



# **INFORME DE AUDITORIA REDUCCIÓN DE CAPITAL**

**EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ EEB S.A. ESP  
CODENSA SA ESP Y GAS NATURAL SA ESP**

**PAD 2005**

**DIRECCIÓN TÉCNICA SECTOR SERVICIOS PÚBLICOS**

**FEBRERO DE 2005**



## CONTRALORIA DISTRITAL

Contralor de Bogotá D. C.	Oscar González Arana
Contralor Auxiliar	Ernesto Tuta Alarcón
Director Sector Servicios Públicos	Angel Federico Gutiérrez García
Subdirector de Fiscalización	Aurelio Enrique Rodríguez Guzmán
Subdirector de Análisis Sectorial	Juan Manuel Quiroz Medina
Equipo Analista:	Jairo Leyva Díaz Pablo Arturo Gómez Marco Antonio Miño Prieto Sandra Rocio Medina Losada Arnulfo Velásquez Jaime Hernando Porras Rodríguez Oscar Heriberto Peña Novoa

## TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	0
I.	ANÁLISIS DEL SECTOR ENERGETICO ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL .....	1
1.1	OBJETIVO.....	1
1.2	DESCRIPCIÓN GENERAL SECTOR .....	1
1.2.1	ANTECEDENTES Y CARACTERIZACIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA.....	1
1.2.2	ANTECEDENTES Y CARACTERIZACIÓN GAS NATURAL.....	3
1.3	MARCO LEGAL .....	5
1.3.1	EL MARCO LEGAL DEL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL.....	5
1.3.2	GAS NATURAL .....	8
1.4	ORGANIZACIÓN NACIONAL DEL SECTOR ENERGÉTICO.....	10
1.4.1	DIRECCIÓN.....	10
1.4.2	PLANEACIÓN.....	11
1.4.3	REGULACIÓN.....	11
1.4.4	INSPECCIÓN Y CONTROL.....	12
1.5	EJECUCIÓN DE ACTIVIDADES OPERATIVAS BÁSICAS .....	12
1.5.1	EJECUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES BÁSICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO .....	12
1.5.2	GAS NATURAL .....	25
1.6	LOS MECANISMOS DEL MERCADO EN EL SECTOR ENERGETICO ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL .....	34
1.6.1	ENERGÍA ELÉCTRICA.....	34
1.6.2	GAS NATURAL .....	46
2	II. EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ SA ESP. ....	51
2.1	ANTECEDENTES.....	51
2.2	PROCESO DE TRANSFORMACIÓN .....	56
2.2.1	CREACIÓN DE LAS EMPRESAS EMGESA Y CODENSA S.A. ESP.....	56
2.2.2	SITUACIÓN DE LA EEB Y COMPROMISOS DERIVADOS DEL CONVENIO CELEBRADO CON LA NACIÓN.....	57
2.2.3	REORGANIZACIÓN CORPORATIVA Y VINCULACIÓN DE CAPITAL PRIVADO .....	57
2.2.4	SELECCIÓN DE INVERSIONISTAS ESTRATÉGICOS.....	59
2.2.5	FORMACIÓN DE LAS NUEVAS EMPRESAS Y CAPITALIZACIÓN.....	60
2.3	REDUCCIÓN DE CAPITAL.....	63
2.3.1	NORMATIVIDAD APLICABLE E INDICADORES .....	63
2.3.2	SUPUESTOS GENERALES.....	66
2.3.3	INDICADORES FINANCIEROS.....	71
2.3.4	DISTRIBUCIÓN RECURSOS REDUCCIÓN CAPITAL.....	72
2.3.5	REGISTRO CONTABLE.....	73
2.3.6	ACTA NO. 40 ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS EEB DEL 29/10/04. ....	73
2.4	ANÁLISIS FINANCIERO Y ECONOMICO .....	77
2.4.1	ANÁLISIS FINANCIERO .....	77
2.4.2	FLUJO DE CAJA PROYECTADO EEB 2005 – 2012.....	80
2.4.3	2.4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO .....	83
2.5	CONCLUSIONES .....	86
3	III. CODENSA SA ESP. ....	88
3.1	ANTECEDENTES.....	88
3.2	ANÁLISIS DEL SECTOR DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	91

3.2.1	INFRAESTRUCTURA .....	91
3.2.2	COBERTURA Y CALIDAD .....	92
3.2.3	PÉRDIDAS .....	97
3.2.4	CONSUMO E INGRESOS.....	98
3.3	ANÁLISIS DE LA REDUCCIÓN DE CAPITAL EN CODENSA SA ESP EN 2004.....	100
3.3.1	EVALUACIÓN FINANCIERA .....	101
3.3.2	ANÁLISIS DE INDICADORES FINANCIEROS .....	103
3.3.3	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	104
3.4	CONCLUSIONES REDUCCION DE CAPITAL CODENSA SA ESP.....	110
4	IV. GAS NATURAL SA ESP.....	112
4.1	ANÁLISIS DE LA GESTIÓN.....	112
4.1.1.	INFRAESTRUCTURA .....	112
4.1.2.	RESULTADOS DE GESTIÓN OPERATIVA Y COMERCIAL.....	113
4.2	ANÁLISIS REDUCCIÓN DE CAPITAL POR \$110.752.7 MILLONES .....	115
4.2.1	CONSIDERACIONES JURÍDICAS.....	116
4.2.2	ANÁLISIS FINANCIERO Y ECONÓMICO.....	117
4.3	CONCLUSIONES .....	123
5	CONCLUSIÓN GENERAL.....	124

## INTRODUCCIÓN

La revisión se centro en la evaluación económica y financiera de las empresas del sector energético, EEB, CODENSA y GAS NATURAL, de acuerdo a información contable de 1998 a 2004 y flujos de caja proyectados desde el 2005 al 2014, teniendo en cuenta el cumplimiento de los requisitos contemplados en el artículo 145 del Código del Comercio, si la liquidez de las empresas permiten cubrir los desembolsos de las respectivas reducciones y el nivel de endeudamiento es adecuado. Además, se consideraron los antecedentes de estos procesos en las empresas de energía y algunas consideraciones de tipo jurídico y técnico

De acuerdo con la solicitud de la Superintendencia de Sociedades en el sentido de realizar un análisis a la disminución de capital con efectivo reembolso de aportes a los accionistas de las empresas de Energía de Bogotá SA ESP, CODENSA SA ESP Y Gas Natural SA ESP, en ejercicio de las facultades que le da la constitución en sus artículos 267 a 272 a la Contraloría de Bogotá D. C., para realizar el control fiscal de las citadas sociedades, este organismo de control se permitirá hacer unos planteamientos que nos conducirán a emitir un concepto, teniendo en cuenta el impacto que sobre los intereses del Distrito Capital tiene la referida operación.

La Contraloría de Bogotá a pesar de no tener competencia para autorizar la reducciones de capital, la Superintendencia de Sociedades ha considerado necesario conocer el concepto de los diferentes entes que controlan y vigilan a las empresas que prestan servicios públicos domiciliarios para ratificar y enriquecer el conocimiento sobre los estudios que respaldan el criterio de ese organismo para otorgar o rechazar dichas autorizaciones.

# **I. ANALISIS DEL SECTOR ENERGETICO ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL**

## **1.1 OBJETIVO**

Este capítulo presenta las características del sector energético, comprendiendo los servicios domiciliarios de energía eléctrica y gas natural donde el Distrito Capital tiene inversiones directas o indirectas<sup>1</sup>.

## **1.2 DESCRIPCION GENERAL SECTOR**

### **1.2.1 ANTECEDENTES Y CARACTERIZACIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA**

El sector eléctrico nacional está conformado por las empresas que efectúan la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. La prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia, al igual que en Bogotá, se inició a finales del Siglo XIX y su realización se debió fundamentalmente a la iniciativa de pioneros e inversionistas privados, quienes formaron las primeras empresas que tenían como objetivo generar, distribuir y comercializar electricidad. El esquema inicial en la operación fue el de propiedad privada que poco a poco fue cambiando hacia lo público con un cambio gradual en la propiedad de las empresas existentes hasta su completa estatización, forzado en parte por las altas necesidades financieras para la expansión del sector, necesidad incrementada en la medida en que la relación electricidad y desarrollo económico se hizo más fuerte con la industrialización.

En la regulación del sector generador, el estado se hizo presente desde 1928, con la expedición de la ley 113 que declaró de utilidad pública el aprovechamiento de la fuerza hidráulica. Sin embargo en materia de alumbrado público, ya en 1913, mediante la Ley 97 de ese año, cuando ya el servicio de ya era totalmente eléctrico, se reglamentó su prestación.

---

<sup>1</sup> No se incluye el sector del Gas Licuado de Petróleo GLP que la regulación incluye dentro de los servicios públicos domiciliarios

A comienzos de la década de los noventa, los análisis y diagnósticos mostraban que la gestión y logros que habían alcanzado las empresas de electricidad en manos del Estado, aun cuando mostraban una expansión importante, eran desfavorables en términos de la eficiencia administrativa, operativa y financiera. El sector, considerado globalmente, enfrentaba la quiebra financiera, situación en la que se vio abocada la EEB, en ese entonces empresa integrada, en razón de las altas deudas por concepto de la construcción de la Central El Guavio, una de cuyas manifestaciones fue el racionamiento eléctrico, a nivel nacional en el período 1991-1992.

Con este panorama el país y el gobierno, admitieron la necesidad de un nuevo marco legal teniendo como orientador el principio del logro de la eficiencia en los servicios públicos, introduciendo la competencia donde fuera posible y la libre entrada de quienes estuvieran interesados en prestarlos. Hasta 1995 el sector funcionaba dentro del esquema de planificación centralizada para la generación y transmisión y en cuanto a la distribución y comercialización operaba dentro de un marco regulado. Con la Ley 142 de 1994 se introdujeron los mecanismos de mercado en la gestión del servicio.

Las actividades de transmisión y distribución operan como monopolios naturales, debido a la imposibilidad técnica actual de establecer más de una ruta que funcione eficientemente, lo que determina la forma de propiedad sobre las redes; mientras las de generación y comercialización funcionan con un mecanismo de competencia en condiciones de mercado.

Así, a partir de 1995 se introdujo el Mercado de Energía Mayorista MEM, para las transacciones de generación, además de constituirse el mercado de comercialización para los usuarios finales, dentro de los cuales se incluyen los no regulados.

Las empresas del sector energético, especialmente las de electricidad y gas natural, funcionan en un esquema complejo de interrelación con las otras empresas. Con la interconexión eléctrica nacional y la red de transporte de gas las empresas del sector tienden a examinarse en un contexto de país más que el de una ciudad o región, especialmente cuando se analizan actividades como la generación de energía eléctrica, la transmisión, el transporte de gas y aún la distribución y la comercialización donde las empresas realizan, en diverso grado, su actividad teniendo en cuenta las condiciones locales pero dentro de un contexto nacional

### 1.2.2 ANTECEDENTES Y CARACTERIZACIÓN GAS NATURAL

El gas natural extraído de los yacimientos, es un producto incoloro e inodoro, no tóxico y más ligero que el aire. Procede de la descomposición de los sedimentos de materia orgánica atrapada entre estratos rocosos y es una mezcla de hidrocarburos ligeros en estado gaseoso en la que el metano (CH<sub>4</sub>) se encuentra en grandes proporciones, acompañado de otros hidrocarburos y gases cuya concentración depende de la localización del yacimiento como: propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados.

Generalmente, esta mezcla contiene impurezas tales como vapor de agua, gas carbónico y nitrógeno. Otras veces puede contener impurezas como sulfuro de hidrógeno, mercaptanos y helio.

El gas natural se encuentra, al igual que el petróleo, en yacimientos en el subsuelo en uno de los siguientes estados: ASOCIADO, cuando esta mezclado con el crudo al ser extraído del yacimiento. LIBRE O NO ASOCIADO, cuando se encuentra en un yacimiento, en el cual sólo contiene gas.

Por lo tanto, su composición, su gravedad específica, su peso molecular y su poder calorífico son diferentes en cada yacimiento. El rango de variación del poder calorífico está entre 900 y 1400 BTU/PC

El gas natural es una energía eficaz, rentable y limpia, y por sus precios competitivos y su eficiencia como combustible, permite alcanzar considerables economías a sus utilizadores. Por ser el combustible más limpio de origen fósil, contribuye decisivamente en la lucha contra la contaminación atmosférica, y es una alternativa energética que destacará en el siglo XXI por su creciente participación en los mercados mundiales de la energía.

El uso del gas natural como combustible sustituye otros energéticos como: electricidad, GLP, ACPM, queroseno, fuel oil, crudos pesados y carbón en el área industrial; electricidad, GLP, queroseno en el sector doméstico y comercial; y gasolina y diesel en el de transporte.

La explotación a gran escala de esta fuente energética natural cobró especial relevancia tras los importantes hallazgos registrados en distintos lugares del mundo, a partir de los años cincuenta. Gracias a los avances tecnológicos desarrollados, sus procesos de producción, transporte, distribución y utilización no presentan riesgos ni causan impacto ambiental apreciable.

La diversificación de la canasta energética (lograda en Colombia mediante el Programa de masificación de gas) ha traído ventajas económicas para el país, pues su uso para la satisfacción de las necesidades energéticas de la población y de los agentes económicos del país es más eficiente, desde el punto de vista de la cadena energética, que otras fuentes que venían siendo empleadas en el pasado.

El servicio de gas combustible en la clasificación de propano fue introducido en la ciudad en forma organizada en la década de los años cuarenta. Este fue el resultado de la operación de refinación de petróleo, especialmente en los yacimientos cercanos a Barrancabermeja, fundamentalmente como gas propano, que fue desplazando al carbón hasta entonces el combustible empleado en las cocinas. La forma de suministro ha sido por tanques o bombonas de varias capacidades. La cobertura sin embargo, no fue muy amplia y su bajo costo no logro evitar la fuerte penetración de la energía eléctrica, como fuente principal de energía en las cocinas.

A diferencia de los sectores eléctrico, y de distribución de gas propano, la prestación del servicio público domiciliario de gas natural se inició a comienzos de los setentas, en forma aislada alrededor de los yacimientos encontrados en algunas regiones del país (Costa Atlántica, Santander, Huila y Meta, principalmente).

Luego de un largo período de bajo crecimiento, a pesar de la existencia de reservas en el país, en 1986 se inicia el programa “gas para el cambio” cuyos principales objetivos fueron:

- Aumentar la cobertura regional.
- Llevar a cabo la interconexión nacional.
- Promover nuevos hallazgos.

Desde ese entonces los hechos más relevantes para el desarrollo de la industria pueden resumirse a continuación:

- Hacia 1993 el CONPES define directrices para que ECOPETROL liderara la interconexión nacional y para el desarrollo del marco regulatorio de la industria. ECOPETROL adelantó, entre 1995 y 1997, la interconexión entre los principales yacimientos y centros de consumo, mediante la construcción de más de 2.000 km. gasoductos entre el Departamento de la Guajira, el Centro y Suroccidente del país y los Llanos orientales.
- Mediante la Ley 401 de 1997, se separó la actividad de transporte de gas de ECOPETROL y se conformó la Empresa Colombiana de Gas - ECOGAS.

Durante el período 1997-1998, se otorgaron concesiones de áreas de distribución exclusiva de gas para extender la cobertura del servicio en los Departamentos de Quindío, Caldas, Risaralda, Valle y Tolima.

### **1.3 MARCO LEGAL**

El artículo 1 de la ley 142 de 1994, incluyó dentro de los servicios públicos domiciliarios el servicio de energía eléctrica y la distribución del gas combustible, eso incluye el gas repartido por cilindros como el GLP ( Gas Licuado de Petróleo) y el gas repartido por tubería como el gas natural. Para este servicio al igual que los restantes regulados por la ley 142/94, los municipios son los responsables de su prestación y cuando no se tengan propuestas de empresarios privados debiendo asumir su gestión operativa. La Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, ha desarrollado normas regulatorias para los servicios de energía eléctrica, gas natural y GLP.

#### **1.3.1 EL MARCO LEGAL DEL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL**

El marco de la gestión de las empresas "eléctricas" se rige bajo los principios contemplados en las leyes 142 de 1994 - Ley de Servicios Públicos Domiciliarios - y la Ley 143 de 1994 - Ley Eléctrica Nacional -, las cuales definen el entorno operativo, económico e institucional para la prestación de los servicios públicos domiciliarios y específicamente del sector eléctrico. Como principio fundamental las mencionadas leyes se centran en el logro de la eficiencia, a través de la promoción de la competencia en un mercado libre, pero regulado, con sistemas de información que permitan a todos los participantes en el mercado del sector eléctrico - generadores, comercializadores y usuarios finales escoger la mejor opción.

La ley eléctrica reglamenta las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. En este sentido, se organiza el funcionamiento del sector eléctrico dentro del Sistema Interconectado Nacional, entendiéndose por éste último el sistema compuesto por los elementos, conectados entre sí, de las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e intrarregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios.

La operación del Sistema Interconectado Nacional, se debe hacer procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad del servicio, mediante la utilización de los recursos disponibles en forma económica y

conveniente para el país (Art. 33 Ley 143/94). Lo anterior implica que las actividades propias de la operación del sistema deben realizarse de acuerdo a los principios, criterios y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación y por tanto son de obligatorio cumplimiento para todas las empresas del sector eléctrico.

Las características de cada una de las actividades del sector eléctrico o sus negocios, se establecieron como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas que permitan y propendan por la libre competencia en los negocios de Generación y Comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de Transmisión y Distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde esta fuera posible

Con respecto a la separación de actividades y la integración vertical entre negocios, la Ley fijó reglas diferenciales que se resumen a continuación:

- Las Empresas de Servicios Públicos constituidas con anterioridad a la vigencia de las Leyes, que se encontraran integradas verticalmente, podían continuar desarrollando simultáneamente más de una actividad, manejando en todo caso contabilidades separadas por tipo de negocio.
- De acuerdo con el artículo 74 de la Ley 143 de 1994, las Empresas de Servicios Públicos constituidas con posterioridad a la vigencia de las Leyes, podían desarrollar simultáneamente actividades consideradas como complementarias: Generación y comercialización o Distribución y Comercialización.

Los transmisores no podían desarrollar más de una actividad, considerándose excluyentes las siguientes actividades:

Generación y Transmisión,  
Generación y Distribución,  
Transmisión y Distribución y,  
Transmisión y Comercialización.

- Adicionalmente, la regla se aplicó explícitamente a la empresa Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., constituida con anterioridad a la vigencia de las Leyes, pero escindida por mandato legal, con posterioridad a esa fecha.

En adición a las reglas descritas, la CREG en desarrollo de sus funciones, reglamentó los límites permisibles para la integración vertical y horizontal entre

negocios, tanto para las empresas nuevas como para las existentes (Resolución CREG-128 de 1996). Las directrices generales se resumen a continuación:

- Ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la capacidad instalada efectiva de generación de electricidad en el sistema interconectado nacional.
- Ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la actividad de comercialización, límite que se calculará como el cociente entre las ventas de electricidad de una empresa a usuarios finales en el sistema interconectado nacional y las ventas totales de energía a usuarios finales en el sistema interconectado nacional, medidas en kilovatios - hora (kWh).
- Ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la actividad de distribución, límite que se calculará como el resultado de dividir re las ventas de electricidad que se realicen en el sistema interconectado nacional, por una o varias empresas que tengan usuarios finales conectados a la misma red de distribución, por las ventas totales de energía a usuarios finales en el sistema interconectado nacional, medidas en kilovatios - hora (kWh).
- Ninguna empresa generadora podrá tener acciones, cuotas o partes de interés social que representen más del veinticinco por ciento (25%) del capital social de una empresa distribuidora. Igual regla se aplicará a las empresas distribuidoras que tengan acciones, cuotas o partes de interés en el capital social de una empresa generadora.
- El porcentaje de participación en el mercado que tenga directamente la persona natural o jurídica que desarrolla la actividad de generación, comercialización o distribución de energía eléctrica, se sumará la participación en el mercado de la respectiva actividad que tengan las sociedades que formen parte del mismo grupo empresarial, así como las que tengan respecto de esa empresa las personas naturales o jurídicas controlantes, controladas, subordinadas o vinculadas, de acuerdo con lo previsto por la legislación comercial y tributaria.
- La Resolución CREG 042 de 1999, modificó la Resolución CREG 128 de 1996 en su artículo 3º, y determinó que el límite del 25% se aplicará de forma tal que ninguna persona natural o jurídica podrá tener, directa o indirectamente, más de ese porcentaje aplicado a la Capacidad

Nominal de Generación (subrayado fuera de texto) en el sistema Interconectado Nacional.

- Igualmente la Resolución 042 de 1999, estableció que ninguna persona natural o jurídica podrá incrementar directa o indirectamente, su Participación en el Mercado de Generación mediante operaciones relacionadas con adquisición de Participación en el Capital o en el Capital o en la Propiedad o de cualquier otro Derecho, o con cualquier otro tipo de adquisición o fusiones, cuando el total de los Megavatios MW de la Capacidad Efectiva Neta, sumados de la totalidad de las plantas propias o participadas sea superior a la Franja de Potencia de acuerdo con a las estipulaciones de la CREG.
- Por la Resolución 004 de 1999, determinó que ISA solamente podrá incrementar su participación en la actividad de Transmisión cuando sea beneficiaria de los procesos de selección para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional. En ningún caso podrá adquirir participación societaria o accionaria, ni incrementar la que tuviere en empresas de Transmisión Nacional existentes o futuras. Así como tampoco, adquirir activos de transmisión de otras empresas que resultaren beneficiarias en los procesos de selección a los cuales hace referencia la mencionada Resolución.
- Igualmente la resolución en comento, definió que los generadores, distribuidores y comercializadores, o la empresas integradas verticalmente que desarrollen de manera conjunta más de una de estas actividades, no podrán tener acciones, cuotas o parte de interés social que representen más del quince por ciento (15%) del capital social de una empresa de Transmisión Nacional existente o futura, ni podrán con respecto a esa empresa, tener posición controlada y/o controlante.
- La Resolución citada limitó la participación de empresas del Sector Eléctrico, a aquellas que tengan como objeto exclusivo la actividad de Transmisión Nacional, en lo relacionado con el sector; además determinó que los proponentes en un mismo proceso de selección no podrán tener vinculación económica.

### 1.3.2 GAS NATURAL

Las empresas que manejan el gas natural se rigen por normas tales como el Código Colombiano de Petróleos, pero deben atender las regulaciones sobre la

capacidad de efectuar actividades dirigidas a la distribución y las condiciones de los contratos de venta.

Por el Decreto 408 de 1993 el CONPES aprobó las estrategias para el desarrollo del Plan de Gas, por el cual se conformaba un sistema de transporte de Gas Natural, donde Ecopetrol ejercería, directamente o por contrato, la construcción de los gasoductos, utilizando esquemas de BOMT o similares, para conectar los campos de producción con los centros de consumo del país.

Como parte del Plan de Gas, se establecieron directrices tendientes a garantizar la oferta del combustible mediante:

- Continuidad en las actividades de exploración y explotación de nuevos yacimientos,
- Construcción de una red troncal de gasoductos,
- Ampliación del sistema de transporte existente,
- Conformación de un mercado en los sectores industrial, residencial y termoeléctrico.

De otra parte, entre las acciones previstas para asegurar el uso eficiente y racional de energía, se preveía la implantación de programas para el uso de GLP3 y/o GNC4 en el sector de Transporte, así como programas para fomentar el uso de GLP en el sector residencial rural.

El desarrollo de este Plan de Gas, en los últimos años, ha permitido acelerar el proceso de construcción de la infraestructura necesaria para unir los campos de producción de gas del norte de Colombia, con los centros de consumo nuevos y con los grandes campos encontrados en el interior del país.

Con la Resolución 057/96 se estableció que el transporte de gas natural es independiente de las actividades de producción, comercialización y distribución del gas natural. En consecuencia, los contratos de transporte y las tarifas y cargos o precios asociados, se suscribirán independientemente de las condiciones de la compra y su valoración.

