS) y el Consumo de Nivelación 2 (CN2), conforme a la siguiente tabla:

Estratos 1, 2 y 3 Nivelación (0) – (CN1)		Estratos 1, 2, 3 y 4 Nivelación >(CS) - (CN2)	
Período Consumo	1o. de enero a 30 de julio (kWh-mes)	Período Consumo	(kWh-mes)
1996	200	Ene-Feb/96	400
		Mar-Abr/96	300
		May-Jun/96	250
		Jul/96 en adelante	20

$$Tarifa_{tik}^{(0-CN1)} = Tarifa_{(t-1)ik}^{(0-CN1)} * (1 + \pi_a), \text{ donde } 0 \leq CN1 \leq CS \text{ Art. 4o.}$$

$$Tarifa_{tik}^{(CS-CN2)} = Tarifa_{0ik}^{(CS-CN2)} * (1 + \pi_a), \text{ donde } CN2 \geq CS \text{ Art. 6o.}$$

Los párrafos del Art. 4o. complementan:

Parágrafo 1o. El miembro de la ecuación π_a expresa que la meta de inflación mensualizada, definida por el gobierno, correspondiente al año a, es igual al 1,32% para 1996.

Parágrafo 2o. El Cargo Fijo, para los estratos 1, 2 y 3 se actualizará mensualmente de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Cargo Fijo_{tik} = Cargo Fijo_{(t-1)ik} * (1 + \pi_a)$$

Por su parte, para el estrato 4, el artículo 5o. de la resolución 80/95 dispone que los consumos que se encuentren por encima del

Consumo de Nivelación 1 (CN1), definidos para cada período de consumo, conforme a la siguiente tabla:

Período de Consumo	(kWh-mes)
Ene/96	180
Feb/96	160
Mar/96	140
Abr/96	120
May/96	100
Jun/96 en adelante	0

y hasta el Consumo de Subsistencia (CS), se aplicará la siguiente fórmula:

$$Tarifa_{tik}^{(CN1-CS)} = C_{Onk} * IPP_t / IPP_o, \text{ donde } 0 \leq CN1 \leq CS, i=4 \text{ Art. 5o.}$$

Nótese que el redactor de las fórmulas integró como miembros de la ecuación matemática las notaciones:

- a) A la fórmula del artículo 4o., la notación: *dónde* $0 \leq CN1 \leq CS$ para significar que el superíndice $(0-CN1)$ representa el consumo entre Cero (0) y Consumo de Nivelación 1 (CN1) pudiendo ser mayor o menor, entre uno y otro rango, introduciendo, además, sin soporte en la fórmula, la notación: $\leq CS$ que no aparece como superíndice en ninguno de los miembros de la ecuación.
- b) A la fórmula del artículo 5o., la notación: *dónde* $0 \leq CN1 \leq CS, i=4$ expresa idéntico sentido al indicado para la fórmula anterior, pero a ésta se le agregó la notación $i=4$ para expresar que este miembro del subíndice tik equivaldría a 4, cuando el subíndice de la fórmula expresa que t equivale a tiempo (mes en la fórmula), i indica al usuario y k representa a la empresa suministradora del servicio.
- c) A la fórmula del artículo 6o., la notación: *dónde* $CN2 \leq CS$ significa que en el superíndice de la fórmula el Consumo de

Nivelación 2 (CN2) podría tener una representación mayor o menor al Consumo de Subsistencia (CS).

Resolución 09 de 1996²⁶¹ CREG

Con la promulgación de esta Resolución la Comisión Reguladora de Energía y Gas introduce complementaciones adicionales a la carga tarifaria previamente adoptada, el artículo 3o. establece que en la eventualidad en que la “Energía Reactiva registrada” en el instrumento de medición “sea mayor o igual al cincuenta por ciento (50%) de la Energía Activa consumida, durante el mismo período de facturación, las empresas liquidarán los excedentes sobre este 50% de esta Energía Reactiva con la tarifa de la respectiva Energía Activa”.