El transportador de gas natural no podrá realizar de manera directa, actividades de producción, comercialización o distribución, ni tener interés económico en las empresas que tengan por objeto la realización de esas actividades, además el transportador no podrá otorgar trato preferencial a ningún usuario de sus servicios. En la misma resolución se especifica el alcance de la figura de "interés económico" de una empresa transportadora de gas en otra cuyo objeto sean las distintas actividades dentro del sector del gas natural.

Las empresas que desarrollen actividades de producción, venta o distribución pueden ser comercializadoras, pero las constituidas con anterioridad a la ley 142/94, podrán seguir prestando en forma combinada las actividades llevadas a cabo hasta esa fecha y la de comercialización siempre y cuando adecuen sus contabilidades a lo establecido por la Superintendencia de Servicios Públicos.

Por la misma resolución en comento los productores de gas natural, no podrán desarrollar directamente la actividad de generación eléctrica pero podrán poseer hasta un 25% del capital social de una empresa que desarrolle esa actividad.

Mediante la Resolución 071/98, a partir del 1 de enero del 2015, ninguna empresa podrá atender ni directa ni indirectamente más del 30% de usuarios del mercado y las que en el momento de expedición de la resolución citada tengan una participación superior no podrán expandir sus sistemas de distribución a través de compras de participación accionaria mayoritaria. Igualmente, esta resolución establece que ninguna persona o empresa podrá tener más del 25% del volumen transado en el mercado de comercialización a usuarios finales regulados o no regulados.

## **1.4 ORGANIZACIÓN NACIONAL DEL SECTOR ENERGÉTICO**

En las leyes 142 y 143 de 1994 se define claramente las entidades que desarrollan las funciones de dirección, planeación, control y vigilancia, que se tratan en este aparte. Las tareas relacionadas con la energía eléctrica y el gas natural, coinciden en el ámbito de acción administrativa, en el marco de la acción del estado.

### **1.4.1 DIRECCIÓN**

El Ministerio de Minas y Energía MME, tiene dentro del campo de los servicios públicos domiciliarios relacionados con la energía, la definición de los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral, sostenible y eficiente de los recursos energéticos del país y la promoción del desarrollo de tales fuentes y el impulso a los programas para el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.

También tiene entre sus funciones con relación a las empresas de servicios públicos las siguientes:

- Establecer los requisitos técnicos que deben cumplir;
- elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de la cobertura del servicio público que debe tutelar el Ministerio,
- cuantificar el monto de los subsidios que debería dar la Nación para el respectivo servicio público,
- investigar y recoger información sobre las nuevas tecnologías y sistemas de administración en el sector,
- impulsar bajo la dirección del Presidente de la República, y en coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores, las negociaciones internacionales relacionadas con el servicio público de electricidad o gas,
- desarrollar y mantener un sistema adecuado de información sectorial, para el uso de las autoridades y del público en general

#### 1.4.2 PLANEACIÓN

Unidad de Planeación Minero - Energética, UPME, estructurada como Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, entre sus funciones se cuentan: establecer los requerimientos de energía del país, utilizando las proyecciones de demanda que tomen en cuenta el desarrollo más probable del crecimiento demográfico y de la económica y de precios de los recursos energéticos y elaborar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.

#### 1.4.3 REGULACIÓN

Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG establecida como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, tiene entre sus funciones establecer los requisitos de calidad del servicio; establecer los escenarios para promover la competencia y proteger al consumidor final mediante el establecimiento de un marco tarifario en un régimen de eficiencia.

Esta integrada por: el Ministro de Minas y Energía, quien la preside; el Ministro de Hacienda; el Director del Departamento Nacional de Planeación; Cinco (5) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro (4) años y el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios, con voz pero sin voto.

#### 1.4.4 INSPECCIÓN Y CONTROL

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD. De creación constitucional la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios es un organismo de carácter técnico, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonial; desempeña funciones específicas de control y vigilancia con independencia de las Comisiones de Servicios y con la inmediata colaboración de los Superintendentes delegados.

Entre sus funciones principales están las siguientes:

- Vigilar y controlar el cumplimiento de las leyes y actos administrativos a los que estén sujetos los prestadores del servicio,
- vigilar el cumplimiento de contratos entre las empresas y los usuarios,
- establecer sistemas de información,
- tomar posesión de las empresas en los casos señalados por la ley.

#### 1.5 EJECUCION DE ACTIVIDADES OPERATIVAS BASICAS

##### 1.5.1 EJECUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES BÁSICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

A continuación se describen las actividades que llevan a cabo las empresas del sector eléctrico:

###### 1.5.1.1 *Generación*

La generación es la actividad del sector eléctrico responsable de la producción de la energía eléctrica mediante la conversión de otras formas de energía como la hidráulica, térmica a gas o carbón, eólica y solar.

En Colombia de acuerdo con la regulación, los agentes generadores conectados al Sistema Interconectado Nacional, SIN, se clasifican como: Generadores, Plantas Menores, Autogeneradores y Cogeneradores.

Los Generadores son aquellas empresas con equipos autorizados para efectuar la comercialización de su energía en el Mercado de Energía Mayorista, con capacidad instalada igual o superior a 20 MW. Las Plantas Menores, son aquellas plantas o unidades de generación con capacidad instalada inferior a los 20 MW,

que operan de acuerdo con la Resolución CREG-086 de 1996.

Autogenerador . Es la entidad industrial o comercial que produce energía eléctrica para cubrir sus propias necesidades. Normalmente esta conectada a la red del Sistema Interconectado Nacional, pero solamente como respaldo para fallas en su sistema.

Cogenerador. Es la entidad industrial que produce energía térmica, normalmente en forma de vapor y en forma combinada genera energía eléctrica, para consumo propio o de terceros y destinados a industrias o comercios.

**CUADRO 1**  
**PLANTAS DE GENERACIÓN EN COLOMBIA 2003**  
**PROPIETARIO - TIPO- CLASIFICACIÓN OPERACIÓN- CAPACIDAD**

AGENTE	NOMBRE PLANTAS	TIPO	CLASIFICACIÓN OPERACIÓN	CAPACIDAD	%
Bioaise SA	Bioaise 1	Térmica	Cogenerador/ Autogenerador	1.6 Mw	.012
Central Hidro eléctrica de Betania	Betania	Hidráulica	Generador DC*	540.0	4.06
Central Hidro eléctrica de Betania	Menores Huila	Hidráulica	Generador Menor	9.70	0.07
Central Hidroeléctric de Caldas	Esmeralda San francisco Insula	Hidráulicas	Generadores DC	181.68	1.36
Central Hidroeléctric de Caldas	Menores CQR	Hidráulicas	Generadores Menores	31.0	0.233
Central Hidroeléctric de Caldas	TermoDorada 1	Térmica	Generador DC	51.0	0.384
Centrales eléctricas de Nariño	Rio Mayo	Hidráulica	Generadores DC	21.0	0.15
Centrales eléctricas de Nariño	Menores	Hidráulica	Generadores Menores	8.0	0.06
Centrales eléctricas del Cauca	Florida	Hidráulica	Generadores DC	26.0	0.19
Centrales eléctricas del Cauca	Menores	Hidráulica	Generadores Menores	9.44	0.071
Chivor SA	Chivor	Hidráulica	Generador DC	1.000	7.5
Compañía de electricidad de Tulua	Menores CET	Hidráulica	Generadores Menores	8.90	0.067

AGENTE	NOMBRE PLANTAS	TIPO	CLASIFICACIÓN OPERACIÓN	CAPACIDAD	%
Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica CORELCA	TEBSA TermoGuajira	Térmicas	Generadores DC	1.179.0	8.88
Electrificadora de Santander SA ESP ESSA	Barranca	Térmica	Generadores DC	90.0	0.67
Electrificadora de Santander SA ESP ESSA	Menores nordeste	Hidráulica	Generadores Menores	17.27	0.13
Electrificadora del Tolima SA ESP	Menores Tolima	Hidráulica	Generadores Menores	5.30	.039
Emgesa SA ESP	Guavio Cadena Guaca - Paraiso	Hidráulica	Generadores DC	1.756.0	13.2
Emgesa SA ESP	Menores Charquito San Antonio La Tinta Limonar	Hidráulica	Generadores Menores	76.2	0.57
Emgesa SA ESP	Termozipa	Térmicas	Generadores DC	223	1.6
Empresa Urrá SA ESP	Urrá	Hidráulica	Generadores DC	331.0	2.49
Empresa Antioqueña de energía SA ESP EADE	Menores EADE Providencia	Hidráulica	Generadores Menores	28.3	0.21
Empresa Antioqueña de Energía SA ESP EADE	Menor Rio Piedras	Hidráulica	Generador Menor	19.4	0.14
Empresa de Energía de Boyacá (EBSA)	Paipa	Térmica	Generadores DC	314.0	2.36
Empresa Generadora de energía del Tolima SA ESP EGETSA	Prado	Hidráulica	Generadores DC	50.0	0.37
Empresa de energía del Pacífico SA ESP EPSA	Alto anchicayá Bajo anchicayá Calima Salvajina	Hidráulica	Generadores DC	862.5	6.4

AGENTE	NOMBRE PLANTAS	TIPO	CLASIFICACIÓN OPERACIÓN	CAPACIDAD	%
Empresa de energía del Pacífico SA ESP EPSA	Menores Valle del Cauca	Hidráulica	Generador Menor	2.00	.018
Empresa de energía del Pacífico SA ESP EPSA	Termovalle	Térmica	Generadores DC	210.0	1.58
Empresa de energía del Pacífico SA ESP EPSA	Ingenio Cauca Ingenio Providencia	Térmica	CoGeneradores	14.6	0.11
Empresa de Generación de Cali SA ESP Genercali	Termoencali 1	Térmica	Generadores DC	231.0	1.74
Empresas Públicas de Medellín EEPPM	Guadalupe Guatapé La Tasajera Playas Porce Rio Grande Troneras	Hidráulica	Generadores DC	2006.43	15.1
Empresas Públicas de Medellín EEPPM	Menores Antioquia	Hidráulica	Generador Menor	55.0	0.4
Empresas Públicas de Medellín EEPPM	Terrosierra	Térmica	Generadores DC	460.0	3.46
Energía e ingeniería Energing SA ESP (Energing)	Puente Guillermo	Hidráulica	Generador Menor	1.30	0.009
Electrificadora del Meta SA ESP (EMSA)	TERmocoa	Térmica	Generador Menor	19.9	0.07
Generadora colombiana de electricidad SA ESP	San José	Hidráulica	Generador Menor	0.38	0.002
Ingenio Risaralda SA	IRISA	Térmica	CoGenerador / Autogenerador	5.50	0.04
Flores II SA & CIA SCA ESP	Florez	Térmica	Generadores DC	400.0	3.01

AGENTE	NOMBRE PLANTAS	TIPO	CLASIFICACIÓN OPERACIÓN	CAPACIDAD	%
Isagen	Jaguas Miel San Carlos	Hidráulica	Generador DC	1806.00	13.6
Isagen	Termocentro	Térmica	Generadores DC	285.0	2.14
Isagen	Oxy	Térmica	CoGenerador	39.0	0.29
Merieléctrica SA & CIA SCA ESP	Merieléctrica 1	Térmica	Generadores DC	154.0	1.16
Proeléctrica & CIA SCA ESP	Proeléctrica 1,2	Térmica	Generadores DC	90.0	0.67
Proyectos energéticos del Cauca SA ( Proenca )	Cogenerador Proenca	Térmica	CoGenerador / Autogenerador	1.90	0.01
Termocandelaria SCA ESP	Termocandelaria 1,2	Térmica	Generadores DC	314.0	2.36
Termocartagena SA ESP	Cartagena 1,2 3	Térmica	Generadores DC	176.0	1.32
Termotasajero SA ESP	Tasajero 1	Térmica	Generadores DC	155.0	1.16
Termotasajero SA ESP	Termopiedras	Térmica	Generadores Menor	3.0	0.022

Fuente : Informe Anual de Gestión ISA Vía internet, Revista Supercifras en KWH de la SSP

- DC Generadores despachados Centralmente > 20 MW

La confiabilidad del servicio eléctrico está determinada por la disponibilidad de los equipos, los recursos y por su misma operación. A nivel de generación, las decisiones que se toman en las etapas de expansión, construcción, operación y mantenimiento, determinarán el volumen de energía disponible. En un sistema de mercado, a diferencia de los centralmente planificados, las decisiones son descentralizadas tomadas por los inversionistas del sector aunque supervisadas por entidades como la UPME, y obedecen a criterios netamente económicos y comerciales. Un inversionista toma la decisión de acometer un nuevo proyecto, cuando el flujo de fondos del proyecto resulta con suficiencia financiera, en un nivel que permita cubrir los costos de capital, operación y mantenimiento con el retorno suficiente para cubrir riesgos del negocio y volverse atractivo con relación a otras alternativas de inversión.

En términos generales, la regulación puede estimular o no la instalación de nuevas plantas de generación. El sistema adoptado en el país tiene la característica que por ser hidro - térmico con un componente altamente hidráulico presenta estacionalidad en los precios, siendo bajos durante los períodos de invierno y altos durante los períodos de verano.

#### *1.5.1.1.1 Instrumentos para Respaldo e Incentivo Económico*

El manejo comercial del sistema de generación, a partir exclusivamente de los niveles de energía generada, no brinda las garantías para dar posibilidades de autosostenimiento y expansión de los sistemas energéticos, como se ha demostrado internacionalmente siendo el caso de California el más relevante. En Colombia para dar un piso a las transacciones de generación y con el propósito de hacer atractiva la inversión en el sistema, la CREG estableció el Cargo por Capacidad, que busca reconocer a los generadores un costo fijo asociado con la inversión de una planta, el cual se reconoce, aún en los períodos de no generación, y tiene también el propósito de romper el círculo donde si se dan precios bajos en épocas de invierno se determinan una confiabilidad baja en los veranos con riesgo de racionamiento; es decir, es el valor reconocido por la capacidad de generación de energía frente a la disponibilidad para atender la demanda de energía en casos extremos de acuerdo con los criterios de flexibilidad y vulnerabilidad adoptados por la UPME.

El cargo por capacidad lo reciben todas las plantas, tomando de los siguientes parámetros, el menor:

- La capacidad remunerable teórica (CRT) que se determina por la participación estimada en el cubrimiento de la demanda en un período de sequía, o de verano, donde se presente riesgo de “apagón”. Es decir el aporte calculado que la planta podría dar para superar la emergencia.
- La disponibilidad real, que es deducida por el porcentaje del tiempo en el cual la planta estuvo en posibilidad de entrar en servicio.

Con esto se incentiva al inversionista o propietario de cada planta el tener la mayor disponibilidad para conseguir maximizar el ingreso, lo cual conduce a una mejor confiabilidad en el sistema, y es una señal a los inversionistas para adelantar las decisiones de generación. Si no existiera este rubro de pago, la expansión se realizaría únicamente cuando las señales de precio por la venta de energía, sean lo suficientemente altas y estables para atraer inversionistas.

Al adicionar el cargo por capacidad, al valor que el inversionista recibe por la energía que produce, percibe un precio atractivo, antes que por efecto de la escasez el mercado le informe de condiciones atractivas, esto conduce a un nivel de confiabilidad superior; por cuanto los dueños de las plantas se preocupan cada uno por mantener la propia en las mejores condiciones.

Sin embargo si la CREG estableciera un valor del cargo muy pequeño, el efecto es producir un cargo por capacidad de valor mínimo que no ayudaría a incentivar el negocio de instalar plantas de generación, pero si es muy alto, se puede llegar al extremo de impulsar la sobre instalación o la instalación de capacidad de baja eficiencia. Esto puede suceder cuando el valor del cargo supera los costos de inversión de las plantas eficientes.

El cargo por capacidad fue establecido y reglamentado por las resoluciones CREG 022/96 y 116/96 con los propósitos y características que se señalan a continuación:

- Es un mecanismo financiero destinado a reducir el riesgo de volatilidad y estacionalidad de los precios en la Bolsa. Como tal, refleja una proporción del valor presente del costo esperado de racionamiento.
- Es recibido por los agentes generadores que contribuyen con potencia firme al sistema, en condiciones supuestas de hidrología crítica durante una estación de verano.
- Se valora como el costo por Kw instalado de la tecnología más eficiente en términos de costos de capital. Se toma como referencia la generación con turbinas de gas de ciclo abierto, cuyo costo estimado asciende a USD 5.25 por Kw Disponible - Mes.
- Garantiza un flujo mínimo de ingresos a aquellos agentes generadores que contribuyen con potencia firme al sistema.
- El recaudo del monto a pagar por concepto de Cuentas por Pagar se efectúa en la Bolsa, aplicando a cada Kw/h generado un precio equivalente del Cuentas por Pagar en unidades energéticas. El diseño del esquema de recaudo permite mantener un precio único en el mercado "de bolsa" y se constituye en un piso para aquellos agentes que transan su energía exclusivamente en la Bolsa.
- El diseño del esquema de recaudo permite que las transacciones en la Bolsa se realicen, obviando consideraciones sobre la estrategia de contratación bilateral de cada agente.

#### *1.5.1.1.2 La Regulación de la Actividad de Generación.*

La actividad de generación ha sido regulada mediante resoluciones de la CREG, destacándose las siguientes como las más relevantes:

- Resolución 055 de 1994 Reglamento inicial condiciones generales.
- Resoluciones 024/95, 122/98, - Constituyen el reglamento de operación
- Resolución 025/95 - Es el Código de Redes.
- Resoluciones 084/96, 085/96, 086/96, - Se regula lo relacionado con las

Plantas Menores, los Autogeneradores, y Cogeneradores.

- Resolución 100/97 - Se establecieron los niveles mínimos operativos
- Resoluciones 058/95, la 215/97 y la 037/98. Se consideran las condiciones críticas en embalses e Intervención de precios de oferta de generadores hidráulicos.
- Resolución 198/97 036/99 075/99, 064/00 - Se establecieron reglas aplicables al servicio de regulación secundaria de frecuencia.
- Resolución 023/01 - Reguló lo concerniente a la regulación primaria.
- Resolución 056/98, y la 037/99 - Se regula el retiro y reincorporación de plantas.
- Las Resolución 73/99, 074/99 y 063/00 - Definen las bases metodológicas para las generaciones de seguridad
- Por las Resoluciones 077, 081, 082, 083 y 111 del 2000, se realizaron profundos cambios a la Resolución 116 de 1996, además de las Resoluciones 047y 059 de 1999 y la 049 del 2000, en temas como las series hidrológicas operativas los formatos de información, mecanismos de Auditoría y de verificación de los parámetros consignados.
- La Resolución 006/01 estableció los mecanismos para verificación de la información para el cálculo del Cargo por Capacidad.
- La Resolución 034del 2001, aclarada por la 094 del mismo año, modifica el cálculo de parámetros del Mercado de Energía Mayorista como el valor del precio unitario aplicado a las reconciliaciones.

#### Nuevos Elementos de la Regulación en los años 2002 y 2003

Durante el 2002 y el 2003 no se realizaron cambios importantes en la regulación relacionada con la operación del Mercado de Energía Mayorista MEM, ni con la operación de las centrales de generación. La comisión realizó algunos ajustes en la regulación relacionados con temas como:

- La CREG mediante la Resolución 002/02, creó para los Autogeneradores la posibilidad de su participación en la Bolsa de Energía cuando se den condiciones de posible racionamiento, modificando también el Estatuto de Racionamiento, establecido mediante las Resoluciones CREG 217 de 1997 y 119 de 1998.
- La entidad reguladora estableció un mecanismo, por medio de la Resolución 005/02, para evitar la formación de monopolios en el sistema de generación definiendo una franja de potencia que pone un límite a la participación de una empresa en la propiedad de plantas de generación. Para el 2002 correspondió a 4.250 MW.

- Con la Resolución 017 de 2002 la CREG modificó los procedimientos para verificar la disponibilidad declarada diariamente al Centro Nacional de Despacho -CND-durante el período de la estación de verano, por parte de los agentes generadores, para todos los efectos de su relación en el Mercado de Energía Mayorista -MEM-.
- Para complementar y aclarar las Resoluciones CREG 034, 038 y 094 de 2001, la entidad reguladora expidió la Resolución 048/02 aclarando la remuneración de los generadores térmicos que dispongan de combustibles alternos en la operación y determinó los formatos para declarar los costos de suministro y transporte para dichos combustibles.
- Diversos aspectos comerciales se regularon mediante las Resoluciones 006 y 122 de 2003, como la adopción de normas de registro de fronteras comerciales, contratos, manejo de información y liquidación; así como reglas para fronteras embebidas.
- Mediante la Resolución 069 de 2003, se regularon parámetros técnicos como las rampas de aumento y disminución para la generación térmica que opera con ciclo combinado.

#### 1.5.1.2 *Transmisión*

Se entiende como Sistema de Transmisión Nacional (STN), el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión a las subestaciones, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 KV cuya función principal es la de transportar la energía producida por los generadores hacia los consumidores entregándola a los distribuidores. Conexo con esta actividad está la no menos importante del control operativo del sistema nacional cuyo centro principal es el Centro Nacional de Despacho instalado en Medellín.

La Empresa Interconexión Eléctrica S.A. ESP es el principal transportador en el STN, siendo propietaria de cerca del 75% de los activos de la red, incluyendo los de Transelca. Los transportadores restantes, en orden de importancia de acuerdo con el porcentaje de propiedad de activos que poseen, son: Empresas Públicas de Medellín - EEPPM, Empresa de Energía de Bogotá - EEB, Empresa de Energía del Pacífico - EPSA, Electrificadora de Santander - ESSA, Distasa S.A. y Flórez II.

**CUADRO 2**  
**LÍNEAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL 2003**

EMPRESA – AGENTE	LONGITUD LINEAS	%
<i>LINEAS A TENSION =&gt; 220KV&lt; 500 KV</i>		
Interconexión Eléctrica SA ESP ISA	7.385.38	68.67
TranSelca SA ESP	1.428.40	13.32
Empresas Públicas de Medellín EPPM	791.83	7.38
Empresa de Energía de Bogotá EEB SA ESP	683.98	6.38
Empresa de energía del Pacífico EPSA SA ESP	269.80	2.52
Electrificadora de Santander ESSA SA ESP	122.85	1.15
Distasa SA ESP	27.28	.25
Florez II SA & CIA SCA ESP	14.80	.14
<i>Total Líneas= &gt;220&lt; 500KV</i>	10.724.32	100.00
<i>LINEAS =&gt; 500kv</i>		
Interconexión Eléctrica SA ESP ISA	1.449.36	100.00
Total Líneas =Total Líneas => 500kv	1.449.36	100.00
<b>TOTAL SISTEMA DE TRANSMISION NACIONAL</b>	<b>12.173.68</b>	

Fuente: Informe de gestión ISA 2003 – internet

Desde 1997 se inició el cambio de la normatividad con la expedición de un nuevo marco regulatorio, con vista a corregir algunas deficiencias en la regulación y definir elementos para desarrollar la expansión. Los aspectos más relevantes son los que se resumen a continuación:

- El Ingreso Anual de los Transmisores Nacionales se ha diseñado así:

Lo correspondiente a proyectos nuevos, será durante los primeros veinticinco (25) años de entrada en operación de la obra, el mismo valor que haya ofrecido en la respectiva convocatoria.

Para la remuneración de los activos vigentes en operación y de las nuevas líneas cuando entren en su año 26 de puesta en servicio, el Ingreso correspondiente será el resultante de aplicar la fórmula establecida en el Numeral III. del Literal a) del Artículo 4o. de la Resolución CREG-218 de 1997, erigida sobre la infraestructura instalada.

- El Plan de Expansión del STN será definido por la UPME, entidad que se apoyará para tal fin, en un Comité Asesor de Planeamiento integrado por representantes de los negocios de generación, de transmisión y de comercialización.

Para garantizar la ejecución del Plan de Expansión a mínimo costo, el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que éste delegue, elaborará los pliegos de condiciones para la ejecución de los proyectos del Plan de Expansión, cuya construcción deba iniciarse el siguiente año al de la definición

del Plan. Definidos los pliegos se abrirá una convocatoria pública con el objeto de que los Transmisores Nacionales existentes, así como los potenciales, compitan por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión del STN.

Los oferentes propondrán un Ingreso Anual Esperado, en pesos constantes de la fecha de oferta, para cada uno de los primeros veinticinco (25) años de entrada en operación del proyecto. El oferente con el menor Valor Presente del flujo de Ingresos Esperados, será el adjudicatario del respectivo proyecto.

- Remunerar a cada Transmisor Nacional de acuerdo con los activos que efectivamente posea dentro del STN y no con base en la participación que cada agente Transmisor registre dentro de la "Red Mínima" (La Red Mínima se define de acuerdo con la cargabilidad estimada de los activos del STN).

#### 1.5.1.3 Distribución

Esta actividad es la relacionada con los sistemas de Distribución, que conecta, transporta, transforma y entrega la energía desde los sistemas de transmisión hasta cada uno de los usuarios finales, comprendiendo los Sistemas de Transmisión Regionales (STR) y los de Distribución Local (SDL), definidos como:

Sistema de Transmisión Regional (STR). Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 KV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

Sistema de Distribución Local (SDL). Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local llegando hasta el usuario final.

Actualmente, todas las empresas distribuidoras son a la vez comercializadoras. No obstante, no todas las empresas comercializadoras son distribuidoras.

En el marco regulatorio los aspectos más importantes son:

- Concepto básico ha sido, desde el comienzo del proceso de regulación, el libre acceso a los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y a los Sistemas de Distribución Local (SDL). Los Transmisores Regionales y/o Distribuidores Locales de energía eléctrica, deben permitir el acceso indiscriminado a las redes de su propiedad por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias aplicables a esta materia, así como en el Código de Distribución que ha adoptado la CREG.
- Los Ingresos que perciben los Transmisores Regionales y/o Distribuidores Locales, se originan en el cobro a los agentes que acceden a la red, de dos conceptos: Cargos por Conexión y Cargos por Uso de la red.
- Los Cargos remuneran a costo de reposición, la infraestructura eléctrica necesaria para llevar el suministro desde la salida del Sistema de Transmisión Nacional (STN), hasta el punto de entrega al usuario. Incluyen los costos de conexión del sistema del transportador al STN, pero no incluyen los costos de conexión del usuario al respectivo sistema.
- Los Cargos por empresa y por Nivel de Tensión. Los cuatro Niveles de Tensión en que se ha dividido la infraestructura asociada con la actividad de Distribución son:

Nivel IV > 62 KV, < 220 KV,  
Nivel III > 30 KV, < 62 KV,  
Nivel II > 1 KV, < 30 KV y,  
Nivel I < 1 KV.

Los Cargos por Uso de los STR's y/o SDL's, se establecen de tal forma que los usuarios finales de las redes pagan un cargo único por su uso al comercializador que los atiende, independientemente del número de propietarios de las redes.

### 1.5.1.3 Comercialización

El Mercado Eléctrico presenta dos escenarios posibles: el Mercado de Energía Mayorista o de Generación y el de Comercialización a los usuarios finales. En esta organización de mercado, al cual se ha vinculado el sector eléctrico, la actividad de comercialización adquiere un nuevo e importante rol para articular la entrega del servicio y la remuneración a todos los agentes involucrados, dentro de un mercado de competencia. Estos dos mercados están unificados a nivel

nacional y se garantiza el acceso sin restricciones a todos los agentes y usuarios para conexiones, negociaciones y contrataciones de todo tipo.

El marco regulatorio global plasmado en las leyes 142 y 143 de 1994, está orientado a organizar de manera eficiente y económica las transacciones que se realizan entre agentes sectoriales, cumpliendo al mismo tiempo con los criterios de operación confiable y segura del Sistema Interconectado Nacional. El enfoque adoptado condujo al diseño del denominado Mercado de Energía Mayorista MEM, el cual entró en funcionamiento el 20 de Julio de 1995. En el nuevo régimen adoptado se dio soporte legal al establecimiento de transacciones de electricidad libres, siendo los agentes generadores los que efectúan la función de oferta y los comercializadores quienes representan la demanda.

#### *1.5.1.4.1 Mercado de Energía Mayorista*

El funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad, está soportado en la existencia de una bolsa de energía ("pool de generadores") donde se realizan intercambios comerciales definidos en el contexto de un mercado "spot" (mercado de disponibles) con resolución horaria y un operador central del Sistema Interconectado Nacional, SIN (Centro Nacional de Despacho CND).

El mercado de energía mayorista es el conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás reglas aplicables.

Se encuentra regulado por la CREG, la cual definió los alcances de este mercado y estableció dos segmentos:

- **Los contratos a largo plazo:** son acuerdos comerciales para la compra-venta de energía entre generadores y comercializadores con el fin de atender parcial o totalmente la demanda del comercializador. Los contratos deben tener la capacidad de ser representados a nivel horario en magnitud y precio.

Las empresas generadoras y comercializadoras deben registrar todos los contratos de energía a largo plazo celebrado por ellos, ante el Administrador del Sistema de Información Comercial, SIC, detallando para cada hora la cantidad de energía, el precio, tipo de contrato (pague lo demandado/pague lo contratado), período de vigencia del contrato.

- **Los contratos de energía en bolsa,** son aquellos que se celebran a través del

Administrador del SIC, para la enajenación hora a hora de energía, y cuyos precios, cantidades, garantías, liquidación y recaudo se determinan de acuerdo a la Resolución CREG 024 de 1995.

El modo de operación consiste en ordenar las ofertas de precios del menor al mayor. El precio marginal lo determina el último recurso ofertado que se requiere para atender la demanda real del sistema en cada hora.

#### *1.5.1.4.2 Mercado de Usuario Final*

##### Comercialización De Los Usuarios Finales

El marco regulatorio anterior, dividía a los usuarios finales en dos(2) grupos, el residencial y el no-residencial, esta división esta marcada por el uso que cada grupo le da al servicio, en el residencial el objetivo es de bienestar y seguridad, mientras que para el segundo es parte de sus insumos de producción; esta división permanece pero en este momento ha adquirido mayor importancia, la división en las siguientes categorías:

- Clientes o Usuarios No Regulados.
- Clientes Regulados

Cada una de estas categorías puede incluir usuarios : industriales, comerciales, residenciales , oficiales y de bloque, pero los no-regulados son básicamente la parte de más alto consumo de los no-residenciales, lo que equivale decir la gran industria y gran comercio:

- Clientes No-Regulados . Son aquellos clientes industriales y comerciales con una capacidad instalada, que en el primer semestre de 1996, se fijo superior a 2 Mw, para disminuir gradualmente a 0.1 Mw o 55 Mw-h. de consumo mensual. La característica fundamental es la de establecer un acuerdo o contrato en el cual se conviene la tarifa y la calidad del servicio, siendo el cliente el que escoge el proveedor de la energía.
- Clientes Regulados . Con la tarifa de acuerdo con las estipulaciones de la CREG.

#### 1.5.2 GAS NATURAL

Se distinguen cuatro actividades principales en la industria de gas natural: producción-comercialización, transporte, distribución y comercialización. La

producción no está incluida dentro de las actividades consideradas como servicio público domiciliario y por lo tanto no está regulada por la Ley 142 de 1994. Cada una de estas actividades tiene un tratamiento regulatorio independiente y disposiciones que limitan la integración vertical y horizontal de actividades.

Desde el punto de vista de estructura de propiedad dichas actividades son desarrolladas tanto por entes privados como públicos en el caso de la producción-comercialización y transporte y mayoritariamente por entes privados en el caso de la actividad de distribución/comercialización

#### *1.5.2.1 Producción*

Los campos productores de gas natural del país se ubican en 6 cuencas sedimentarias: La Guajira, Valle Inferior del Magdalena Medio, Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena, Putumayo y Llanos Orientales. Desde el descubrimiento de los campos de gas natural en la Guajira las reservas de la Costa Atlántica representaban un porcentaje bastante superior al de reservas del interior del país, situación que ha venido cambiando con los últimos hallazgos en el Piedemonte Llanero ( Cusiana, Cupiagua, Volcanera) y el valle medio del Magdalena.

Los campos de producción más importantes son los siguientes: Apiay, Cantagallo, Centro Oriente, Cerrito 1, Cicuco, DAM, Llanerito, Provincia, Cusiana, Gas Casanare, Guajira, Guepajé, Montañuelo, Opón, Palermo, Payoa, Piñal, Rio Ceibas, Toqui-toqui, Pauto.

Las empresas que explotan los campos son las siguientes:

B.P. Exploration Co. (Colombia) Ltd.

Chevron Texaco Petroleum Company

Empresa Colombiana De Petróleos S.A.

Grupo Petrotesting Colombia S.A.

Hocol S.A

Mercantile Colombia Oil And Gas

Petrobras Colombia Limited

#### *1.5.2.2 Transporte*

El Sistema de Nacional de Transporte, lo forman el conjunto de gasoductos que recorren el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos exclusivos o

dedicados, vinculando los centros de producción de gas del país con las Puertas de Ciudad, Sistemas de Distribución, Usuarios No Regulados, Interconexiones Internacionales o Sistemas de Almacenamiento. (Resolución CREG-001 de 2000).

Contrasta con el sector eléctrico, donde existe un régimen operativo de transportador común, con un proceso de planeación centralizada de la expansión, en cambio la modalidad de transporte de gas es la de transportador por contrato, en el cual los diferentes servicios de transporte, así como la expansión de la infraestructura, depende de los términos y condiciones de los contratos respectivos.

Las principales empresas transportadoras del país, son ECOGÁS, empresa de derecho público, propietaria de la gran mayoría de la infraestructura de transporte del interior del país y Promigas S.A., empresa privada propietaria de la gran mayoría de los gasoductos de la Costa Atlántica. Los transportadores restantes, se han desarrollado a través de contratos de concesión con el Ministerio de Minas y Energía. Dichos transportadores son: TRASMETANO, TRANSORIENTE, GASODUCTO DEL TOLIMA, PROGASUR y otros por libre iniciativa como en el caso de TRANSOCCIDENTE y TRANSCOGAS.

En agosto de 1997 fue creada la empresa ECOGAS mediante la Ley 401/97 dándole un carácter jurídico de empresa Industrial y Comercial del Estado, como entidad descentralizada del orden nacional vinculada al Ministerio de Minas y Energía y cuyo objeto es la planeación, mantenimiento, operación y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios y la explotación comercial de la capacidad de los gasoductos de propiedad de terceros; siendo también responsable de la coordinación del servicio de transporte a través de la administración del Centro Nacional de Despacho de gas, para asegurar que la operación integrada del sistema de transporte resulte oportuna, económica, segura y sea realizada sobre el principio de libre acceso y no discriminación

En el ámbito nacional, ha sido importante el esfuerzo que ha realizado el Estado a través de Ecopetrol en la construcción de la red básica de gasoductos para conectar los centros de producción a los de demanda.

La participación del sector privado igualmente ha sido fundamental ya que su concurrencia ha aportado los recursos financieros y tecnológicos para el desarrollo de las principales troncales de gasoductos que cada día hacen realidad el Programa de Masificación del Gas Natural

La Red Nacional de Transporte de gas natural, está compuesta por los siguientes sistemas:

- De la Costa Atlántica: Conformado por el sistema troncal que vincula la conexión de los campos de gas natural de La Guajira, Córdoba y Sucre, con las puertas de ciudad localizadas en Riohacha, Santa Marta, Barranquilla, Cartagena, Sincelejo y Montería, incluyendo las conexiones de otros campos menores y los subsistemas que se conecten a esta troncal.
- Del Centro: Es la troncal que hace la conexión de los campos de gas natural de La Guajira con la puerta de ciudad de Barrancabermeja (Santander) y los subsistemas y ramales que se conecten a esta troncal.
- Del Interior: Está compuesto por el sistema troncal que vincula la conexión de los campos de gas natural de Casanare, Meta, Tolima, Huila, Santander, y otros existentes en el interior del país, con las ciudades de Villavicencio, Neiva, Medellín, Bucaramanga, Cali y Bogotá, entre otras.

El sistema de transporte de gas natural cuenta con más de 5600 Km de líneas troncales, de los cuales 2600 Km se construyeron en el período 1993-1999.

En forma paralela con el sistema de transporte de gas se desarrolló la conformación de la empresa ECOGAS, dedicada a la operación y administración del servicio de transporte de gas natural en el interior del país, al igual que a desarrollar y operar un centro nacional de coordinación o despacho con independencia de los agentes que trabajan en el sector, estando dentro de sus reglas el manejo de los contratos de transporte sin ninguna preferencia, teniendo un acceso abierto a los diferentes agentes. El Centro Nacional de Despacho tiene entre sus funciones la coordinación y optimización del sistema de transporte, vigilando el estado de los diferentes gasoductos, llevando a cabo labores de control y medición, y un planeamiento operativo de la infraestructura

El reglamento único de transporte RUT fue adoptado mediante la Resolución 071/99, con los siguientes objetivos:

- Asegurar el acceso abierto y sin discriminación.
- Crear las condiciones e instrumentos para la operación eficiente, económica y confiable.
- Facilitar el desarrollo de mercados de suministro y transporte de gas.
- Fijar normas y especificaciones del gas transportado.

La CREG ha establecido a través de las Resoluciones Nos 001/2000, 085/2000, 007/2001, y 008/2001 una nueva reglamentación para el servicio de transporte de gas natural a fin de establecer la metodología y criterios generales para la determinación del servicio de transporte mediante el esquema general de cargos del sistema. Se determinó que los ingresos de las empresas transportadoras se

formarán mediante cargos fijos y cargos variables regulados que remuneran los costos de inversión; cargos fijos que remuneran los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento AO&M, e ingresos de corto plazo, con base en esa metodología ya se han establecido los cargos de varios transportadores.

La regulación vigente (Resolución CREG-023 de 2000) establece que los precios en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte se determinarán libremente sujetas a libertad vigilada por parte de los productores en todos los campos del país, con excepción de los ubicados en la Guajira (Ballenas), en Opón y en Cusiana. Estas decisiones se aplicarán hasta el 10 de septiembre del año 2.005, cuando el precio del gas no estará sujeto a tope alguno, siempre y cuando se establezcan las condiciones de competencia fijadas en la Ley 142 de 1994.

### *1. 5.2.3 Distribución*

En el sistema de distribución conocido como red de distribución de alta presión comienza a partir de las Estaciones Receptoras de Ciudad o “City Gate “es una instalación en la cual el gas que proviene del gasoducto es recibido y se regula su presión para llevarla a la presión de distribución. Opera a una presión de 250 psi (libras por pulgada cuadrada), siendo la máxima presión permitida en zonas urbanas de 275 psi. Para la distribución a alta presión se utiliza como material de conducción la tubería de acero.

La red de distribución a media presión opera a 60 psi. Se llega a esta presión por las Estaciones Reguladoras de Distrito, que son instalaciones mediante las cuales se regula la presión. La presión se disminuye de la red de distribución (250 psi) a la presión de distribución a media presión. Como material de conducción se utiliza tubería en polietileno. En las instalaciones internas la presión de operación es de 0.25 psi

Las empresas que efectúan las actividades relacionadas con la distribución de gas natural, son las siguientes:

Alcanos De Colombia Area Exclusiva Centro Y Tolima  
Alcanos De Colombia S.A. E.S.P.  
Empresas Publicas De Medellin E.S.P.  
Espigas S.A. E.S.P.  
Gas Del Risaralda S.A. E.S.P.  
Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.  
Gas Natural Del Oriente S.A. E.S.P.

Gas Natural Del Centro S.A. E.S.P.  
Gas Natural Del Cesar S.A. E.S.P.  
Gas Natural S.A E.S.P  
Gases De Barrancabermeja S.A. E.S.P.  
Gases De La Guajira S.A. E.S.P.  
Gases De Occidente S.A. E.S.P.  
Gases Del Caribe S.A. E.S.P.  
Gases Del Cusiana S.A. E.S.P  
Gases Del Llano S.A. E.S.P.  
Gases Del Norte Del Valle S.A. E.S.P.  
Gases Del Oriente S.A. E.S.P.  
Gases Del Quindio S.A E.S.P  
Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.  
Metrogas De Colombia S.A. E.S.P  
Nacional De Servicios Públicos Domiciliarios S.A. E.S.P.  
Promesa S.A. E.S.P.  
Promigas S.A. E.S.P.  
Promotora De Servicios Públicos S.A. E.S.P.  
Surtidora De Gas Del Caribe S.A. E.S.P

Mediante la Resolución 067/95 la CREG expidió el Código de Distribución de Gas combustible por redes, que igual puede aplicarse a gas natural o a gas propano o de primera, segunda o tercera familia según la norma colombiana específica, establece las condiciones técnicas de un sistema de distribución por redes; los sistemas de información y planeamiento para su expansión; las condiciones para realizar las conexiones; las condiciones para la operación; el control de calidad y procedimientos generales para su revisión y divulgación.

La distribución domiciliaria de gas natural se desarrolla a través del mecanismo de concesiones y recientemente mediante el mecanismo de áreas de servicio exclusivo. Las concesiones operan en la Costa Atlántica, donde se cuenta con una infraestructura desarrollada de distribución y en el interior del país donde aún es incipiente. Sin embargo, se encuentran en pleno desarrollo planes de expansión diseñados e implementados por las empresas a cargo de la distribución domiciliaria.

#### 1.5.2.4 Comercialización

Las empresas que desarrollan la actividad de comercialización, generalmente en combinación con la distribución son las siguientes:

Alcanos De Colombia Area Exclusiva Centro Y Tolima  
Alcanos De Colombia S.A. E.S.P.  
Comercializadora Energética Del Oriente S.A. E.S.P.  
Dinagas S.A E.S.P  
Empresas Publicas De Medellín E.S.P.  
Espigas S.A. E.S.P.  
Fideicomiso Fidugan Termoeléctrica Las Flores  
Gas Del Risaralda S.A. E.S.P.  
Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.  
Gas Natural Del Oriente S.A. E.S.P.  
Gas Natural Del Centro S.A. E.S.P.  
Gas Natural Del Cesar S.A. E.S.P.  
Gas Natural S.A E.S.P  
Gases De Antioquia S.A. E.S.P.  
Gases De Barrancabermeja S.A. E.S.P.  
Gases De La Guajira S.A. E.S.P.  
Gases De Occidente S.A. E.S.P.  
Gases Del Caribe S.A. E.S.P.  
Gases Del Cusiana S.A. E.S.P  
Gases Del Llano S.A. E.S.P.  
Gases Del Norte Del Valle S.A. E.S.P.  
Gases Del Oriente S.A. E.S.P.  
Gases Del Quindio S.A E.S.P  
Isagen S.A. E.S.P.  
Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.  
Merilectrica S.A. Y C.I.A. S.C.A. E.S.P.  
Metrogas De Colombia S.A. E.S.P  
Nacional De Servicios Públicos Domiciliarios S.A. E.S.P.  
Promesa S.A. E.S.P.  
Promotora De Servicios Públicos S.A. E.S.P.  
Surtidora De Gas Del Caribe S.A. E.S.P  
Termoemcali I S.C.A. E.S.P  
Termoflores S.A. E.S.P.

El régimen regulatorio vigente para la actividad de suministro de gas natural al mayoreo se basa en una estrategia pro-competitiva, con un período regulado de transición de diez años al final del cual se ha previsto liberar los precios regulados que rigen esta actividad.

La regulación de la actividad se inició en 1995, se reconoció en ese momento que existían condiciones estructurales que impedían en el mediano plazo consolidar un mercado competitivo para el gas, básicamente por la posición monopólica de ECOPETROL inducida por el Decreto 2310 de 1974.

Para lograr la meta de desarrollar el mercado, se consideró necesario introducir una mayor flexibilidad en el proceso de comercialización, promover la negociación entre productores y grandes consumidores e introducir condiciones de mayor concurrencia en la comercialización y venta de gas. Se estableció una política de transición, que incluía entre otros elementos los siguientes:

- Establecer precios máximos manteniendo incentivos a la producción y evitando conformación de precios de monopolio.
- Permitir comercialización directa de gas por parte del asociado.
- Permitir la comercialización del gas de regalías, mediante ofertas públicas de suministro.
- Crear un sistema de transporte de libre acceso.

Independizar la actividad de transporte de la producción de ECOPETROL.

La actividad de Comercialización, en lo que se refiere al régimen económico de prestación del servicio en el Mercado Regulado, ha sido reglamentado por la Resolución CREG 057 de 1996. El artículo 107, establece la fórmula tarifaria general, que define el cargo promedio máximo aplicable a los usuarios finales. Las empresas deben garantizar en todo el año, que la tarifa promedio por unidad de gas natural, suministrada a los usuarios conectados a la red sea igual al promedio máximo por unidad (Mst), calculado conforme a la fórmula adoptada:

$$Mst = Gt + Tt + Dt + St + Kst$$

Donde:

Gt = Costo promedio máximo unitario en \$/m<sup>3</sup> para compras de gas natural en troncal en el año t.

Tt = Costo promedio máximo unitario en \$/m<sup>3</sup> de transporte en troncal en el año t.

$D_t$  = Costo promedio máximo unitario en \$/m<sup>3</sup> permitido al distribuidor por uso de la red en el año t.

$S_t$  = Costo o margen máximo unitario en \$/m<sup>3</sup> de comercialización en el año t.

$K_{st}$  = Factor de corrección en \$/m<sup>3</sup> en el año t.

El comercializador estructurará las tarifas a los consumidores residenciales con los siguientes cargos mensuales:

La CREG expidió las Resoluciones 007,018,027,y 024 de 2001, por cuanto el modelo presentó serios inconvenientes, por cuanto implica que el comercializador proyecte el comportamiento de componentes como: el de G, costo de gas comprado, y el de T, costo de transporte de gas, cuyas desviaciones deben corregirse al año siguiente utilizando el  $K_{st}$ ; además estos componentes pueden presentar variaciones importantes en un año difíciles de prever anticipadamente, pudiendo afectar al usuario o a la empresa productora. Otros inconvenientes se presentaron como el de disponer de un precio único de mercado GI que sirva de referencia para establecer el costo de compras de gas de cada empresa, dado que normalmente las posiciones de precios de gas con el productor difieren ampliamente entre las propias empresas.

En las últimas resoluciones se permitía a las empresas que se acogieran al modelo para áreas no exclusivas, donde se calcula mensualmente el costo promedio máximo unitario para compras y transporte de gas G y T, eliminando la incertidumbre, permitiendo eliminar el componente GI. Ésta opción podía ser acogida por las empresas que lo soliciten, hasta un mes antes de que se venza la fórmula tarifaria general vigente desde 1996.

$$M_{sm} = G_m + T_m + D_m + S_m$$

Donde:

$G_m$  = Costo promedio máximo unitario en \$/m<sup>3</sup> para compras de gas natural en troncal en el mes m.

$T_m$  = Costo promedio máximo unitario en \$/m<sup>3</sup> de transporte en troncal en el mes m .

$D_m$  = Costo promedio máximo unitario en \$/m<sup>3</sup> permitido al distribuidor por uso de la red en el mes m .

$S_m$  = Costo o margen máximo unitario en \$/m<sup>3</sup> de comercialización en el mes m .

## 1.6 LOS MECANISMOS DEL MERCADO EN EL SECTOR ENERGETICO ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL

### 1.6.1 ENERGIA ELECTRICA

#### 1.6.1.1 Oferta

La oferta del servicio de energía eléctrica está sustentada fundamentalmente, de una parte, en la capacidad de producción de energía de las plantas del Sistema Interconectado Nacional –SIN; y, de otra parte, en la disponibilidad de los energéticos básicos.

##### 1.6.1.1.1. Capacidad de Producción de las Plantas

La producción de energía, está condicionada en primer término por la capacidad instalada de las plantas de generación de un sistema, desde 1995 la potencia de las centrales, tanto del nivel nacional, como la que inicialmente fue de la EEB, y después de EMGESA, presentó el siguiente comportamiento, ilustrándose la capacidad actual de las plantas de EMGESA y el registro histórico desde 1995, del nivel de participación de la empresa, dentro del conjunto nacional.