La proliferación en Colombia de urbanizaciones y conjuntos residenciales por propiedad horizontal, llevó a la CREG a promulgar una medida mediante la cual, a partir de febrero de 1996 (Art. 4o. Res. 09/96), los consumos realizados en las “áreas comunes en el período t , del estrato i , de la empresa k , conforme a las definiciones consignadas en el Anexo II de la resolución 080 de la CREG, se liquidarán con la siguiente fórmula:

donde
$$\text{TarifaÁrea Común}_{ik} = (1 + \beta_{ik}) * C_{onk} * IPP_t / IPP_o$$
 β_{ik} es el factor que refleja la contribución por encima del rango de subsistencia en el estrato i de la empresa k ”.

Los párrafos 1 y 2 disponen que los factores β_{ik} aplicables para los estratos 5 y 6 serán iguales P_{ik} a los valores consignados en el anexo III de la Resolución CREG 80 de 1995, en tanto que para los estratos 1, 2, 3 y 4 los factores aplicables serán iguales a cero (0).

²⁶¹ Publicada en el Diario Oficial No. 42.707 de febrero 1o. de 1996.

De otra parte, el artículo 6o. dispuso que a partir de la facturación correspondiente a los consumos del mes de febrero de 1996, para los estratos 5 y 6 con contador binomio, los valores λ_i las fórmulas tarifarias del anexo V de la resolución CREG 80/95 serán 0,2; mientras que para el estrato 4 λ_2 será igual a cero (0). A los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 conectados al sistema, con registro de consumo a través de contador binomio, sólo se les liquidará el consumo de energía. Sin embargo, la tarifa aplicable en el período t, del estrato i, de la empresa k, conforme a las definiciones del anexo II de la resolución CREG-080/95, será:

Para el consumo de subsistencia:

$$Tarifa_{ik}^{(0-CS)} = (1 + \rho_{ik}) * C_{onk} * IPP_t / IPP_o$$

Por encima del consumo de subsistencia:

$$Tarifa_{ik}^{(>-CS)} = C_{onk} * IPP_t / IPP_o$$

El párrafo 1o. establece que los valores p_{ik} reflejantes del subsidio otorgado a los estratos 1, 2 y 3, son respectivamente:

Estrato	P_{ik}
Bajo-bajo	-0,50
Bajo	-0,40
Medio-Bajo	-0,15

Por su parte el párrafo 2o. dispone que a los usuarios con medición binomia y consumos de energía menores o iguales a 200 kWh-mes, las empresas les facturarán solamente un cargo por disponibilidad del servicio, equivalente al valor de 200 kWm-hora facturados con una tarifa monomia, discordante para los estratos 4 a 6 y 1 a 3, con aplicación de las siguientes fórmulas:

Estratos 4, 5 y 6: $(1 + \lambda_i) * C_{onk} * IPP_t / IPP_o$

Estratos 1, 2 y 3: $(1 + \rho_{ik}) * C_{onk} * IPP_t / IPP_o$

El artículo 1° de la resolución 112²⁶², promulgada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas el 28 de noviembre de 1996 define que las ecuaciones matemáticas que permitan calcular el costo de prestación del servicio, en función de la estructura de costos económicos se denominan fórmulas para el costo de prestación del servicio.

Con la promulgación el 28 de noviembre de 1996, de la Resolución 113²⁶³, la Comisión de Regulación de Energía y Gas determinó la existencia de cuatro principales cargos para integrar las fórmulas tarifarias a saber:

1. Por cada kilovatio hora de consumo, el comercializador facturará al usuario un cargo por consumo.
2. La integra, también, un cargo por unidad de potencia utilizada en horas de máxima demanda.
3. Un cargo por conexión que cubrirá los costos de conexión, cada vez que el usuario sea conectado al servicio de electricidad.

Mientras entran en plena vigencia las fórmulas tarifarias de cada empresa comercializadora, las tarifas a aplicar a los usuarios regulados y demás cobros aprobados por la CREG se incrementarán con la meta inflacionaria que defina el banco de la república para 1997.