**CUADRO No 3  
CAPACIDAD PLANTAS DE EMGESA**

TIPO DE PLANTA	NOMBRE	CAPACIDAD INSTALADA MW
HIDROELÉCTRICA	CHARQUITO	19,4
	SAN ANTONIO	19,4
	EL LIMONAR	18,0
	LA TINTA	19,4
	LA GUACA	324,0
	PARAÍSO	276,0
	EL GUAVIPO	1150,0
TÉRMICA	TERMOZIPA	235,5
<b>TOTAL</b>		<b>2061,7</b>

Fuente: informe de Gestión Externo – Tiene diferencias con otras Fuentes

**CUADRO No 4**  
**CAPACIDAD DE GENERACIÓN NACIONAL Y EEB - EMGESA**

AÑO	GENERADOREEB / EMGESA <sup>2</sup>		CAPACIDAD A NIVEL NACIONAL
	CAPACIDAD INSTALADA MW <sup>3</sup>	% PARTICIPACION	MW
1995	2.166.0	21.5	10.063
1996	2.316.0	21.8	10.601
1997	2.462.0	22.5	11.027
1998	2.518.8	21.09	11.896
1999	2.518.8	21.6	11.592
2000	2.518.8	19.9	12.581
2001	2.518.8	19.0	13.169
2002	2.217.8	16.3	13.470
2003	2.049.2	15.4	13.270

Fuente: Cálculos de la Contraloría de Bogotá a partir de Informes de gestión de la EEB y UPME años 1995 a 2003.

Nota: Debe anotarse que a la capacidad total de generación de Emgesa se le adiciona la de la hidroeléctrica de Betania, con lo cual su participación consolidada en el mercado para Junio de 2004, se sitúa en el 19,59%, según certificación suscrita por el representante legal de Emgesa.

A inicios de los años 90, entró en operación la central hidroeléctrica del Guavio, así como a finales la planta Salto 1, con lo cual se contribuyó a superar el déficit eléctrico presentado en los primeros años de la década y permitió a la EEB alcanzar una participación del 21,5% para el año 1995. El descenso posterior tuvo su origen en los cambios en el Cargo por Capacidad, que no fue reconocido, de acuerdo con las estipulaciones de la CREG a la Cadena Casalaco, decidiéndose su retiro posterior de la operación y la conversión en plantas menores.

Así entonces, entre 1995 y 2003 la capacidad de generación de la EEB primero, y luego de Emgesa (sin tener en cuenta la central Hidroeléctrica de Betania), se redujo en un 28,37% debido al mantenimiento relativo de su capacidad instalada frente a un crecimiento de la capacidad del sistema nacional en igual período del 31,86%, tal como se muestra en el cuadro anterior.

En términos generales, EMGESA de acuerdo con su capacidad instalada es el tercer generador de energía, por encima de otros operadores importantes como CORELCA, ligeramente por atrás de ISAGEN, pero lejos de EPM, frente a la cual está un 15% por debajo.

La recesión económica de los años 98 y 99 afectó decisivamente al sector eléctrico, cayendo la demanda e influyendo en el crecimiento del parque generador, no obstante desde 1998, se ha terminado la construcción de plantas

<sup>2</sup> Hasta 1997, EEB actuó como generadora posteriormente EMGESA recibió las plantas

<sup>3</sup> MW mega vatios, medida de potencia o capacidad instalada

hidroeléctricas como La Miel y térmicas como Termo-Sierra o Termo-Centro. El desarrollo de los principales agentes ha sido el siguiente:

**CUADRO No 5  
DESARROLLO DE LA CAPACIDAD INSTALADA PRINCIPALES AGENTES GENERADORES**

<b>DESARROLLO HISTORICO DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE LOS AGENTES GENERADORES</b>					
<b>Empresa</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>
EMGESA	2.515,0	2.496,0	2.496,0	2.198,0	2.198,0
EEPPMM	2.013,0	2.007,0	2.595,0	2.579,0	2.579,0
ISAGEN	1.458,0	1.695,0	1.734,0	2.130,0	2.130,0
CORELCA	320,0	302,0	1.181,0	1.179,0	1.179,0
EPSA	987,0	987,0	1.009,0	1.078,0	1.078,0
CHIVOR	750,0	750,0	750,0	1.000,0	1.000,0
BETANIA			544,0	549,0	549,0

Fuente Emgesa

Es claro que la reducción en la participación de Emgesa dentro del mercado nacional se ha debido fundamentalmente a la conservadora política adelantada por la administración de la compañía que se centró principalmente en el ajuste de la operación y el logro de la mayor eficiencia en la generación, y el no desarrollo de proyectos nuevos que permitieran el incremento en la capacidad de generación, procurando mantener los mismos niveles de capacidad instalada .

No obstante, el escenario fue aprovechado por otros actores mucho mas agresivos en la búsqueda de un espacio mayor en el mercado mediante ampliación de su capacidad generadora, en particular EPM ( que llegó a una capacidad cercana al 20%) y otros generadores con instalaciones menores a 2.000 MW, que en conjunto suman más de 5.000 MW.

**CUADRO No 6  
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA**

<b>AÑO</b>	<b>GENERADOR EEB / EMGESA</b>		<b>PRODUCCIÓN A NIVEL DEL PAÍS</b>
	<b>PRODUCCIÓN DE ENERGÍA - GW-H<sup>4</sup></b>	<b>% PARTICIPACIÓN</b>	<b>GW-H</b>
1995	8.294	19.9	41.573.8
1996	8.903	21.0	42.283.7
1997	8.716	19.9	43.617.7
1998	9.642	21.9	43.930.0
1999	8.576	20.5	41.795.0
2000	7.332	17.6	41.972.3
2001	8.397	19.4	43.173.4
2002	8.877	19.6	45.242.3
2003	9.204	19.5	47.083.4

Fuente: Cálculos por Contraloría de información UPME e Informes de la EEB. La generación de Emgesa incluye Betania

<sup>4</sup> Gw-h Gigavatios hora Medida de energía

De acuerdo con lo anterior, la producción de energía de EEB y EMGESA aumentó de 8.294 a 9.204 GW/H, mientras que la participación en el mercado nacional aumentó de 1995 a 1.999 del 19.9% al 20.5%, respectivamente, anotándose que en el 2.003 se situó en el 19.5%. El descenso de la participación de la generación, se origina en eventos como el retiro de la Cadena CASALACO, que de paso afecta su capacidad de competir en el mercado con los principales actores, en particular EPM e ISAGEN, tal como se observa en el siguiente cuadro, que muestra la participación de los principales generadores para diciembre de 2003:

A continuación se efectúa una comparación entre la capacidad instalada y la energía producida por los principales agentes generadores en el 2003:

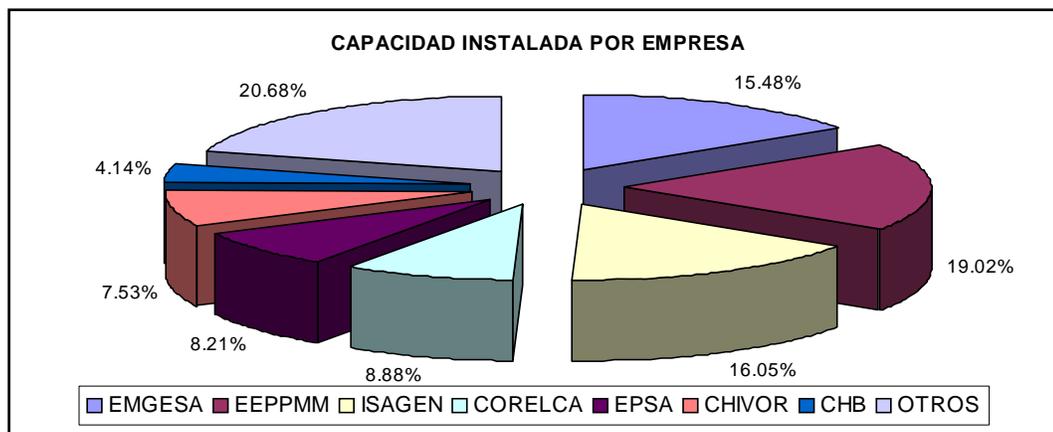
**CUADRO No 7**

**CUADRO COMPARACION CAPACIDAD INSTALADA Y PRODUCCION**

EMPRESA	CAPACIDAD INSTALADA		PRODUCCION DE ENERGIA	
	MW	%	GWH	%
EMGESA	2.055,20	15,48%	9.238,70	19,66%
EPPMM	2.524,13	19,02%	9.538,80	20,30%
ISAGEN	2.130,00	16,05%	7.744,29	16,48%
CORELCA	1.179,00	8,88%	4.852,60	10,32%
EPSA	1.089,10	8,21%	3.010,81	6,41%
CHIVOR	1.000,00	7,53%	3.818,10	8,12%
CHB	549,70	4,14%	1.625,13	3,46%
OTROS	2.745,20	20,68%	7.170,37	15,26%
TOTAL	13.272,33		46.998,80	

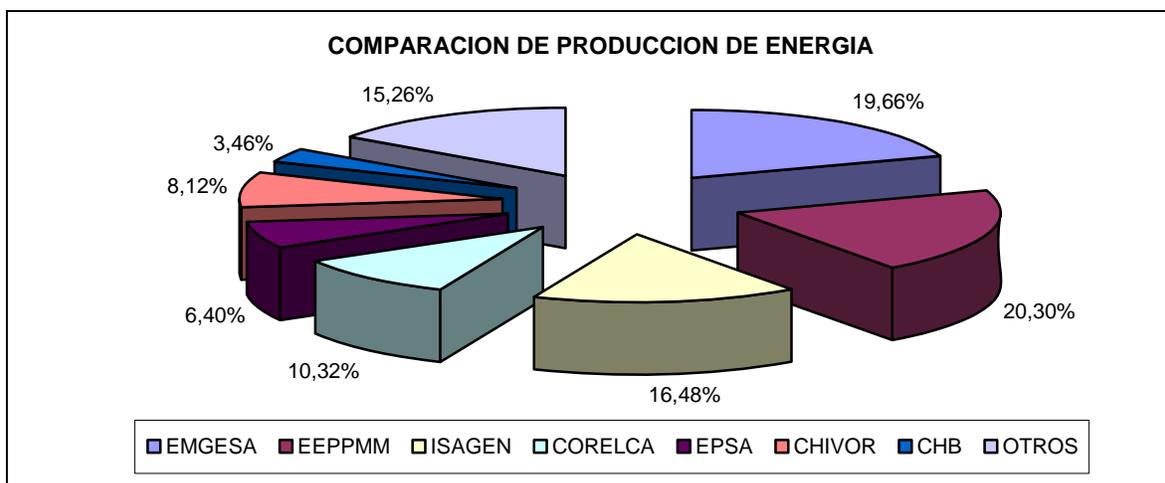
Fuente Datos entregados en medio magnético por la UPME

Nota los datos pueden tener diferencias menores con otras fuentes



Fuente.datos UNME

**Gráfica 1**



Fuente: datos UPME

**Gráfica 2**

El siguiente cuadro muestra la relación entre la producción y la capacidad instalada:

**CUADRO No 8  
RELACION DE PRODUCCION Y CAPACIDAD**

<b>RELACION DE PRODUCCION Y CAPACIDAD AÑO 2003</b>	
<b>EMPRESA</b>	<b>PRODUCCION/CAPACIDAD EN GWH/MW</b>
EMGESA	4,49
EPPMM	3,78
ISAGEN	3,63
CORELCA	4,11
EPSA	2,76
CHIVOR	3,81
CHB	2,95
OTROS	2,61
PROMEDIO	3,52

El cuadro relaciona la producción en el año 2003 con la capacidad instalada en el mismo año, informando la cantidad de GWH producidos por cada MW instalado. La posición de EMGESA responde fundamentalmente al retiro de las plantas de la cadena CASALACO, dado que por su menor rendimiento al retirarlas aumenta la eficiencia de la Empresa, con esa cadena el indicador oscilaría entre 3.5 y 3.8 ligeramente por encima del promedio del país. El resultado refleja que en la operación en el mercado, EMGESA se ha sostenido, mediante una adecuada combinación de los recursos energéticos y el mantenimiento y operación de las plantas, pero por otro lado el nivel actual probablemente no admita un mayor crecimiento. Además en la actualidad se proyectan mejoras importantes al

sistema hidráulico del oriente de Antioquia que seguramente permitirán una mejor explotación a EEPPMM e ISAGEN.

La producción de energía eléctrica está altamente correlacionada con el desempeño del Producto Interno Bruto PIB, que tuvo uno de los momentos críticos en el año 1999 con un descenso importante de la producción del país, que tardó en recuperar su nivel normal de crecimiento, impactando también en la producción de EMGESA. Cabe señalar que a pesar de la disminución de la capacidad instalada, la producción de energía por EMGESA permanece en rangos similares desde hace diez años (incluyendo la EEB).

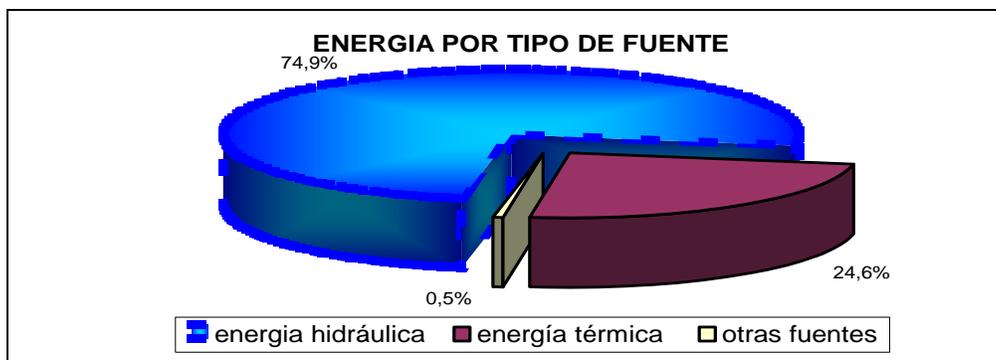
#### 1.6.1.1.2 Disponibilidad de Energéticos Básicos

En el pasado reciente se ha venido ampliando el parque térmico nacional, especialmente el que utiliza el gas natural, ya sea en ciclo sencillo o combinado, sin embargo la presencia de la energía proveniente de las fuentes hídricas es notablemente superior al conjunto de otras ofertas, como puede verse en el siguiente cuadro, que descompone la producción nacional según su procedencia:

**CUADRO No 9  
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR FUENTE**

AÑO	HIDRÁULICA GW-H	TÉRMICA GW-H	OTROS GW-H	TOTAL GW-H
1998	30.559.0	13.373.0	2.0	43.934.0
1999	33.480.0	8.315.0	6.0	41.801.0
2000	31.853.0	10.443.0	50.0	42.296.0
2001	31.577.0	10.493.0	1.392.0	43.462.0
2002	34.787.0	10.364.0	91.3	45.242.3
2003	34.119.0	9.879.0	1914.6	47.083.4

Fuente: UPME



**Gráfica 3**

El nivel de producción de la energía hidráulica está condicionado en primer término con los recursos hídricos disponibles en las instalaciones de represas conducciones hidráulicas para la producción de energía medidos sobre el potencial de producción, que muestra una alta correlación como se muestra en el siguiente cuadro y gráfico:

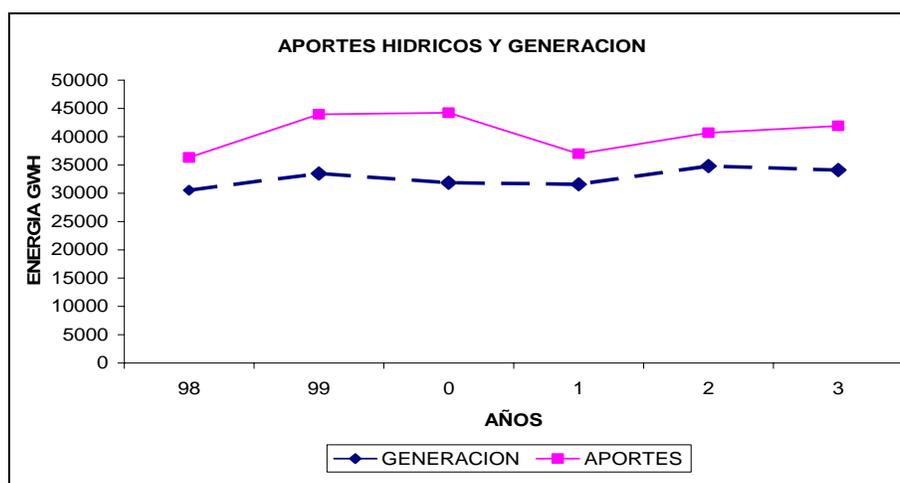
**CUADRO No 10**  
**COMPARACIÓN DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA PRODUCIDA A NIVEL NACIONAL CON EL APORTE HÍDRICO**

AÑO	ENERGÍA HIDRÁULICA GW-H	APORTES HÍDRICOS GW-H
1998	30.559.0	36.327.0
1999	33.480.0	43.958.0
2000	31.853.0	44.232.0
2001	31.577.0	36.956.0
2002	34.787.0	40.638.0
2003	34.119.0	41.904.0

Fuente: UPME

Dada la baja regulación de los embalses, los aportes hídricos dependen fundamentalmente del comportamiento del nivel de lluvias. En el periodo mostrado el punto mínimo se tuvo en 1998, con la presencia del fenómeno del niño, que aunque disminuido afectó una parte importante del país, pero con un impacto menor a los afluentes de los Ríos Bogotá y Guavio, de tal forma que EMGESA pudo beneficiarse de la escasez relativa y de los altos precios, llegando a un record de producción.

Se debe notar que salvo los puntos extremos los aportes manifiestan una regularidad.



Fuente: Cuadro No. 9

Gráfica 4

Por otra parte la presencia de plantas que funcionan con gas natural ha sido notoriamente creciente dentro del parque generador de energía eléctrica, soportándose fundamentalmente en la consolidación de la red básica nacional, conformada por el gasoducto Ballenas – Barranca, que une el sistema de la Costa Atlántica con el interior del país y los que unen Mariquita – Cali, Centro – Oriente y Sebastopol – Medellín y la red troncal del Magdalena Medio; además de la consolidación de las reservas y la continuidad de los proyectos de extracción, entre los cuales sobresale el de Chuchupa, en el mar territorial frente a las costas de la Guajira.

El carbón continua estando presente dentro de los energéticos primarios con los cuales se produce la energía eléctrica, sin embargo, de las plantas construidas en los últimos diez años solamente la de Paipa IV figura como la única que utiliza carbón, esto también tiene su razón en el menor costo de instalación y operación de las plantas a gas, además de su limpieza. Pero el país no puede dejar el carbón solamente para su exportación, ya que a largo plazo las reservas de carbón podrían garantizar un suministro confiable, teniendo en cuenta la calidad de gran parte de los principales yacimientos.

#### 1.6.1.2 Demanda

Dentro del esquema de mercado adoptado en Colombia, son los comercializadores los agentes que representan la parte de la demanda frente a la oferta de los generadores. En el caso de la transformación de la EEB esta función, a cargo de la empresa integrada, fue recibida inicialmente por CODENSA; sin embargo, EMGESA también esta habilitada en su objeto social y se desempeña en el mercado no regulado.

**CUADRO No 11  
DEMANDA DE ENERGÍA**

AÑO	EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y COMERCIALIZADORAS CODENSA		DEMANDA DE ENERGÍA A NIVEL NACIONAL
	DEMANDA REAL DE ENERGIA GW-H	% PARTICIPACION	GW-H
1998	9.964	32.3	30.837,5
1999	8.925	28.4	31.358,1
2000	7.698	24.2	31.625,0
2001	6.898	20.4	33.695,0
2002	5.742	17.0	33.809,1
2003	5.798	16.4	35.255,31

Fuente: UPME e Informes EEB.

Los valores corresponden a la demanda real después de depurar las pérdidas. Como se observa en el consumo de CODENSA se presentó una disminución después de la recesión de finales de la década de los 90, en parte por el paso de los usuarios no regulados a otras empresas como EMGESA.

En el Mercado Regulado, que es aquel en el cual las tarifas se definen con base en la metodología aprobada por la Comisión de Regulación de energía y Gas, CREG, los principales agentes presentaron el siguiente comportamiento:

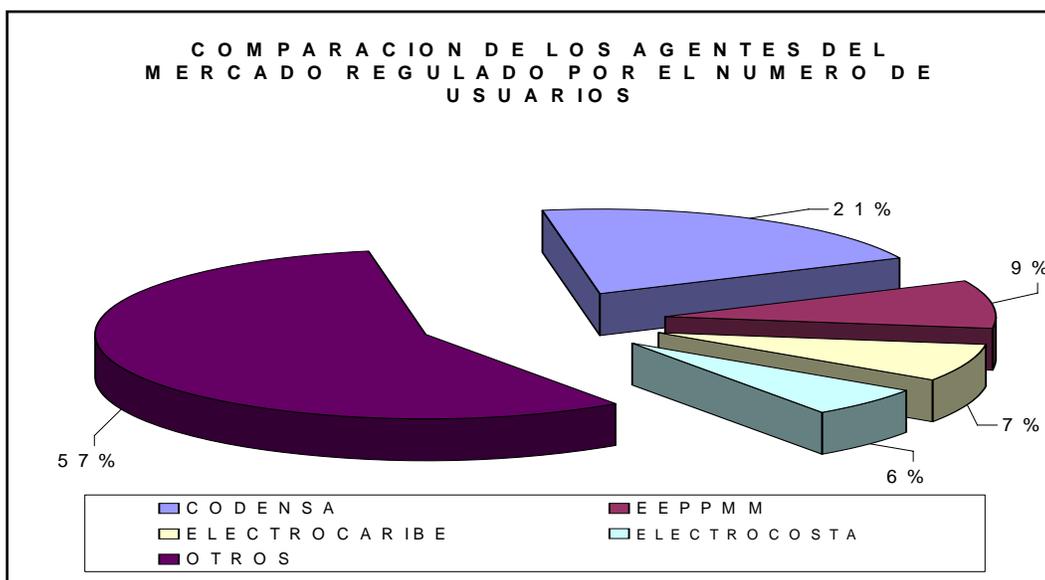
**CUADRO No 12**  
**COMPORTAMIENTO PRINCIPALES AGENTES 2003**

AGENTE	USUARIOS	CONSUMO GWH	FACTURACION MILL
CODENSA	1' 972.016	5.102	1' 508.524
EEPPMM	854.152	457.8	ND
ELECTROCARIBE	691.645	2.970	632.093
ELECTROCOSTA	548.360	2.514	482.509
TOTAL SISTEMA	9' 358.581		3' 182.455

NOTA. El sistema corresponde a la totalidad de los agentes y la facturación es únicamente mercado regulado.

Fuente CODENSA

Fuente primaria Fedesarrollo



Fuente: CODENSA

**Gráfica 5**

Una parte importante de los suscriptores provenientes del sector económico están ahora como suscriptores de energía eléctrica, en la modalidad de no regulados y

por lo tanto el sector residencial, que no cubre las condiciones para ingresar en el mercado no regulado, tiene un porcentaje mayor dentro de los usuarios regulados. Sin embargo, la pequeña industria y el comercio menor continúan presentes dentro del conjunto de esta última forma de servicio, como se muestra en el siguiente cuadro:

**CUADRO No 13  
USUARIOS POR SECTOR 2003**

C L A S I F I C A C I O N P O R S E C T O R	N U M E R O U S U A R I O S
R E S I D E N C I A L	8 . 2 9 6 . 8 4 6
C O M E R C I A L	8 4 9 . 9 0 1
O N D U S T R I A L	1 1 1 . 1 8 5
O F I C I A L	7 4 . 5 0 1
A L U M P U B O t r o s	2 6 . 1 4 8
T O T A L	9 . 3 5 8 . 5 8 1

F u e n t e C O D E N S A

El 88% de los usuarios regulados, corresponden al sector residencial y dentro de este los estratos 2 y 3 lideran los más altos porcentajes en el país.

La actividad de comercialización tanto en el Mercado de Energía Mayorista MEM, como a los usuarios finales contribuye decisivamente a la formación de los ingresos operacionales de las compañías del Sector Eléctrico, que durante los últimos años presentó el siguiente comportamiento de las principales empresas del sector.