De otra parte, el artículo 5o. de la resolución en comento dispone que a partir de la fecha en que quede en firme la fórmula de determinación del costo para el mercado regulado de cada comercializador, las empresas establecerán un programa gradual para que al 31 de diciembre de cada uno de los años siguientes, las tarifas para los consumos de los usuarios residenciales clasificados en los estratos 1, 2 y 3, en los rangos de consumo mensual que se

²⁶² Publicada en el Diario Oficial No. 42.929 bis de Noviembre 29 de 1996

²⁶³ Publicada en el Diario Oficial No. 42.929 bis de Noviembre 29 de 1996

detallan a continuación, alcancen los límites de subsidios establecidos en la Ley 142 de 1994, conforme a las fórmulas establecidas en los anexos II y III de la presente resolución:

AÑO	RANGO DE CONSUMO (CN-CS) kWh/mes
1997	176 al consumo de subsistencia
1998	151 al consumo de subsistencia
1999	76 al consumo de subsistencia
2000	0 al consumo de subsistencia

Parágrafo 1o. Las tarifas de los consumos inferiores a los anteriores rangos, se incrementarán con la respectiva meta de inflación (π_{α}), que defina la autoridad competente para cada año.

Artículo 7o. A partir del momento en que quede en firme la fórmula de determinación del costo para el mercado regulado de cada comercializador, el valor α de las fórmulas consignadas en los anexos III y IV de la presente resolución, será el menor valor entre los respectivos α' de los anexos III y IV y los valores α_0 de la siguiente tabla, según factor de consumo:

Sector Fecha	α_0		
	Industria, Comercio, Provisional	Oficial, Especial	Estros 5 y 6
Aprobación –Dic 1997	1.30	1.30	α'
Ene.98-Dic.98	1.30	1.30	α'
Ene.99-Dic.99	1.25	1.05	1.25
Ene.2000-Dic.2000	1.20	1.00	1.20

El Art. 4° de la Resolución 031, promulgada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas el 4 de abril de 1997 aprobando “las fórmulas generales que permiten a los comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional”. “Las fórmulas generales de costos y la metodología para determinar el costo base de comercialización, regirán por cinco años contados a

partir del primero (1°) de enero de 1998 y hasta el 31 de diciembre del año 2002. Vencido este período, las fórmulas continuaran rigiendo mientras la CREG no fije las nuevas. El costo base de comercialización que la Comisión aprueba a cada comercializador de electricidad, regirá a partir del 1° de enero de 1998 y por el plazo que reste entre la fecha en la cual quede en firme la resolución que lo apruebe y el 31 de diciembre del año 2002”.

El anexo número uno de la Resolución 031/97, que entro a regir a partir del 1° de enero de 1998 define que los costos de prestación del servicio están definidos en forma unitaria (\$/kWh), y están asociados con los costos que enfrenta la empresa en desarrollo de su actividad de comercialización. El costo unitario monomio está dado por la siguiente fórmula:

$$CU_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + T_{m,t,z}}{(1 - PR_{n,t})} + D_{n,m} + O_{m,t} + C_{m,t}$$

Resolución 031/97

$CU_{n,m,t}$ Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m del año t .

Resolución 119/07

$CU_{n,m,i,j}$ Componente variable del Costo Unitario del Servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m , del comercializador Minorista i , en el Mercado de comercialización j .

Resolución 031/97

$G_{m,t}$ Costo de compra de energía (\$/kWh)

Resolución 119/07

$G_{m,i,j}$ Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m , del comercializador minorista i , en el mercado de comercialización j .

Resolución 031/97

$T_{m,t,z}$ Costo promedio por uso del STN (\$/kWh) correspondiente al mes m del año t en la zona z .

Resolución 119/07

T_m Costo por el uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes m .

Resolución 031/97

$D_{n,m}$ Costo de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m .

Resolución 119/07

$D_{n,m}$ Costo por el uso del sistema de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n , para el mes m .

Resolución 031/97

$PR_{n,t}$ Fracción (o Porcentaje expresado como fracción) de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n , reconocidas para el año t .

Resolución 119/07

$PR_{n,m,i,j}$ Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n , para el mes m , del Comercializador Minorista i .

Resolución 031/97

$C_{m,t}$ Costo de comercialización (\$/kWh) correspondiente al mes m , del año t .

Resolución 031/97

$O_{m,t}$ Costos adicionales del mercado mayorista (\$/kWh)
correspondiente al mes m , del año t .