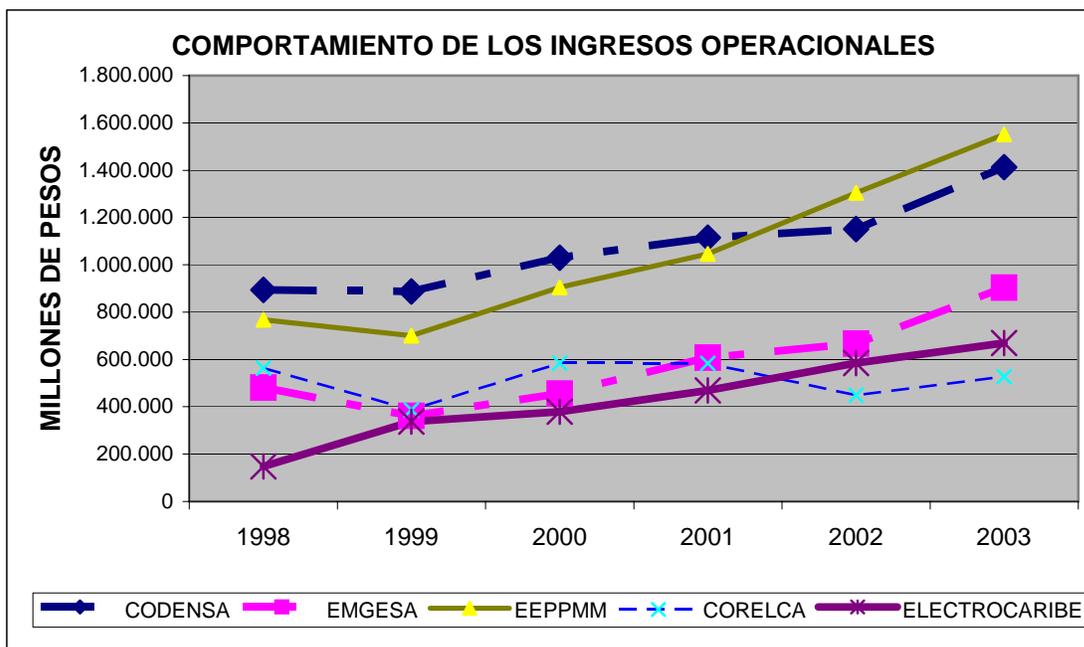
**CUADRO No 14  
INGRESOS OPERACIONALES DE LOS PRINCIPALES AGENTES COMERCIALES**

En millones de pesos

**COMPORTAMIENTO DE LOS INGRESOS OPERACIONALES POR EMPRESA**

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
<b>CODENSA</b>	894.260	887.264	1.030.306	1.114.870	1.151.303	1.412.943
<b>EMGESA</b>	481.006	361.465	455.602	607.351	666.978	903.248
<b>EPPMM</b>	768.016	700.279	905.022	1.045.329	1.304.475	1.551.385
<b>CORELCA</b>	563.536	386.696	584.167	583.039	448.648	526.710
<b>ELECTROCA</b>	148.131	337.740	378.774	469.798	584.131	669.415
<b>TOTAL</b>	6.713.478	7.034.796	9.069.106	9.941.456	11.024.182	13.117.602

Fuente: Informe Superintendencia de Servicios Públicos 1998-2001 y CODENSA 2002-2



Fuente: SSPD y Codensa.

**Gráfica 6**

Como se observa CODENSA SA ESP y EMGESA S.A. ESP, están entre los primeros agentes comerciales, tanto del MEM, como del Mercado al Usuario final, de los Regulados y de los no – Regulados, teniendo en cuenta la menor dimensión de la demanda de Medellín sobresale el primer lugar que ocupa EEPMM quien sobrepaso a Codensa en los últimos 5 años.

La operación del MEM funciona básicamente por señales de precios que dan la pauta para la intervención de los inversionistas, tendiendo a un equilibrio entre la oferta y la demanda. En el siguiente cuadro se ilustra el comportamiento de los precios unitarios tanto para EMGESA como para el conjunto del mercado, en las modalidades de contratos a largo plazo y en bolsa.

**CUADRO No 15  
PRECIOS DE VENTAS**

AÑO	VENTAS GENERADOR EEB / EMGESA		VENTAS DE PRODUCCION A NIVEL DEL PAIS	
	PRECIOS CONTRATOS \$/KW-H	PRECIOS BOLSA \$/KW-H	PRECIOS CONTRATOS /KW-H	PRECIOS BOLSA \$/KW-H
1995	5		32.26	34.19
1996			35.62	21.90

<sup>5</sup> Sin datos hasta 1998

AÑO	VENTAS GENERADOR EEB / EMGESA		VENTAS DE PRODUCCION A NIVEL DEL PAIS	
	PRECIOS CONTRATOS \$/KW-H	PRECIOS BOLSA \$/KW-H	PRECIOS CONTRATOS /KW-H	PRECIOS BOLSA \$/KW-H
1997			35.61	67.51
1998	SD	47.79	35.52	50.90
1999	44.41	29.43	39.04	28.46
2000	45.48	42.90	44.54	44.98
2001	51.45	49.88	53.25	53.00
2002	61.23	47.82	63.39	48.81
2003	72,12	65,7	72.60	66.90

Fuente: UPME e Informes de Gestión EEB.

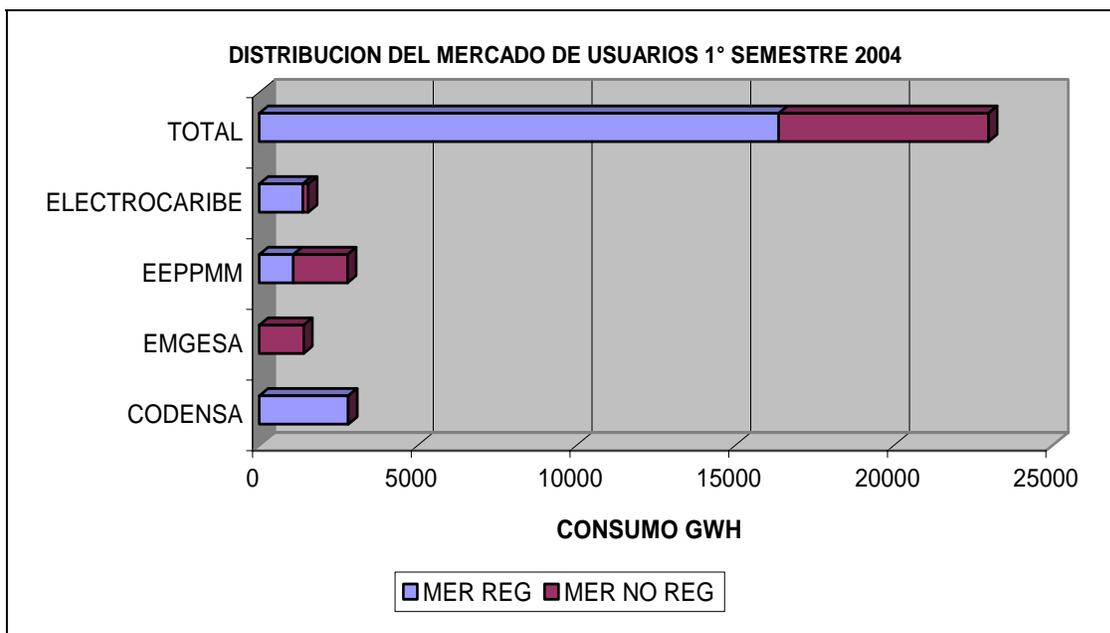
La tendencia general ha sido la de unos precios en el mercado “spot” ligeramente más bajos que los establecidos por la modalidad de contratos, observándose que los precios en éstos son continuamente ascendentes mientras los de bolsa oscilan como consecuencia de las situaciones de los mercados que por el componente hidráulico presenta fuertes variaciones.

El Mercado No Regulado, ha ganado un importante espacio en la venta a usuarios finales, que para el primer semestre del 2004 supera el 25% de las transacciones totales, como se observa en el siguiente cuadro,

**CUADRO No 16**  
**COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA A USUARIOS FINALES**  
**I SEMESTRE 2004- GWH**

	MERCADO REGULADO	MERCADO NO REGULADO	TOTAL
CODENSA	2.807.9	0	2.807.9
EMGESA	0	1.399.4	1.399.4
EEPPM	1.071.3	1.710.4	2.781.7
ELECTROCARIBE	1375.0	168.2	1.543.2
TOTAL DEL SISTEMA	16.368.8	6.613.1	22.976.9

Fuente. Informe y cálculos con base en datos preliminares de SUI SSP. Del Mercado No Regulado CODENSA



Fuente:SSPD y Codensa

**Gráfica 7**

El gráfico en barras sirve para ilustrar el comportamiento en el último año de la gestión de los principales agentes comercializadores, tanto para el mercado no regulado como para el regulado. Se presentan casos en los cuales la empresa actúa solamente en el campo de los no regulados como EMGESA y en otros como CODENSA trabajan exclusivamente con los regulados. La medición se ha efectuado sobre la cantidad de la energía entregada a los usuarios finales. CODENSA que cubre el 17% del Mercado Regulado, es el líder de ésta modalidad comercial, en razón de atender a los usuarios de la Capital, por lo tanto tiene una sólida base, que le permite programar su desarrollo; EMGESA tiene para el 2004 el 21% del Mercado No Regulado, el gran competidor es EEPPMM con el 25% del Mercado. Cabe señalar que aun cuando inicialmente se inscribieron como agentes empresas pequeñas, la realidad del mercado ha demostrado que éste se ha consolidado alrededor de las grandes compañías.

## 1.6.2 GAS NATURAL

### 1.6.2.1 Oferta

#### 1.6.2.1.1 Reservas de Gas Natural

Las reservas remanentes de gas y las estimaciones de años de reserva han presentado el siguiente comportamiento en los últimos años:

**CUADRO No 17**  
**VOLUMEN DE RESERVAS DE GAS**

GIGA PIES CUBICOS GPC

AÑO	VOLUMEN DE RESERVAS GPC	AÑOS DE RESERVA
1999	6.641.0	26
2000	4.539.0	25
2001	4.507.0	24
2002	4.225.0	23
2003	4.040.0	22

Fuente UPME

#### 1.6.2.1.1 Producción Fiscalizada por Cuencas

La producción fiscalizada, tanto en las cuencas de mayor producción, como en el país, ha presentado el siguiente comportamiento:

**CUADRO No 18**  
**PRODUCCION FISCALIZADA POR CUENCAS**

Millones de Pies Cúbicos por Día Calendario MPCD

AÑO	LLANOS ORIENTALES	GUAJIRA	TOTAL NACIONAL
1999	2.336.4	386.4	2.905.5
2000	1.873.8	340.0	2.318.1
2001	2.811.5	493.4	3.468.6
2002	2.843.0	508.9	3.505.7
2003	2.902.5	472.5	3.523.1

#### 1.6.2.1.2 Suministro Efectivo por Campos

La producción fiscalizada, se emplea en un alto porcentaje para recuperación de hidrocarburos, de tal forma que el suministro de gas natural a los consumidores, discriminado por los principales campos y en la extensión del territorio nacional es el siguiente:

**CUADRO No 19**  
**SUMINISTRO DE GAS NATURAL POR CAMPO** MPCD

AÑO	CUSIANA	GUAJIRA	TOTAL NACIONAL
1999	14.50	372.82	506.74
2000	15.11	466.53	578.78
2001	17.93	491.83	600.56
2002	20.48	506.23	603.19
2003	43.3	472.0	588.39

Fuente: UPME

### 1.6.2.2 *Demanda*

#### 1. 6.2.2.1 *Consumo del Gas Natural por Sectores*

La diversificación de la canasta energética, lograda mediante el Programa de Masificación de Gas, ha traído ventajas económicas para el país, ya que su uso en la satisfacción de las necesidades energéticas de la población y de los agentes económicos del país, es más eficiente, desde el punto de vista de la cadena energética que otras fuentes que venían siendo empleadas en el pasado.

Dentro de este contexto se debe fortalecer el desarrollo de la demanda de gas natural en los sectores residencial, industrial, transporte automotor y exportaciones por medio de estrategias que incrementen aceleradamente el consumo de gas en el país como:

- Masificar el consumo de gas en todos los sectores.
- Incrementar la competitividad estimulando la participación privada en la producción y
- Comercialización de gas.
- Acercar los precios a los costos reales de producción y prestación de los servicios induciendo
- Ahorro energético en términos de costos y cantidades.
- Optimizar la utilización de las reservas de gas natural, garantizando una adecuada oferta.
- Aprovechar los beneficios ambientales.

La continuación del programa de Masificación de gas, permitirá crecimientos del orden del 8.1% en el sector residencial, 7.3% en el sector industrial, 9% en el sector comercial y del 34% en el sector

El crecimiento esperado de la demanda para el sector en el horizonte 1999-2010 es de 8.1% anual promedio.

Las proyecciones de demanda hasta el año 2010 indican que el crecimiento anual promedio será de 7.3%, que comparado con el presentado entre 1990 y 1996 (3% promedio anual), muestra que el proceso de sustitución de energéticos en la industria será importante, lo cual resultará en un gran beneficio económico y ambiental Sin embargo, para asegurar que estos procesos de sustitución se lleven a cabo, es necesario garantizar un adecuado proceso de promoción.

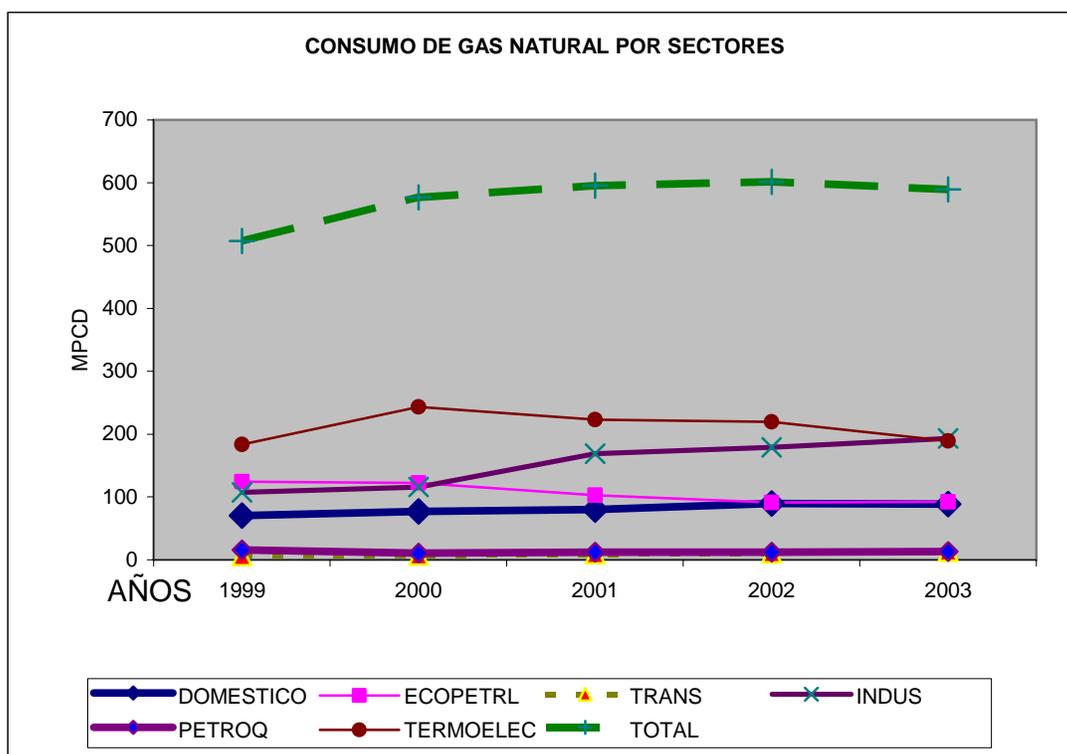
El consumo de gas natural por sectores ha presentado, en los últimos cinco años el siguiente comportamiento:

**CUADRO No 20**  
**COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA POR SECTORES** **MPCD**

AÑO	DOMEST.	ECOPETROL	TRANSP	INDUST	PETROQ	TERMELE	TOT
1999	70.1	124.5	6.3	107.2	15.7	183.7	507.5
2000	76.9	122.6	7.1	115.9	10.7	243.3	576.5
2001	80.0	102.5	9.0	169.0	12.0	223.0	595.5
2002	89.3	90.9	10.4	179.0	12.2	219.5	601.3
2003	88.4	92.3	13.4	193.2	12.9	189.1	589.3

Fuente: UPME

Este comportamiento se refleja en el siguiente gráfico:



FUENTE UNME

GRAFICO No 8

#### 1.6.2.2.2 Comparación del Consumo de la Costa con el Interior

El consumo de gas natural refleja un notable avance de la región de La Costa con relación al interior del país como se muestra en el siguiente cuadro:

**CUADRO No 21**  
**CONSUMOS COMPARADOS COSTA INTERIOR** **MPCD**

	<b>INTERIOR</b>	<b>COSTA</b>	<b>TOTAL</b>
2000	318.32	358.31	576.63
2001	245.29	350.61	595.89
2002	257.54	344.22	601.76
2003	268.53	321.08	589.44

Fuente: UPME

### 1.6.2.2.3 Instalaciones Domésticas

El sector doméstico ha presentado una notable dinámica, especialmente en cobertura, creciendo el número de instalaciones en los principales mercados, como puede observarse:

**CUADRO No 22**  
**INSTALACIONES DOMESTICAS PRINCIPALES MERCADOS**

	<b>ATLÁNTICO MAGADALENA</b>	<b>BOLÍVAR CORDOBA SUCRE</b>	<b>BOGOTÁ C/MARCA BOYACA</b>	<b>TOTAL</b>
1999	347.625	265.842	705.060	1.898.908
2000	370.961	277.852	815.830	2.182.928
2001	389.381	293.632	928.943	2.479.595
2002	403.051	306.617	1.068.178	2.840.895
2003	414.113	322.295	1.167.947	3.164.441

Fuente: UPME

## II. EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTÁ SA ESP.

### 2.1 ANTECEDENTES

ANTES DE OCTUBRE 23 DE 1997

#### 2.1.1. Estados Financieros

Según información de estados financieros de la EEB a junio 30 de 1996, la situación financiera era la siguiente.

#### ACTIVOS

Los activos a junio 30 de 1996 ascendían a \$4.608.815 millones, de los cuales tenían mayor peso los activos fijos (Propiedad, Planta y Equipo) por \$3.953.507 millones y en menor proporción el activo corriente por \$393.352 millones con variación promedio del 14% respecto al año 1995, como se observa en el siguiente cuadro.

**CUADRO 23**  
**2.1.1.1 ACTIVOS DE LA EEB**

(Cifras en millones de \$)

ACTIVOS	1995	JUNIO- 1996
Activo corriente	330.434	393.353
Activo no Corriente	3.720.427	4.215.463
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>4.050.862</b>	<b>4.608.815</b>

Fuente: Estados Financieros EEB 1996.

#### Pasivos

El pasivo total a junio 30 de 1996 ascendió a \$2.671.768 millones, obteniendo un indicador de endeudamiento del 57.97% respecto del total de activos. Este alto volumen en los pasivos con terceros se debe a deuda interna y externa por valor total de \$1.777.391 millones (precios corrientes de 1996), pensiones de jubilación y prestaciones por \$216.044 millones (causadas a esa fecha), pasivos contingentes correspondientes a demandas y litigios por \$48.742 millones y pasivos de largo plazo de Fondo de Inversión Guavio por \$274.532 millones, correspondiente a la contabilización de la factura 09622 – ISA, por concepto de la descompensación presentada durante la vigencia de 1995 con respecto a los aportes de ISA y la Empresa de Energía al proyecto Hidroeléctrico del Guavio.

**CUADRO 24**

**PASIVOS DE LA EEB**

(En millones de \$)

<b>PASIVOS</b>	<b>1995</b>	<b>JUNIO- 1996</b>
<b>PASIVO CORRIENTE</b>		
Pasivo Corriente deuda Corto Plazo	391.354	362.457
Exigible	88.456	76.617
Otros pasivos corrientes	26.837	50.298
Pasivos contingentes	48.039	48.742
<b>TOTAL PASIVO CORRIENTE</b>	<b>554.687</b>	<b>538.114</b>
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>		
Deuda largo Plazo	1.426.320	1.414.934
Otros pasivos	406.825	444.186
Fondo de Inversión Guavio	258.967	274.532
<b>TOTAL PASIVO NO CORRIENTE</b>	<b>2.092.113</b>	<b>1.133.654</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>2.646.801</b>	<b>2.671.768</b>

Fuente: Estados Financieros EEB 1996.

*COMO DEUDA INERNA Y EXTERNA*

Se anotó anteriormente, la deuda a junio/96 ascendió a \$1.777.391 millones, discriminada de la siguiente forma:

**CUADRO 25  
DEUDA PÚBLICA EEB**

(Cifras en millones de \$)

<b>DEUDA FINANCIERA</b>	<b>JUNIO -1996</b>
Deuda Interna Corto Plazo	131.592
Deuda Externa corto plazo	230.865
Deuda interna largo plazo	429.438
Deuda Externa largo plazo	985.496
<b>TOTAL DEUDA PÚBLICA</b>	<b>1.777.391</b>

Fuente: Estados Financieros EEB 1996.

*2.1.1.2 Razones Financieras*

*LIQUIDEZ*

De acuerdo a los datos registrados en el componente de activo corriente y de pasivo corriente, anotado anteriormente, el indicador de razón corriente a junio/96 era de 0.73, lo cual indica insuficiencia en la liquidez por cuanto cuenta con \$0.73 por cada \$1.0 de deuda de corto plazo, la relación aceptable es cuando el indicador es mayor a 1.

**CUADRO 26**

**RAZONES FINANCIERAS A JUNIO 30 DE 1996**

LIQUIDEZ	FORMULA	INDICADOR
Razón corriente	Activo Corriente / Pasivo Corriente	0.73
Nivel de Endeudamiento	Pasivo Total / Activo Total	57.97%

Fuente: Datos informes a junio de 1996 EEB.

*NIVEL DE ENDEUDAMIENTO*

El nivel de endeudamiento a mediados de junio de 1996 se situaba en 57.97%, lo que significa que los acreedores participaban en la Empresa en un 57.97% y se estaba poniendo en riesgo la viabilidad financiera y operativa de la Empresa.

El alto volumen del costo de la deuda \$294.622 millones y los costos y gastos operacionales \$210.320 millones impedían que la Empresa generara utilidades. Entre enero y mayo de 1996 se registraron pérdidas por \$95.916 millones.

*2.1.1.3 Composición Accionaria*

La Junta Directiva de la EEB, reunida según consta en Acta del 31 de mayo de 1996, determinó que el capital social de la empresa quedaría constituido de la siguiente forma.

**CUADRO 27  
COMPOSICIÓN ACCIONARIA**

Cifras en millones de pesos

SOCIOS	ACCIONES	VALOR	%
Distrito Capital	1.695.082	1.695.082	90.67%
Ministerio de Hacienda	173.147	173.147	9.26%
Empresa Teléfonos de Bogotá	1000	1.000	0.05
Empresa Acueducto y Alcantarillado	200	200	0.01
FEN	10	10	
Cooperativa empleados EEB	12	12	
Asociación de Ingenieros EEB	10	10	
Fondo Empleados EEB	1	1	
Sociedad de pensionados	1	1	
<b>Total Capital Suscrito y Pagado</b>	<b>1.869.463</b>	<b>1.869.463</b>	

Fuente: Acta de Junta Directiva de la EEB del 31 de mayo de 1996.

#### *2.1.1.4 Laboral*

A finales de 1996 la empresa tenía 4.333 empleados cobijados por la Convención Colectiva de Trabajo. A diferencia de la mayoría de procesos de vinculación de capital privado a empresas del Estado, en el proceso de transformación de la EEB, por lo menos en la fase inicial, se contó con el concurso de las principales agremiaciones de trabajadores, como es el caso de ASIEB y el Sindicato de la Empresa, gracias a este concurso y a las exigencias y demandas de los trabajadores, se mantuvo el compromiso de que los derechos de los trabajadores no iban a ser violados como consecuencia de las decisiones del proceso de reestructuración organizativa y de capitalización.

#### *2.1.1.5 Operativo*

Hasta 1997 la EEB era una empresa integrada verticalmente, cuyo objetivo era generar, transportar y distribuir energía en la Ciudad de Bogotá y en la zona rural de los departamentos de Cundinamarca, Boyacá, Tolima y Meta, en más de 96 municipios. En ese año tenía una capacidad de generación de 2.515 MW, equivalente al 23% de la capacidad total nacional instalada, siendo la mayor empresa del país, con 8 centrales hidroeléctricas y una central termoeléctrica.

Las pérdidas de energía crecieron en forma sostenida entre 1992 y 1995, alcanzando un nivel de 25.4% en 1995, y luego cayo a 22.3% en 1997.

La empresa vendía la energía a pérdida, con subsidios muy elevados y los reajustes tarifarios eran insuficientes para cubrir los costos. El 80% de los usuarios residenciales se ubicaban en los estratos socioeconómicos más bajos (1, 2 y 3) y pagaban tarifas bajas por debajo de los costos. A esto se suma los usuarios informales a quienes no se les realizaba el cobro normal.

Una de las principales debilidades que observó la Contraloría de Bogotá, fue el atraso en la ejecución de la inversión del Plan de Desarrollo, ocasionado principalmente por la falta de recursos, ya que la mayoría se destinaba al pago de la deuda. Esta inversión se relacionaba con mantener, mejorar y ampliar la infraestructura, especialmente en el sistema de distribución, que era considerado el punto débil en la prestación del servicio de energía en términos de continuidad.

### 2.1.1.6 Ejecución del cambio de naturaleza jurídica de la EEB.

#### *Intervención y decisión del Concejo de Bogotá*

El Concejo de Bogotá, mediante Acuerdo 01 del 12 de enero de 1996, en su artículo primero, transformó la EEB de establecimiento público en una Empresa Industrial y Comercial del orden Distrital, hasta tanto se produzca la transformación dispuesta en el artículo segundo del mismo acuerdo, esto es, en una Sociedad por acciones del orden Distrital, sometida al régimen jurídico establecido en la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios. En el referido acuerdo se estableció, entre otras, lo siguiente:

1. Se autoriza al Alcalde Mayor, para adelantar los trámites necesarios y suscribir los correspondientes documentos y la escritura pública de transformación en Sociedad por Acciones, dentro del término de un año.
2. La Sociedad en la cual se transforme la EEB, podrá tener participación del capital privado máximo en un 49% de las acciones. Así mismo autoriza al Distrito Capital y a sus entidades descentralizadas a participar como accionistas en la sociedad en la cual se transforme la EEB.
3. En el momento de la transformación, el valor de los activos y pasivos de la EEB determina el aporte del Distrito Capital a la nueva sociedad; igualmente dispuso que la nueva sociedad podrá recibir otros aportes en dinero o en especie, de acuerdo con la voluntad de los accionistas, para definir su capital social.
4. Autorizó en forma expresa a la EEB, así como a la sociedad por acciones en que se transforme, para realizar inversiones y participar en la creación o en el capital de sociedades y de otras entidades de carácter asociativo, tales como corporaciones, asociaciones, consorcios o uniones temporales, todo ello en desarrollo de actividades relacionadas con su objeto, así como participar en otros organismos, empresas y entidades del Distrito, o con otras personas naturales y jurídicas, en sociedades que realicen actividades consideradas como servicios públicos y en aquellas que impliquen la explotación y utilización de su infraestructura.

En reunión efectuada el 31 de mayo de 1996, con la asistencia del Alcalde Mayor del Distrito Capital, el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Presidente de la Empresa de Telecomunicaciones de Santa Fé de Bogotá, y otros dignatarios directivos de entidades nacionales y distritales, así como representantes de organizaciones sociales, cooperativas, pensionados, empleados e ingenieros; se suscribió el acta mediante la cual el Alcalde Mayor procedió a la transformación a una empresa de servicios públicos constituida como sociedad por acciones,

conforme a las disposiciones de la Ley 142 de 1994, asociándose con los entes públicos y privados que suscribieron el acta.

La Sociedad por Acciones se constituyó con un capital suscrito de \$ 1.8 billones, distribuido así: Distrito 90,672%, Nación 9,262 %, Otras Entidades 0,065 % y Particulares 0,001%.

De acuerdo a la distribución anterior, la Junta Directiva de la EEB elegida por la Asamblea de Accionistas, estaba conformada por 7 miembros: 6 del Distrito y uno por los demás socios.

En la reunión citada, se adoptaron los estatutos de la Empresa transformada, entre los cuales se destaca el artículo 2° que reza así:

***"NATURALEZA JURIDICA : La EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ SA EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS es una sociedad por acciones, constituida como una empresa de servicios públicos, asimilada a las sociedades anónimas, conforme a las disposiciones de la ley 142 de 1994.***

*La sociedad tiene autonomía administrativa, patrimonial y presupuestal, ejerce sus actividades dentro del ámbito del derecho privado como empresario mercantil de carácter sui generi, dada su función de prestación de servicios públicos domiciliarios".*

La transformación de la empresa en sociedad por acciones se perfeccionó mediante la escritura pública 610 otorgada el 3 de junio de 1996 en la Notaría 28 del Circulo de Bogotá.

## **2.2 PROCESO DE TRANSFORMACIÓN**

### **2.2.1 CREACIÓN DE LAS EMPRESAS EMGESA Y CODENSA S.A. ESP**

El 23 de octubre de 1997, como consecuencia del proceso de transformación de la Empresa de Energía de Bogotá, EEB, se suscribieron las escrituras públicas de constitución de las empresas EMGESA SA ESP y CODENSA SA ESP que asumieron las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica, que junto con el de transmisión del fluido eléctrico estaban integralmente a cargo de la EEB. Ese proceso tuvo el siguiente desarrollo:

## 2.2.2 SITUACIÓN DE LA EEB Y COMPROMISOS DERIVADOS DEL CONVENIO CELEBRADO CON LA NACIÓN.

El 4 de agosto de 1995, la EEB, el Distrito Capital y la Nación representada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el Ministerio de Minas y Energía y el Departamento Nacional de Planeación suscribieron un convenio en el que, como resultado del análisis de la situación financiera de la EEB, mostraba que la empresa en el período 1995 - 2000 debía atender el pago de alrededor de US\$3.500 millones por concepto del servicio de la deuda -especialmente por la construcción de la Central Hidroeléctrica del Guavio- y que, adicionalmente, tenía que remodelar y actualizar el sistema de distribución, actividad avaluada en ese entonces en US\$1.100 millones; se comprometieron a realizar las siguientes acciones con el fin de lograr el saneamiento financiero para garantizar la continuidad del servicio:

1. Transformar la EEB, previa autorización del Concejo Distrital, en una empresa por acciones, en la cual se refleje el valor real de los activos.
2. Capitalizar la EEB con aportes de la Nación e ISAGEN.
3. Reestructurar y/o refinanciar parte de la deuda de la EEB, dentro de las limitaciones patrimoniales de la FEN y de acuerdo con las posibilidades de la banca multilateral.
4. Escindir la EEB en una empresa de distribución y una empresa de generación, asumiendo cada una la totalidad de los activos y pasivos correspondientes.
5. Racionalizar la estructura de costos, aumentar la productividad de la empresa y mejorar su gestión administrativa y comercial.
6. Incentivar y promocionar la vinculación de capital privado a las empresas conformadas.
7. Racionalizar el esquema de tarifas para la EEB, haciéndolo acorde con la política de subsidios.

## 2.2.3 REORGANIZACIÓN CORPORATIVA Y VINCULACIÓN DE CAPITAL PRIVADO

Una vez surtida la transformación jurídica de la EEB se dio inicio a las labores de definición de la estructura corporativa y del esquema de vinculación del capital privado.

Fue así como la EEB y el PNUD suscribieron el 22 de octubre de 1996 un contrato de consultoría con el consorcio integrado por las firmas Coopers & Lybrand - NM Rostchild & Sons Limited . White & Case, con el objeto de prestar asesoría para la definición de una estructura corporativa adecuada, el diseño y ejecución del plan

de capitalización y la evaluación y aclaración de los aspectos jurídicos correspondientes. La prestación del servicio se proyectó en tres fases: la primera, de definición de objetivos, estructura corporativa, valoración y estrategia de vinculación de capital privado; la segunda, de implantación de la reestructuración; y la tercera, de ejecución del plan para incorporación de la vinculación privada.

En desarrollo del contrato en mención, el Consorcio presentó a la Asamblea General de Accionistas No 003 del 29 de noviembre de 1996, las siguientes conclusiones sobre la organización y división de las empresas:

*"Una compañía matriz, la EEB, actuando como vehículo financiero para manejar su participación en cuatro nuevas subsidiarias operativas, más otras inversiones existentes:*

*Dos subsidiarias de generación, Guavio y Cadenas Termozipa, cada una con un inversionista estratégico minoritario y alguna participación de los empleados.*

*Una subsidiaria de distribución y comercialización de nuevo con un inversionista estratégico minoritario y alguna participación de los empleados; y*

*Una subsidiaria de transmisión regional inicialmente con el 100% de participación de la EEB, que comprende la red de 230 KV, algunos activos de 115 KV y el Centro de Control*

En la Asamblea General de Accionistas del 6 de diciembre de 1996, con votación favorable de la mayoría, se recomendó continuar con el esquema de transformación expresado en el Plan Básico propuesto por el consultor.

Como resultado del desarrollo y análisis de la viabilidad financiera de los negocios y del interés de potenciales inversionistas, la Asamblea de Accionistas modificó en su sesión del 24 de enero de 1997, según el Acta No. 005, la propuesta presentada por el consorcio consultor la cual estaba dada por una casa matriz y tres empresas subsidiarias. En esa misma sesión la Asamblea decidió que la nueva estructura corporativa estaría conformada por una casa matriz y dos entidades subsidiarias, una de generación de energía (EMGESA) y otra dedicada a la comercialización y distribución (CODENSA), concebidas por la especialidad de negocios. El negocio de transmisión al igual que el Centro Regional de Despacho (actual centro de control) quedaron adscritos a la casa matriz, permitiéndole de esta forma tener el carácter de Empresa de Servicios Públicos.

Para tal efecto, cada empresa debería constituirse jurídicamente, determinando su objeto social y sus estatutos, estableciendo su estructura orgánica y asignando las funciones inherentes para cumplir su cometido. Sin embargo, por decisión de la Asamblea de Accionistas y con anterioridad a la venta de acciones para expresar jurídicamente la separación de los negocios, se aprobó por unanimidad la

constitución, apertura e inscripción en el registro mercantil de dos establecimientos de comercio a cargo de la EEB S.A. E.S.P., denominados EMGESA y CODENSA, decisión que representó una división interna para que los negocios funcionaran de manera autónoma, pero la EEB en términos contractuales ante terceros continuó como una sola empresa. Tales establecimientos de comercio, sin haberse efectuado la incorporación de capital privado, fueron constituidos formalmente el 5 de junio de 1997, mediante escritura pública otorgada en la Notaría 63 del Círculo de Bogotá.

En el período previo a la selección de los llamados inversionistas estratégicos, con los cuales se constituirían las empresas EMGESA y CODENSA en forma asociada con la EEB, se llevó a cabo una etapa de precalificación de los proponentes, para lo cual se establecieron requisitos tales como: tener una capacidad instalada en generación de 1000 Mw, tener en distribución mínimo 500.000 usuarios y un patrimonio mínimo de quinientos millones de dólares (US\$500 millones). Un total de 17 empresas precalificaron cumpliendo los requisitos legales, técnicos y financieros. Las firmas tenían la posibilidad de integrar consorcios a fin de presentar con mayor solidez sus propuestas de inversión, que deberían depositarse en las urnas dispuestas para tal fin.

#### 2.2.4 SELECCIÓN DE INVERSIONISTAS ESTRATÉGICOS

La selección de las mejores ofertas se realizó el 15 de septiembre de 1997, mediante el sistema de puja para la capitalización del 48.5% de los hasta entonces establecimientos de comercio EMGESA y CODENSA. Las firmas ganadoras fueron los consorcios Capital Energía S.A. y Luz de Bogotá S.A.

Previamente al proceso de selección, la Empresa determinó los valores de referencia, que se muestran en el siguiente cuadro comparados con las ofertas ganadoras.

**CUADRO 28**  
**COMPARACION DE PRECIOS**

EMPRESA	PRECIO DE REFERENCIA	PRECIO DE LA OFERTA
EMGESA	US\$610 MILL	US\$951.2MILL
CODENSA	US 290 MILL	US\$1.226.3 MILL

Fuente: Superservicios Públicos e Informes de la EEB.

Como se observa, los valores de referencia resultaron notablemente inferiores a los precios propuestos por los inversionistas privados, especialmente para CODENSA; la administración de la Empresa explicó que el cálculo se sustentó no en el valor real de la empresa sino en el valor que se calculaba era el necesario

para cumplir las obligaciones financieras y garantizar la operación, sin entrar en situaciones críticas.

Los socios seleccionados Capital Energía S.A. y Luz de Bogotá S.A, son consorcios cuyos integrantes principales son:

Capital Energía: Endesa de Chile, Endesa Desarrollo de España y Alaska Corporation.

Luz de Bogotá: Enersis de Chile, Chilectra S.A. de Chile y Endesa Desarrollo de España.

Como puede apreciarse, la empresa internacional ENDESA con sus diversas ramificaciones fue la favorecida en el proceso, tomando el control de las 2 empresas, que se formaron definitivamente el 23 de octubre de 1997. Las principales características de las empresas integrantes de dichos consorcios eran:

Endesa Desarrollo S.A.: Entonces la quinta electrificadora más grande del mundo, empresa de multiservicios, operando en diversos países de Iberoamérica y Europa.

Endesa Chile: Una de las empresas de generación de Chile, compradora de la Hidroeléctrica de Betania y mayor accionista de Edegel, mayor generadora del Perú.

Chilectra.: Empresa distribuidora de energía en Chile, entre sus principales accionistas se encuentra Enérsis.

Enérsis.: Es uno de los holding eléctricos más poderosos de Sudamérica. Entre sus filiales se encuentran: Endesa, Transelec, Chilectra, y Proyecto Central Ralco. Es propietaria de la distribuidora de energía más grande de Chile y es considerada como una de las generadoras más importantes de Latinoamérica. Tiene inversiones cuantiosas en Perú, Argentina y Brasil.

## 2.2.5 FORMACIÓN DE LAS NUEVAS EMPRESAS Y CAPITALIZACIÓN

Las empresas formadas EMGESA SA ESP y CODENSA SA ESP se constituyeron de la siguiente forma y naturaleza:

**a- EMGESA:** Sociedad anónima empresa de servicios públicos, se constituyó formalmente mediante la Escritura Pública No. 4610 del 23 de octubre de 1997 de

la Notaría 36 de Bogotá, con autonomía administrativa, patrimonial y presupuestal. EMGESA SA ESP es una sociedad colombiana, privada, anónima, sometida al control y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos. La sociedad tendrá un término de duración indefinido, conforme lo permite el artículo 19.2 de la Ley 142 de 1994.

Por la Escritura Pública No 0053 del 9 de enero de 1998, se estipuló el cambio del objeto social de esta empresa, adicionándole a su actividad principal de generación, la de comercialización, además le amplía el número de actividades que puede realizar con el fin de lograr el desarrollo del objeto social.

En el siguiente cuadro se relaciona la composición por accionistas de Emgesa:

**CUADRO 29**  
**ACCIONISTAS EMGESA SA ESP**

	ACCIONES TIPO C ORDINARIAS	ACCIONES TIPO D PREFERENCIALES	TOTALES
EEB	36.35%	15.15%	51.5%
INVERSIONISTA ESTRATÉGICO CAPITAL ENERGIA	48.5 %	0	48.5%
<b>TOTAL</b>	<b>84.85%</b>	<b>15.15%</b>	<b>100.00%</b>

Fuente: Estatutos de la Sociedad, pagina # 4

**b- CODENSA:** Sociedad anónima empresa de servicios públicos, se constituyó formalmente mediante la Escritura Pública No 4611 del 23 de octubre de 1997 de la Notaría 36 de Bogotá, con autonomía administrativa, patrimonial y presupuestal. CODENSA S.A. ESP es una sociedad colombiana, privada, anónima, sometida al control y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos. La sociedad tendrá un término de duración indefinido, conforme lo permite el artículo 19.2 de la Ley 142 de 1994.

CODENSA SA ESP, tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía, y en su desarrollo puede ejecutar todas las actividades conexas y complementarias, señaladas en la Escritura de constitución y reformas posteriores.

**CUADRO 30**  
**CODENSA SA ESP -COMPOSICION ACCIONARIA**

ACCIONISTA	ACCIONES TIPO C ORDINARIAS	ACCIONES TIPO D PREFERENCIALES	TOTALES
EEB	36.35%	15.15%	51.5%
INVERSIONISTA ESTRATÉGICO LUZ DE BOGOTA	48.5 %	0	48.5%
<b>TOTAL</b>	<b>84.85%</b>	<b>15.15%</b>	<b>100.00%</b>

Fuente: Estatutos de la Sociedad.

Previo al cambio en el manejo de las empresas se suscribió un Acuerdo Marco de Inversión, que determinó las relaciones entre los socios, la EEB y los inversionistas estipulando en detalle los diversos aspectos del manejo legal, administrativo, societario, directivo, gerencial, laboral, contable, operativo, de manejo de deuda, de estrategias en el manejo financiero y en general de todos los puntos que conciernen al manejo de empresas de este tipo. Se estableció que las acciones de la EEB serían de dos tipos: ordinarias el 36.35% y preferenciales, que reciben un dividendo adicional pero sin voto en la Junta Directiva, el 15.15%, por lo tanto no tenían el control de la operación y gestión normal y diaria, de tal forma que la figura de Casa Matriz no se consolidó.

La capitalización significa que a las tres sociedades, la EEB, EMGESA y CODENSA, se le inyectaron \$2.7 billones (US\$ 2.177 millones) en octubre de 1997, provenientes de la inversión realizada por los consorcios extranjeros seleccionados como inversionistas estratégicos, a quienes a cambio se les entregaron acciones en dichas sociedades. Así, las sociedades Capital Energía S.A. y Luz de Bogotá S.A., adquirieron cada una el 5.5 % de la EEB; y a su vez Capital Energía S.A. adquirió el 48,5% de EMGESA y Luz de Bogotá el 48.5 % de CODENSA.

Los recursos de la capitalización se distribuyeron dentro de las tres compañías así:

**CUADRO 31**  
**CAPITALIZACIÓN APORTADA POR LOS SOCIOS ESTRATÉGICOS**  
En miles de dólares)

	<b>CODENSA</b>	<b>EMGESA</b>	<b>EEB.</b>	<b>TOTAL</b>
Luz de Bogotá	1085		141	1.226
Capital Energía		810	141	951
<b>Total Capitalización</b>	<b>1085</b>	<b>810</b>	<b>282</b>	<b>2.177</b>

Fuente: Escrituras de Constitución.

La Empresa de Energía de Bogotá, luego de la capitalización, quedó con la siguiente composición accionaria:

**CUADRO 32**  
**EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ**  
**COMPOSICIÓN ACCIONARIA**

<b>SOCIO</b>	<b>PARTICIPACIÓN</b>
Bogotá, Distrito Capital	81.5%
Nación, Ministerio de Hacienda y C.P.	7.3%
Capital Energía	5.5%
Luz de Bogotá S.A.	5.5%
Otros Accionistas	0.2%

Fuente: Escritura de Constitución de la Sociedad.

## 2.3 REDUCCION DE CAPITAL

### 2.3.1 NORMATIVIDAD APLICABLE E INDICADORES

Los requisitos legales que deben cumplirse para llevar a cabo una reducción de capital están normados en el Artículo 145 del Código de Comercio y para el caso específico de EEB son los siguientes:

- Autorización de la Superintendencia de Sociedades.
- Que posterior a la reducción de capital el activo represente por lo menos el doble del pasivo externo.
- Si en el pasivo externo hay prestaciones sociales se requiere autorización del Ministerio del Trabajo y Seguridad Social.
- Circular Externa 04 de 2002 Superintendencia de Sociedades.
- Modificación de los Estatutos Sociales.

De acuerdo a los estados financieros con corte a 30 septiembre de 2004 tiene el siguiente comportamiento:

**CUADRO 33**  
**RELACIÓN ACTIVO / PASIVO**

Antes de la Reducción	12.42
Después de la Reducción	11.91

#### 2.3.1.1 *Conveniencia de la Operación*

La empresa a 30 de septiembre de 2004, de acuerdo a lo manifestado por la misma EEB en los documentos soportes, no tiene una estructura de capital adecuada, situación que se presenta porque tiene un pasivo total de cuatrocientos setenta y dos mil doscientos sesenta y siete millones de pesos (\$472.267.000.000) frente a un patrimonio de cinco billones trescientos noventa y cuatro mil cuatrocientos sesenta y nueve millones de pesos (\$5.394.469.000.000); una manera de mejorar la estructura de capital y generar valor para la empresa es reducir capital e incrementar el endeudamiento para la inversión. Una adecuada

estructura de capital debe permitir que la relación entre pasivo total y patrimonio no presente un sesgo tan amplio como el presentado por EEB: cada unidad monetaria de pasivo esta respaldada por 11.4 unidades monetaria de patrimonio, cuando un indicador de 2 a 1 es aceptable en la administración de las empresas.

El Plan Estratégico Corporativo PEC para la vigencia 2004 en su Objetivo No. 1 establece el proveer oportunamente recursos financieros para sus accionistas; para el efecto se formulo la estrategia de adelantar procesos que permitan a los accionistas disponer de recursos extraordinarios, dentro de los cuales se encuentra adelantar la reducción de capital.

#### *2.3.1.2 Indicador de Disponibilidad*

Mide el porcentaje de tiempo total en el período dado sobre el cual los activos de EEB, que hacen parte del STN estuvieron en uso o disponibles para el servicio; la disponibilidad del sistema de transmisión de la Empresa durante los últimos años se ha mantenido por arriba del 99% (meta Regulatoria).

#### *2.3.1.3 Programa Mantenimiento Anual*

Semestralmente es enviado al Centro Nacional de Despacho –CND; los niveles de Disponibilidad del Sistema de Transmisión se han mantenido por arriba del 99%, gracias a la ejecución de los planes de mantenimiento preventivo y detectivo al 100%.

El Plan Estratégico Corporativo 2004 – 2008, dentro del Objetivo “Mejorar continuamente los procesos de la EEB” prevee la ejecución de proyectos por \$7.878 millones en 2005 para modernizar la infraestructura de transmisión existente.

#### *2.3.1.4 Monto y Viabilidad de la Disminución de Capital*

Los análisis de requerimientos de caja en el año y en el mediano plazo muestran la posibilidad de reducir capital en doscientos cuarenta mil millones de pesos (\$240.000.000.000).

Los ingresos de transmisión cubren los gastos para conservar los índices de disponibilidad de manera que la prestación del servicio público de energía no se ve comprometido.

La fuente para adelantar la disminución de capital la constituyen recursos líquidos, disponibles y registrados en la cuenta “Efectivo”

**CUADRO 34**  
**SALDOS CUENTA EFECTIVO Y ACTIVO CORRIENTE**  
(Millones de pesos)

A DICIEMBRE 31 DE	EFECTIVO	ACTIVO CORRIENTE
2000	215.715	333.946
2001	187.006	267.538
2002	230.865	320.603
2003	227.294	328.424
2004*	421.825	484.865

Fuente: EEB

**CUADRO 35**  
**PROYECCIONES FINANCIERAS – INDICADORES –**

INDICADOR	2004	2005	2006	2007	2008
EBITDA \$MM	186.611	203.290	240.687	283.555	333.513
Caja Final	261.638	389.086	13.170	354.918	150.459
Saldo deuda	108.763	29.853	26.809	23.236	19.589
Endeudamiento %	2.15	0.59	0.60	0.51	0.43
Ebitda/Gastos Financieros	15.56	19.81	143.10	250.60	335.87

Fuente: EEB

**CUADRO 36**  
**INDICADORES NEGOCIO TRANSMISIÓN ENERGÍA (%)**

INDICADOR	2003*	2004*	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>EBITDA</b>	71	68	68	69	69	69	69	74	74	74
<b>Margen Operacional</b>	52	52	56	57	57	58	58	63	63	63

Fuente: EEB  
Valor real.

Teniendo en cuenta las proyecciones 2005 – 2012 presentadas por EEB, el margen EBITDA del negocio de transmisión tiene un comportamiento constante, que se explica porque el comportamiento de los ingresos esta sometida a una normatividad precisa.

Respecto al flujo de caja operacional, no se presentan cambios en el negocio de Transmisión de Energía; existe un flujo de caja positivo y con comportamiento creciente.

**CUADRO 37**  
**FLUJO DE CAJA EEB PARA SU NEGOCIO DE TRANSMISIÓN-**

Cifras en millones de pesos

	2004*	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
EBITDA	39.503	41.536	43.946	45.553	47.171	48.884	50.980	52.769	54.668
Impuestos	11.675	13.229	14.088	13.260	13.968	14.515	15.194	15.746	16.367
Flujo Caja Operacional	27.828	28.307	29.858	32.294	33.203	34.370	35.786	37.023	38.301
Inversiones Capital Trabajo	(355)	604	495	413	423	441	(35)	451	471
Inversiones Activos Fijos	7.154	5.330	5.145	3.467	3.578	5.151	8.186	4.776	4.408
Flujo de caja neto	21.029	22.373	24.218	28.414	29.202	28.778	27.635	31.796	33.422

\* Valor Real

### 2.3.2 SUPUESTOS GENERALES

La distribución de utilidades se hace con corte a junio de cada año, por ello a diciembre la empresa muestra en el balance la utilidad generada en el segundo semestre, pero el estado de resultados corresponde al año completo.

Las inversiones permanentes incluyen las participaciones accionarias de la EEB en Codensa, Emgesa, REP, Gas Natural, EMSA, ISA, ISAGEN, FEN, entre otros. El 59.3% de las reducciones de capital de Codensa son ingresos extraordinarios del Estado de Resultados.

La provisión de impuestos corresponde a la renta ordinaria, haciendo uso de la exclusión de renta presuntiva contemplada en el Artículo 191 del Estatuto Tributario para las ESP.

En las proyecciones realizadas por EEB se tiene en cuenta la entrada de las reducciones de capital que realizan las participadas.

**CUADRO 38**  
**REDUCCIONES CAPITAL PARTICIPADAS.**

Cifras en millones de pesos

REDUCCIONES	2005	2006	2007
EMGESA	206.080	-	329.728
CODENSA	-	476.381	-
GAS NATURAL	-	27.688	-
REP	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>233.768</b>	<b>476.381</b>	<b>329.728</b>

Fuente: Proyecciones de la EEB

Como se puede observar en el cuadro precedente, cada una de las empresas participadas tiene previsto realizar reducciones de capital en los montos presentados.

**CUADRO 39**  
**REDUCCIÓN CAPITAL EEB.**

Cifras en millones de pesos

	2005	2006	2007	2008
REDUCCIÓN	240.026	189.123	-	233.876

Fuente: EEB

Igualmente, se estima que la EEB presentara reducciones de capital en los valores mostrado en el cuadro anterior, sin embargo, es muy importante ilustrar como la EEB sirve de intermediario entre las participadas y los accionistas de EEB; por ejemplo para el año 2005 la reducción en EEB por \$240 mil millones viene de recursos provenientes de las reducciones en las participadas que para el 2005 será de \$233.7 mil millones, es decir el efecto neto de reducción para la EEB es de \$6.300 millones. Como se aprecia la estructura de capital de EEB no se afecta aunque es evidente que se impacta el flujo de caja.

En el siguiente cuadro se describen los pagos por dividendos y reducción de capital que ha efectuado la Empresa de Energía desde 1999 hasta septiembre de 2004, el Distrito Capital ha recibido \$2.137.179.5 millones, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público \$192.615.6 millones, la Empresa Luz de Bogotá \$144.060.9 millones y Capital Energía \$144.060.9 millones, las dos últimas como principales accionista de CODENSA y EMGESA respectivamente.

#### CUADRO 40

DEVOLUCION DE RECURSOS POR DIVIDENDOS Y REDUCCION DE CAPITAL EEB.

ACCIONISTA	REDUCCION DE CAPITAL		DIVIDENDOS					TOTAL
	Año 1999	Año 2002	2000	2001	2002	2003	2004	
Distrito Capital	970.353.740.000	314.561.186.160,0	243.394.364.300,0	137.058.130.931,0	289.810.564.222,0	165.086.854.761,0	16.914.667.704,0	2.137.179.508.078,0
Ministerio de Hacienda	87.454.190.000	28.350.161.968,0	21.936.179.045,0	12.352.510.042,0	26.119.485.802,0	14.878.628.633,0	1.524.452.444,0	192.615.607.934,0
Luz de Bogotá	65.408.670.000	21.203.637.771,0	16.406.492.911,0	9.238.682.614,0	19.535.271.662,0	11.128.015.861,0	1.140.167.645,0	144.060.938.464,0
Capital Energía S.A.	65.408.670.000	21.203.637.771,0	16.406.492.911,0	9.238.682.614,0	19.535.271.662,0	11.128.015.861,0	1.140.167.645,0	144.060.938.464,0
Empresa de Telecomunicaciones de Bogotá	505.090.000	163.733.441,0	126.690.938,0	71.340.650,0	150.850.400,0	85.929.989,0	8.804.318,0	1.112.439.736,0
Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá	101.010.000	32.749.335,0	25.337.591,0	14.269.283,0	30.172.518,0	17.187.387,0	1.761.006,0	222.487.120,0
Cooperativa de Empleados EEB	6.060.000	1.965.129,0	1.521.329,0	856.243,0	1.810.534,0	219.181,0	105.671,0	12.538.087,0
Asociación de Ingenieros EEB	5.050.000	1.637.633,0	1.267.774,0	713.536,0	1.508.779,0	859.456,0	88.059,0	11.125.237,0
Financiera Energética Nacional	5.050.000	1.637.633,0	1.267.774,0	713.536,0	1.508.779,0	859.456,0	88.059,0	11.125.237,0
Fondo de Empleados EEB	500.000	165.417,0	128.269,0	72.075,0	152.402,0	86.813,0	8.895,0	1.113.871,0
Sociedad de pensionados EEB	500.000	165.417,0	128.269,0	72.075,0	152.402,0	86.813,0	8.895,0	1.113.871,0
Trabajadores EEB		192.023.290,0	0,0	60.976.415,0	176.483.778,0	109.982.499,0	11.480.250,0	550.946.232,0
<b>TOTAL</b>	<b>1.189.248.530.000</b>	<b>385.712.700.965,0</b>	<b>298.299.871.111,0</b>	<b>168.037.020.014,0</b>	<b>355.363.232.940,0</b>	<b>202.436.726.710,0</b>	<b>20.741.800.591,0</b>	<b>2.619.839.882.331,0</b>

Fuente: Informe emitidos por la EEB

### 2.3.2.1 Supuestos Balance General

#### Activos

**Inversiones Temporales:** El nivel de las inversiones temporales es el resultado de los excedentes de caja los cuales se invierten al DTF.

**Patrimonio Autónomo:** Compuesto por derechos fiduciarios constituidos con títulos administrados por Fiducolombia (60%) y Consorcio Previsora – Fidubogotá Pensiones Energía (40%); se hacen aportes o retiros necesarios para que sea igual al calculo actuarial.

Deudores por servicios prestados: Se proyecta una rotación de 91 días de los ingresos de transmisión; la composición de la cartera para efectos de provisiones se mantiene.

Inversiones Permanentes: Se mantiene su valor en libros según participación en su patrimonio.

Propiedad, planta y equipo: Su valor resulta de las inversiones de reposición, las inversiones y las depreciaciones correspondientes según el tipo de activo.

Valorizaciones de inversiones permanentes: Históricamente, las valorizaciones han aumentado en un 5% nominal anual.

### *Pasivo*

Deuda: Se modeló la deuda existente, según las condiciones individuales de cada tipo de financiación, conservando el endeudamiento local existente (Roll – Over).

Cuentas por pagar: Se proyecta con una rotación de 20 días de costos y gastos operacionales.

Calculo actuarial:  $Can = (Can-1 * (IPC + 4.8\%)) - Mesadas$

Provisión para contingencias: Incremento igual al IPC.

Provisión para obligaciones Fiscales: Es un modulo detallado de impuesto de Renta según la liquidación de impuestos de cada año.

### 2.3.2.2 *Supuestos Macroeconómicos*

**CUADRO 41  
VARIABLES MACROECONOMICAS**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
IPC	5.5	5.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
IPP	5.5	5.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
Devaluación	-14.3	3.0	1.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
DTF	8.0	8.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0

Fuente: Datos suministrados por la EEB.

### 2.3.2.3 Supuestos Estado Resultados.

**CUADRO 42**  
**ESTADO RESULTADOS PROYECTADOS EEB**

Cifras en millones de pesos

ESTADO RESULTADO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Ingresos Operacionales	58.079	61.273	63.972	66.211	68.529	70.927	69.162	71.582	74.088
Costo Producción	25.967	24.590	25.482	26.361	26.590	27.362	23.585	24.353	25.009
Utilidad Bruta	32.112	36.683	38.491	39.850	41.938	43.565	45.577	47.229	49.079
Ingresos por dividendos	177.385	245.692	229.908	271.906	321.356	329.172	346.838	358.977	371.541
Gastos Administración	94.313	96.843	84.553	82.004	80.551	78.998	77.427	76.344	77.764
Utilidad Operacional	115.184	185.533	183.846	229.752	282.743	293.739	314.987	329.862	342.856
Otros Ingresos	58.721	43.543	337.479	63.411	59.627	50.500	49.060	46.792	47.176
Otros Gastos	8.444	12.643	13.056	9.824	9.731	9.636	9.540	9.442	9.342
Utilidad Neta	165.461	216.433	508.270	283.339	332.639	334.602	354.507	367.212	380.691

Fuente: Datos suministrados por la EEB.

Ingresos Operacionales de Transmisión: Los ingresos de transmisión se ajustan con el IPP anualmente según la regulación, se incluyen los ingresos de las convocatorias UPME 03 y 04 de 2004; respecto a los ingresos FAER<sup>6</sup> la regulación establece que empiezan a causarse en julio de 2003 y se ajustan con IPP hasta diciembre de 209 cuando desaparecerán.

**CUADRO 43**  
**INGRESOS POR DIVIDENDOS ESTIMADOS EEB.**

Cifras en millones de pesos

DIVIDENDOS	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
REP	-	21.634	19.817	22.186	24.330	21.750	28.656	29.659	30.697
EMGESA	94.198	109.389	110.735	141.127	175.014	181.139	187.479	194.041	200.833
CODENSA	76.368	107.987	90.705	97.236	107.513	111.276	115.171	119.202	123.374
GAS NATUR	6.819	6.682	8.651	11.357	14.499	15.006	15.532	16.075	16.638
TOTAL	177.385	245.692	229.908	271.906	321.356	329.172	346.838	358.977	371.541

Fuente: Datos suministrados por la EEB.

<sup>6</sup> Fondo de Energización

Los costos de producción tanto de personal como general se incrementan en el IPC, mantenimiento de líneas existentes se mantienen de acuerdo al comportamiento histórico; los seguros se proyectan como un porcentaje de los activos fijos; pensiones corresponde al crecimiento o decrecimiento del calculo actuarial; gastos generales se incrementan en el IPC y para 2005 se incluyen los gastos en el Muña y las Provisiones se incrementan según calculo derivado del Balance General.

Los ingresos no operacionales se proyectaron así: rendimiento portafolio EEB con la DTF; el rendimiento del patrimonio autónomo se estima en el IPC + 6% y la recuperación del calculo actuarial se genera si resulta inferior al del año anterior.

Los gastos no operacionales se proyectaron así: Intereses deuda resulta del modelaje financiero detallado de la deuda existente de EEB y el Roll-Over de la deuda local existente y la diferencia en cambio resulta del efecto de tasa de cambio en la deuda en moneda extranjera.

#### 2.3.2.4 Supuestos Flujo de Caja

El endeudamiento nuevo en el 2005 corresponde al Roll - Over de la deuda local existente; los dividendos se pagan plenos a los accionistas descontando de la utilidad lo correspondiente a reserva legal; los proveedores y contratistas se pagan máximo a 30 días (promedio 20 días).

#### 2.3.3 INDICADORES FINANCIEROS.

**CUADRO 44**  
**PRINCIPALES INDICADORES PROYECTADOS EEB.**

Cifras en millones de pesos

INDICADORES	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
EBITDA	176.887	235.798	231.215	273.518	323.230	331.472	349.832	362.316	375.282
Caja Final	251.676	59.036	120.787	486.000	293.327	300.454	303.811	310.346	317.796
Deuda	99.474	97.574	95.331	92.862	90.341	87.768	85.142	82.462	79.728

INDICADORES	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Nivel Endeuda	1.92%	2.03%	2.15%	2.04%	2.02%	1.92%	1.81%	1.70%	1.60%
EBITDA/Gastos Financieros	33.72	24.43	23.15	28.10	33.54	34.75	37.06	38.80	40.64
Margen Neto Utilidad/Ingresos	56.2%	61.7%	80.5%	70.6%	74.0%	74.3%	76.2%	76.9%	77.2%
Rentabilidad Patrimonio	3.5%	5.0%	12.8%	6.9%	8.3%	8.1%	8.3%	8.3%	8.4%

Fuente: EEB

#### 2.3.4 DISTRIBUCIÓN RECURSOS REDUCCIÓN CAPITAL

La distribución del reembolso por accionista de los recursos provenientes de la reducción de capital quedaría establecida de la siguiente manera:

**CUADRO 45**  
**ACCIONISTAS EEB**

ACCIONISTAS	% PARTICIPACION	REEMBOLSO \$
Distrito Capital	81.548485	195.716.370.000
ECOPETROL	7.349644	17.639.150.000
Capital Energía	5.496942	13.192.670.000
Endesa Internacional S.A.	3.023318	7.255.970.000
Enersis S.A.	1.413500	3.392.400.000
Chilectra S.A.	1.060124	2.544.300.000
E.T.B.	0.042447	101.880.000
E.A.A.B.	0.008490	20.380.000
Asociación Ingenieros EEB	0.000425	1.020.000
FEN	0.000425	1.020.000
Fondo Empleados EEB	0.000043	110.000
Pensionados EEB	0.000043	110.000
Trabajadores	0.056115	155.980.000
<b>TOTAL</b>	<b>100.000000</b>	<b>240.021.360.000</b>

Fuente: Datos suministrados por la EEB.

### 2.3.5 REGISTRO CONTABLE

El registro contable de la operación quedara de la siguiente manera:

**CUADRO 46  
REGISTRO CONTABLE**

CONCEPTO	DEBE	HABER
Capital suscrito y pagado	240.021	
Cuentas por pagar a socios y accionistas		240.021

Fuente: Datos suministrados por la EEB.

Al realizarse la devolución de los aportes el registro es:

**CUADRO 47  
REGISTRO CONTABLE**

CONCEPTO	DEBE	HABER
Cuentas por pagar socios y accionistas	240.021	
Caja		240.021

Fuente: Datos suministrados por la EEB.

No se presenta afectación alguna del estado de resultados que afecten las utilidades del accionista, solo son movimientos en las cuentas del Balance.

La reducción de capital se realiza por número de acciones, cada accionista devuelve el numero de acciones que representa el valor de la reducción que le corresponda, a prorrata de su participación en el capital social.

No se afecta la composición relativa por accionista en el capital social.

### 2.3.6 ACTA NO. 40 ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS EEB DEL 29/10/04.

En punto No. 9 del Acta No. 40 de la Asamblea General de Accionistas pone a consideración la disminución del capital de la sociedad, para ello el Gerente General de la Compañía, luego de la aprobación de los estados financieros

básicos con corte a 30 de septiembre de 2004, certificados y dictaminados por el revisor fiscal, somete a consideración de la Asamblea de Accionistas una disminución del capital de la sociedad en cuantía de doscientos cuarenta mil veintiún millones trescientos sesenta mil pesos (\$240.021.360.000) con efectivo reembolso de aportes para los accionistas, que en concordancia con el artículo 147 del Código de Comercio implica una reforma estatutaria.

El acta es precisa en afirmar: *“...a 30 de septiembre del presente año, la sociedad cuenta con recursos líquidos disponibles en efectivo, cuentas bancarias e inversiones temporales por valor de cuatrocientos veintiún mil ochocientos veinticinco millones de pesos (\$421.825.000.000) y que, con cargo a estos recursos líquidos disponibles, se realizaría el desembolso*

Se presento a consideración de la Asamblea la Proposición No. 4 que en sus considerándolos establece:

A 30 de septiembre de 2004, el capital suscrito y pagado de la sociedad es de un billón ciento sesenta y cinco mil novecientos cuarenta y cinco millones treinta mil pesos (\$1.165.945.030.000)

El saldo en libros del capital social mencionado esta compuesto por Aportes de Capital en cuantía de setecientos seis mil cuatrocientos cuarenta y tres millones ochocientos nueve mil quinientos noventa y ocho pesos (\$706.443.809.598) y por capital proveniente de la revalorización de patrimonio por cuatrocientos cincuenta y nueve mil quinientos un millones doscientos veinte mil cuatrocientos dos pesos (\$459.501.220.402).

El monto total de los activos de la sociedad a 30 de septiembre de 2004 es de cinco billones ochocientos sesenta y seis mil setecientos treinta y seis millones de pesos (\$5.866.736.000.000).

El pasivo total es de cuatrocientos setenta y dos mil doscientos sesenta y siete millones de pesos (\$472.267.000.000).

El pasivo laboral a largo plazo cono corte a 30/09/04 es de doscientos cincuenta y seis mil seiscientos nueve millones de pesos (\$256.909.000.000), el pasivo laboral corriente o a corto plazo es de treinta y nueve mil setecientos ocho millones de

pesos (\$39.708.000.000) para un pasivo laboral total de doscientos noventa y seis mil trescientos diez y seis millones de pesos (\$296.316.000.000).

La empresa posee un patrimonio de cinco billones trescientos noventa y cuatro mil cuatrocientos sesenta y nueve millones de pesos (\$5.394.469.000.000).

El 82.96% de los activos están representados en inversiones accionarias de carácter permanente por valor de cuatro billones ochocientos sesenta y seis mil novecientos noventa y dos millones de pesos (\$4.866.922.000.000).

La reducción de capital será totalmente con cargo a los aportes de capital, no provendrá de capital de revalorización de patrimonio.

La Asamblea General de Accionistas ha sido convocada con quince (15) días hábiles antelación mediante aviso publicado en el Diario el Tiempo el seis (6) de octubre.

La Asamblea General de Accionistas ha sido informada que con el proceso no se ve afectada la continuidad del servicio público de transmisión de energía.

Una vez realizada la disminución de capital la relación Activo / Pasivo pasa de 12.42 a 11.91.

Surtido el proceso de reducción de capital en la EEB, el pasivo laboral total de la sociedad respecto a los activos totales pasa de estar cubierto 19.8 veces a 18.99 veces; el pasivo Pensional se encuentra amortizado en un 100% garantizado por dos patrimonios autónomos irrevocables de administración y pago de pensiones integrados con recursos líquidos.

La parte resolutoria de la Proposición No. 4 contenida en el Acta de Asamblea General de Accionistas de la EEB celebrada el 29 de octubre de 2004 establece:

1. Ordenar la disminución del capital suscrito y pagado de la sociedad en la suma de doscientos cuarenta mil veintinueve millones trescientos sesenta mil pesos (\$240.021.360.000) con efectivo reembolso de aportes a los accionistas, que se solemnizara una vez la Superintendencia de Sociedades y el Ministerio de la Protección Social impartan las respectivas aprobaciones previstas en la Ley.
2. La disminución del capital suscrito y pagado de la sociedad se llevara a cabo mediante una reducción proporcional de las acciones de que sea

- titular cada accionista de la sociedad a septiembre 30 de 2004 aproximando las fracciones de acción que puedan resultar al numero entero siguiente.
3. Para hacer el reembolso los accionistas deberán entregar al Secretario General los títulos expedidos a su nombre los cuales serán anulados y sustituidos por otros.
  4. El capital suscrito y pagado de la sociedad, una vez hecha la disminución quedara en la suma de novecientos veinticinco mil novecientos veintitrés millones seiscientos setenta mil pesos (\$925.923.670.000) dividido en noventa y dos millones quinientos noventa y dos mil trescientos sesenta y siete acciones (92.592.367) de valor nominal de diez mil pesos (\$10.000) cada una .
  5. Modificar los artículos 7 y 8 de los Estatutos Sociales, en lo pertinente a la disminución del capital suscrito y pagado y autorizar la representante legal de la sociedad para solemnizar la reforma y efectuar los registros del caso ante los organismos competentes.
  6. Facultar al representante legal para realizar los tramites tendientes a obtener las autorizaciones por parte de la Superintendencia de Sociedades y del Ministerio de Protección Social.

La proposición en su totalidad fue aprobada por unanimidad por la Asamblea.

## 2.4 ANÁLISIS FINANCIERO Y ECONOMICO

### 2.4.1 ANÁLISIS FINANCIERO

#### 2.4.1.1 Análisis del Balance General 1998-2004

**CUADRO 48**  
**ESTADOS FINANCIEROS DE LA EEB**

Descripción	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004 Sept.
<b>ACTIVO</b>							
<b>Corriente</b>							
Efectivo	3.287,0	1.176,0	793,0	1.596,0	1.118,0	1.286,0	1.006,0
Inversiones Temporales	616.610,0	353.172,0	245.927,0	216.415,0	229.747,0	226.008,0	420.819,0
Cuentas y Documentos por Cobrar	385.804,0	89.284,0	80.339,0	43.753,0	82.087,0	94.141,0	55.739,0
Inventarios	4.790,0	4.814,0	4.874,0	4.106,0	4.981,0	5.061,0	5.301,0
Gastos pagados por antic.	454,0	897,0	2.013,0	1.668,0	2.670,0	1.928,0	2.000,0
<b>Total Activo Corriente</b>	<b>1.010.945,0</b>	<b>449.343,0</b>	<b>333.946,0</b>	<b>267.538,0</b>	<b>320.603,0</b>	<b>328.424,0</b>	<b>484.865,0</b>
Cuentas pos cobrar L.P.	51.832,0	79.367,0	16.502,0	6.782,0	69.021,0	11.663,0	10.959,0
Depositos en Admon-Pensiones	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	225.173,0	220.619,0
Propiedades planta y equipo	276.587,0	285.491,0	248.287,0	277.225,0	152.940,0	144.026,0	141.382,0
Inversiones permanentes							
Acciones, bonos y otras	3.258.085,0	2.876.886,0	4.112.876,0	4.380.486,0	2.089.428,0	2.088.052,0	
Fondo de pensiones	207.131,0	219.216,0	212.737,0	214.047,0	0,0		
Patrimonio autonmo pensiones	0,0	0,0	0,0	0,0	246.263,0	0,0	0,0
<b>Total Inversiones permanentes</b>	<b>3.465.216,0</b>	<b>3.096.102,0</b>	<b>4.325.613,0</b>	<b>4.594.533,0</b>	<b>2.335.691,0</b>	<b>2.088.052,0</b>	<b>2.081.473,0</b>
Otros activos	1.521,0	1.231,0	645,0	3.648,0	12.817,0	10.219,0	8.599,0
Valorizaciones	0,0	0,0	0,0	0,0	2.263.498,0	2.657.925,0	2.918.839,0
<b>Total Activo No Corriente</b>	<b>3.795.156,0</b>	<b>3.462.191,0</b>	<b>4.591.047,0</b>	<b>4.882.188,0</b>	<b>4.833.967,0</b>	<b>5.137.058,0</b>	<b>5.381.871,0</b>
<b>Total Activo</b>	<b>4.806.101,0</b>	<b>3.911.534,0</b>	<b>4.924.993,0</b>	<b>5.149.726,0</b>	<b>5.154.570,0</b>	<b>5.465.482,0</b>	<b>5.866.736,0</b>
<b>PASIVO</b>							
<b>Corriente</b>							
Por.Cte.Deuda Largo Plazo	325.624,0	16.918,0	4.131,0	2.414,0	6.381,0	6.726,0	81.390,0
Cuentas y documentos por pagar	13.230,0	45.253,0	8.866,0	21.083,0	46.149,0	11.547,0	12.948,0
Obligaciones laborales	28.480,0	35.643,0	31.179,0	31.198,0	33.074,0	32.957,0	34.659,0
Pasivos estimados y provisiones	53.866,0	133.509,0	211.741,0	112.883,0	52.426,0	21.804,0	5.810,0
<b>Total Pasivo Corriente</b>	<b>421.200,0</b>	<b>231.323,0</b>	<b>255.917,0</b>	<b>167.578,0</b>	<b>138.030,0</b>	<b>73.034,0</b>	<b>134.807,0</b>
Deuda a largo plazo	77.939,0	83.017,0	23.712,0	22.239,0	106.805,0	106.958,0	25.564,0
Cuentas por pagar a L. Plazo.	0,0	19.947,0	0,0				
Pensiones de Jubilación, menos cte.	207.131,0	219.216,0	220.895,0	212.411,0	209.132,0	206.455,0	208.525,0
Beneficios complementarios a pensiones de Jubilación, menos cte.	0,0	78.436,0	43.071,0	48.301,0	47.880,0	49.021,0	48.083,0
Pasivos estimados y provisiones	0,0	0,0	0,0	53.438,0	99.332,0	54.075,0	55.288,0
Otros pasivos L. Plazo.	397,0	1.621,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total Pasivo No Corriente</b>	<b>285.467,0</b>	<b>402.237,0</b>	<b>287.678,0</b>	<b>336.389,0</b>	<b>463.149,0</b>	<b>416.509,0</b>	<b>337.460,0</b>
<b>Total Pasivo</b>	<b>706.667,0</b>	<b>633.560,0</b>	<b>543.595,0</b>	<b>503.967,0</b>	<b>601.179,0</b>	<b>489.543,0</b>	<b>472.267,0</b>
<b>PATRIMONIO</b>							
Capital	2.354.545,0	1.165.296,0	1.165.296,0	1.165.796,0	1.165.909,0	1.165.942,0	1.165.945,0
Prima en colocación de acciones	97.412,0	97.412,0	97.412,0	97.412,0	97.412,0	97.412,0	97.412,0
Reservas	334.596,0	301.137,0	334.737,0	353.407,0	428.162,0	449.768,0	452.072,0
Resultados acumulados	-582.242,0	-4.101,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Resultados del ejercicio	25.013,0	237.599,0	86.926,0	33.272,0	16.564,0	23.046,0	178.355,0
Superavit Donado	6.655,0	6.655,0	6.655,0	6.655,0	6.655,0	6.655,0	6.655,0
Superavit por Valorizaciones	1.343.786,0	1.230.731,0	2.275.812,0	2.414.026,0	2.263.498,0	2.657.925,0	2.918.839,0
Revalorización del Patrimonio	519.669,0	243.245,0	414.560,0	575.191,0	575.191,0	575.191,0	575.191,0
<b>Total Patrimonio</b>	<b>4.099.434,0</b>	<b>3.277.974,0</b>	<b>4.381.398,0</b>	<b>4.645.759,0</b>	<b>4.553.391,0</b>	<b>4.975.939,0</b>	<b>5.394.469,0</b>
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>4.806.101,0</b>	<b>3.911.534,0</b>	<b>4.924.993,0</b>	<b>5.149.726,0</b>	<b>5.154.570,0</b>	<b>5.465.482,0</b>	<b>5.866.736,0</b>

Fuente: Estados Financieros de la EEB.

## Activos

En la composición del activo, el rubro más representativo es el de Valorizaciones que representa el 49.75 del total del grupo, con \$2.918.839 millones, en ese orden continúan las inversiones permanentes con el 35.48%, con \$2.081.473 millones, los dos rubros sumados llegan al 85.23% del total del activo, luego tenemos las inversiones temporales con \$420.819 millones, que representan el 7.17% del total del activo. Así mismo, el 91.74% corresponde a activos de largo plazo.

A diciembre 31 de 1998, la EEB tenía activos de \$4.806.101 millones y termina la vigencia de 2003 con \$5.465.482 millones a precios corrientes, lo que representa un aumento 13.72% y \$659.381 millones, derivado principalmente del incremento de las valorizaciones, las cuales presentan su primer registro en el 2002 con \$2.263.498 millones y en el 2003 ascendieron a \$2.657.925 millones, originadas en fundamentalmente en las inversiones permanentes; las inversiones permanentes bajaron su valor de \$3.465.216 millones a \$2.088.052 millones, equivalente al 39.74%; así mismo, las inversiones temporales decrecieron en el mismo periodo el 63.35, al pasar de \$616.610 millones a \$226.008 millones; los deudores también disminuyeron el 75.60%, de \$385.804 millones en 1998, llegaron a \$94.141 millones en el 2003 y finalmente los Depósitos en Administración de Pensiones, que se crearon en el 2002, en el 2003 se situaron en \$225.173.

No obstante, no ser consistente la comparación, del 2003 a septiembre de 2004 las principales variaciones se presentaron en las inversiones temporales que aumentaron el 86.20%, al pasar de \$226.008 millones a \$420.819 millones, obviamente para tener la liquidez para cumplir con el proceso de reducción de capital; los deudores disminuyeron el 40.79%, de \$94.141 millones bajaron su valor en el 2004 a \$55.739 millones.

## Pasivos

En la composición el rubro más representativo es el de Pensiones de Jubilación de Largo Plazo con \$208.525 millones con el 44.15% del total del pasivo, la Porción Corriente de la Deuda con \$81.390 millones, equivalente al 17.23%, luego los Pasivos Estimados y Provisiones con \$55.288 millones, que representan el 11.71%, los Beneficios Complementarios a Pensiones de Jubilación L. P. Con \$48.083 millones, que ascienden al 10.18% del total del grupo. Los pasivos de largo plazo constituyen el 71.46% y los de corto plazo el 28.54%.

A diciembre 31 de 1998, pasivos de la empresa eran de \$706.667 millones y termina la vigencia de 2003 con \$489.543 millones a precios corrientes, lo que

representa una disminución del 30.73%, equivalentes a \$47.276 millones, derivado principalmente de la baja de la porción corriente de la Deuda a Largo Plazo de \$318.898 millones, al pasar de \$325.624 millones a \$6.726 millones en el 2003, equivalentes al 97.93%; los pasivos estimados y provisiones que presentan un primer registro en el 2001 con \$53.438 millones, se situaron el 2003 en \$54.075 millones; así mismo, las Pensiones de Jubilación desde que desde 1999 tenían un saldo de \$78.436 millones, ascendieron a \$49.021 millones.

De 2003 a septiembre de 2004, las principales variaciones se dieron en la Deuda de Largo Plazo que decreció el 76.10%, al pasar de \$106.958 millones a \$25.564 millones; además, la porción corriente de la misma deuda aumentó \$74.664 millones de \$6.726 millones a \$81.390 millones; los pasivos estimados y provisiones disminuyeron su valor en \$15.994 millones, el saldo en el 2003 era de \$21.804 millones y en septiembre de 2004 fue de \$5.810 millones.

### *Patrimonio*

El Patrimonio como rubro más representativo a septiembre de 2004 tiene el Superávit por Valorizaciones con \$2.918.839 millones, el 54.11% del total del grupo, luego se clasifica el Capital con \$1.165.945 millones, equivalente al 21.61% del total del pasivo, la Revalorización del Patrimonio con \$575.191 millones, representando el 10.66% y las Reservas con saldo de \$452.072 millones, el 8.38% del mismo total.

A diciembre 31 de 1998, la EEB poseía un patrimonio del orden de \$4.099.434 millones y en el 2003 con \$4.975.939 millones, lo que representa un aumento a precios corrientes de \$876.505 millones, equivalentes al 21.38%, derivado principalmente del incremento del 97.79% del Superávit por Valorizaciones, que pasó de \$1.343.786 millones a \$2.657.925 millones; el capital aumentó de \$2.354.545 millones, ascendió a \$1.165.942 millones, equivalentes al 50.48%; las Reservas incrementaron su valor el 34.42%, el saldo en 1998 era de \$334.596 millones y en el 2003 de \$449.768 millones y la Revalorización del Patrimonio aumentó el 10.68% en el mismo periodo, de \$519.669 millones ascendió a \$575.191 millones.

Del 2003 a septiembre de 2004, las principales variaciones se reflejaron en el aumento del Superávit por Valorizaciones que pasaron de \$2.657.925 a \$2.918.839 millones.

### 2.4.1.2 Indicadores Financieros

La razón corriente en el 2002 era 2.32, para 2003 4.5 y para 2004 3.6, lo que indica la disponibilidad que tiene la empresa para cubrir sus obligaciones a corto plazo.

El nivel de endeudamiento presenta el siguiente comportamiento: Año 2002 11.66%, 2003 8.96% y para septiembre de 2004 8.05%, este indicador advierte el grado de participación de los acreedores en la financiación mostrando una empresa sólida también previendo el futuro.

La utilidad Neta se viene sosteniendo producto de una buena gestión, que se basa en los ingresos por dividendos, financieros y por transmisión de energía, también por la optimización de los Costos y Gastos; desde la capitalización de la empresa el comportamiento ha sido el siguiente: en 1998 la Utilidad fue de \$25.013 millones, en 1999 de \$237.599 millones, en el 2000 con \$86.926 millones, en el 2001 \$133.054, en el 2002 \$443.759 millones y en el 2003 \$200.175 millones, a septiembre de 2004 fue de \$178.355 millones. En el 2002 la variación se originó en parte a la devolución de aportes en efectivo por \$283.801 millones, de la reducción de capital autorizada a CODENSA, como se muestra en la gráfica 9.

### 2.4.1.3 Análisis Flujo de Caja Proyectado 2005 – 2012

#### CUADRO 49

#### 2.4.2 FLUJO DE CAJA PROYECTADO EEB 2005 – 2012

Descripción	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Caja e Inv. Temporales Inicia</b>	<b>231.801,0</b>	<b>251.676,0</b>	<b>59.034,0</b>	<b>120.785,0</b>	<b>485.997,0</b>	<b>293.324,0</b>	<b>300.450,0</b>	<b>303.808,0</b>	<b>310.343,0</b>
Ingresos Operacionales	58.079,0	61.273,0	63.972,0	66.211,0	68.529,0	70.927,0	69.162,0	71.582,0	74.088,0
Ingresos por Dividendos	177.385,0	245.692,0	229.908,0	271.906,0	321.356,0	329.172,0	346.838,0	358.977,0	371.541,0
Reducciones de Capital	0,0	233.768,0	476.381,0	329.728,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos Financieros	23.302,0	28.167,0	18.709,0	23.740,0	29.565,0	23.150,0	23.533,0	23.898,0	24.474,0
Otros ingresos	4.207,0	4.438,0	4.634,0	4.796,0	4.964,0	5.137,0	5.317,0	5.503,0	5.696,0
Desembolsos Deuda	0,0	76.800,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>262.973,0</b>	<b>650.138,0</b>	<b>793.604,0</b>	<b>696.381,0</b>	<b>424.414,0</b>	<b>428.386,0</b>	<b>444.850,0</b>	<b>459.960,0</b>	<b>475.799,0</b>
Costos y Gastos	58.880,0	71.168,0	62.665,0	64.599,0	66.655,0	68.627,0	66.168,0	68.243,0	70.347,0
Inversiones	-3.284,0	-459,0	7.853,0	-2.261,0	3.764,0	4.618,0	7.806,0	5.061,0	4.638,0
Servicio de la Deuda	11.953,0	88.351,0	12.229,0	12.203,0	12.158,0	12.113,0	12.066,0	12.018,0	11.968,0
Otros Egresos	3.621,0	25.330,0	3.329,0	2.215,0	2.169,0	2.009,0	1.823,0	1.612,0	1.513,0
Reparto Reservas	11.409,0	236.564,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Reducciones de Capital	0,0	240.026,0	189.123,0	0,0	233.876,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dividendos	160.519,0	181.800,0	456.654,0	254.413,0	298.465,0	333.893,0	353.629,0	366.491,0	379.884,0
<b>TOTAL EGRESOS</b>	<b>243.098,0</b>	<b>842.780,0</b>	<b>731.853,0</b>	<b>331.169,0</b>	<b>617.087,0</b>	<b>421.260,0</b>	<b>441.492,0</b>	<b>453.425,0</b>	<b>468.350,0</b>
<b>Caja e Inv. Temporales Final</b>	<b>251.676,0</b>	<b>59.034,0</b>	<b>120.785,0</b>	<b>485.997,0</b>	<b>293.324,0</b>	<b>300.450,0</b>	<b>303.808,0</b>	<b>310.343,0</b>	<b>317.792,0</b>

Fuente: Flujo de caja remitido por la EEB.

El flujo de caja proyectado 2005 – 2012 en cuanto a ingresos operacionales, presume un aumento de \$16.009 millones, equivalente al 27.56%, al pasar de \$58.079 millones a \$74.088 millones, con base en un aumento del IPC e IPP del

5.5% para el 2004 y 2005 y del 2006 a 2012 de 3.5% anual y de acuerdo con la regulación, con un promedio anual de crecimiento de \$2.001 millones. La tendencia de los ingresos por dividendos muestra un incremento del 19.45%, de \$177.385 millones hasta situarse en \$371.541 millones en el 2012, originado en un aumento consistente en los dividendos de EMGESA, CODENSA y Gas Natural y adicionalmente la inversión en Red de Energía del Perú que empieza a generar utilidades a partir del 2005, con un promedio anual de incremento de \$24.269 millones.

Las proyecciones tienen en cuenta los ingresos por reducción de capital de las empresas donde se tienen inversiones así, EMGESA en el 2005 transferirá \$206.080 millones y en el 2007 \$329.728 millones; CODENSA en el 2006 se estiman \$476.381 millones y Gas Natural en el 2005 \$27.688 millones. Se debe tener en cuenta que la EEB reducirá su capital como medio para trasladar esos recursos al distrito en el 2005 por \$240.026 millones, en el 2006 por \$189.123 millones y en el 2008 por \$233.876 millones. De otra parte, los ingresos financieros crecerán el 5.03% en el mismo periodo.

Los costos y gastos de operación se incrementarán \$11.467 millones, representando un 19.48%, los gastos de personal y generales se calculan sobre el IPC, los costos de mantenimiento por el comportamiento histórico, las pensiones se toman de acuerdo con el cálculo actuarial.

Los desembolsos para pago de la deuda, en el 2005 se acentúan con un pago de \$88.351 millones, en los demás años se mantiene en el rango de los \$12.000 millones, por lo que no se vislumbra un endeudamiento alto de la empresa.

En el 2005, se prevé el reparto de las reservas por \$236.564 millones; el pago de dividendos presentará un incremento significativo, al pasar en el 2004 de \$160.519 millones a \$379.884 millones en el 2012, lo que equivale a un aumento anual del 17%. De acuerdo con lo anterior, la caja al final de cada periodo luego de cubrir las obligaciones presenta un saldo importante, especialmente en el 2006 \$120.785 millones, en el 2007 \$485.997 millones y de más de \$300.000 millones a partir de este año, recursos que podrán destinarse a otras inversiones de capital.

El flujo de caja estimado para los años 2004 al 2012, muestra el siguiente comportamiento:

Los ingresos totales crecerán a una tasa promedio anual del 7.69%, siendo los ingresos por dividendos el componente que crece a una tasa mas elevada. 9.68% mientras que los ingresos financieros tan solo crecerán al 0.362% promedio anual.

Se tiene previsto hacer reducciones de capital hasta el año 2007; la caja e inversiones temporales seguirán creciendo de manera dinámica a un promedio anual del 3.71%

Respeto a los egresos, estos para el periodo comprendido entre 2004 y 2012 crecerán a una tasa promedio anual del 8.54% donde el rubro pago de dividendos aporta de manera significativa y crece a un promedio anual del 11.37%; es importante señalar que el servicio de la deuda tan solo crece anualmente el 0.02%

#### 2.4.1.4 Estados Financieros Proyectados 2004-2012

**CUADRO 50**  
**ESTADOS FINANCIEROS PROYECTADOS EEB 2004-2012**

Descripción	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>ACTIVO</b>									
Efectivo e Invers. Temporales	251.676,0	59.036,0	120.787,0	486.000,0	293.327,0	300.454,0	303.811,0	310.346,0	317.796,0
Patrimonio Autónomo	231.619,0	222.086,0	209.296,0	196.176,0	184.981,0	175.680,0	168.741,0	164.093,0	159.339,0
Deudores	26.569,0	25.134,0	26.392,0	22.823,0	23.658,0	23.773,0	23.600,0	24.173,0	24.785,0
Inventarios	7.418,0	5.799,0	5.944,0	4.730,0	4.480,0	4.572,0	4.669,0	4.799,0	4.875,0
Inversiones permanentes	2.089.196,0	1.855.428,0	1.661.636,0	1.331.908,0	1.331.908,0	1.331.908,0	1.331.908,0	1.331.908,0	1.331.908,0
Propiedades planta y equipo	141.104,0	137.637,0	133.831,0	128.107,0	123.015,0	119.143,0	117.906,0	113.291,0	108.260,0
Otros activos	9.714,0	6.817,0	3.919,0	3.260,0	3.308,0	3.376,0	3.481,0	3.544,0	3.604,0
Valorizaciones	2.435.365,0	2.495.506,0	2.273.392,0	2.384.706,0	2.501.503,0	2.624.055,0	2.752.645,0	2.887.574,0	3.029.155,0
<b>Total Activo</b>	<b>5.192.661,0</b>	<b>4.807.443,0</b>	<b>4.435.197,0</b>	<b>4.557.710,0</b>	<b>4.466.180,0</b>	<b>4.582.961,0</b>	<b>4.706.761,0</b>	<b>4.839.728,0</b>	<b>4.979.722,0</b>
<b>PASIVO</b>									
Deuda Financiera	99.474,0	97.574,0	95.331,0	92.862,0	90.341,0	87.768,0	85.142,0	82.462,0	79.728,0
Cuentas por pagar	20.989,0	23.218,0	22.019,0	22.224,0	22.777,0	23.330,0	23.248,0	23.656,0	24.208,0
Cálculo Actuarial	231.619,0	222.086,0	209.296,0	196.176,0	184.981,0	175.680,0	168.741,0	164.093,0	159.339,0
Provisiones	123.585,0	129.387,0	132.994,0	130.651,0	135.188,0	140.029,0	144.008,0	148.246,0	152.787,0
<b>Total Pasivo</b>	<b>475.667,0</b>	<b>472.265,0</b>	<b>459.640,0</b>	<b>441.913,0</b>	<b>433.287,0</b>	<b>426.807,0</b>	<b>421.139,0</b>	<b>418.457,0</b>	<b>416.062,0</b>
<b>PATRIMONIO</b>									
Capital	1.165.549,0	925.523,0	736.400,0	736.400,0	502.524,0	502.524,0	502.524,0	502.524,0	502.524,0
Prima en colocación de acción	97.412,0	97.412,0	97.412,0	97.412,0	97.412,0	97.412,0	97.412,0	97.412,0	97.412,0
Reservas	448.865,0	218.444,0	269.271,0	297.605,0	330.869,0	330.869,0	330.869,0	330.869,0	330.869,0
Superavit Donado	6.655,0	6.655,0	6.655,0	6.655,0	6.655,0	6.655,0	6.655,0	6.655,0	6.655,0
Superavit por Valorizaciones	2.435.365,0	2.495.506,0	2.273.393,0	2.384.706,0	2.501.503,0	2.624.055,0	2.752.645,0	2.887.574,0	3.029.156,0
Revalorización del Patrimonio	575.191,0	575.191,0	575.191,0	575.191,0	575.191,0	575.191,0	575.191,0	575.191,0	575.191,0
Utilidades del Ejercicio	-12.043,0	16.447,0	17.235,0	17.828,0	18.739,0	19.448,0	20.326,0	21.046,0	21.853,0
<b>Total Patrimonio</b>	<b>4.716.994,0</b>	<b>4.335.178,0</b>	<b>3.975.557,0</b>	<b>4.115.797,0</b>	<b>4.032.893,0</b>	<b>4.156.154,0</b>	<b>4.285.622,0</b>	<b>4.421.271,0</b>	<b>4.563.660,0</b>
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>5.192.661,0</b>	<b>4.807.443,0</b>	<b>4.435.197,0</b>	<b>4.557.710,0</b>	<b>4.466.180,0</b>	<b>4.582.961,0</b>	<b>4.706.761,0</b>	<b>4.839.728,0</b>	<b>4.979.722,0</b>

Fuente: Estados Financieros de la EEB.

#### Activos

Del 2004 al 2012 se presupuesta una disminución del grupo de \$212.939 millones, equivalente al 4.10%, en razón a la baja en las inversiones permanentes que pasarán de \$2.089.196 millones a \$1.331.908 millones, contrario al aumento que

se presume en las valorizaciones de \$593.790 millones, que representa el 24.38% y que afecta las inversiones de largo plazo. También es importante mencionar la reducción del valor del Patrimonio Autónomo que ampara el pago de las pensiones de 72.280 millones, correspondiente al 31.21%. Además, el efectivo e inversiones temporales aumentarán el 26.27%, presentando una variación negativa solamente en el 2005 con \$59.036 millones, por el pago de la reducción de capital, en los demás años como ya se mencionó muestra buena liquidez pues el saldo mínimo calculado será de \$293.000 millones.

#### *Pasivos*

El grupo disminuirá el 10.27% o sea \$59.605 millones como valor neto, originado en que el pasivo pensional aludido anteriormente, se rebajará en un 31.21%, de \$231.619 millones a \$159.339 millones en el 2012; el valor de las provisiones se incrementarán el 23.63%, al pasar de \$123.585 millones a \$152.787 millones y de otra parte, la Deuda se reducirá \$19.746 millones, el saldo en el 2004 se calcula por \$99.474 millones y en el 2012 \$79.728, un endeudamiento bajo para una empresa que posee activos por 5.1 billones de pesos.

#### *Patrimonio*

Este grupo mantendrá su valor, puesto que solo bajará el 3.25%, \$153.334 millones, no obstante, analizando los rubros encontramos que el Capital Suscrito y Pagado se reducirá de manera ostensible en \$663.025 millones, equivalente al 56.89%, producto de las reducciones proyectadas hasta 2008, las Reservas también disminuirán \$117.996 millones, lo que representa un 26.29% y finalmente, el Superávit por Valorizaciones aumentará \$593.791, un 24.38% más que el 2004, al pasar de \$2.435.365 millones a \$3.029.156 millones, de acuerdo con las valorizaciones que se presupuestan especialmente de las inversiones permanentes.

### 2.4.3 2.4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

#### *2.4.2.1 Estado de Resultados 1998-2003*

En el siguiente cuadro se aprecian las variaciones presentadas desde 1998 a a septiembre de 2004

**CUADRO 51  
ESTADO RESULTADOS EEB**

RUBRO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004-Sept.
<b>INGRESOS</b>							
Ingresos Operacionales	36.933,0	33.740,0	23.367,0	54.555,0	<b>56.156,0</b>	<b>58.340,0</b>	<b>43.375,0</b>
Costo de Producción	17.880,0	15.311,0	8.960,0	17.878,0	21.977,0	21.480,0	16.533,0
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>19.053,0</b>	<b>18.429,0</b>	<b>14.407,0</b>	<b>36.677,0</b>	<b>34.179,0</b>	<b>36.860,0</b>	<b>26.842,0</b>
<b>INGRESOS NO OPERACIONALES</b>							
Ingresos Financieros	191.922,0	227.654,0	117.509,0	132.196,0	319.068,0	188.938,0	206.405,0
Ingresos Extraordinarios		286.628,0	0,0	0,0	242.111,0	102.368,0	0,0
Ingresos Varios	19.059,0	13.430,0	28.886,0	73.743,0			17.119,0
<b>Total Ingresos No Operacionales</b>	<b>210.981,0</b>	<b>527.712,0</b>	<b>146.395,0</b>	<b>205.939,0</b>	<b>561.179,0</b>	<b>291.306,0</b>	<b>223.524,0</b>
Gastos de Administración	139.730,0	230.530,0	72.754,0	84.986,0	79.869,0	89.773,0	64.242,0
Gastos Financieros	7.172,0	2.851,0	1.494,0	972,0	19.846,0	21.568,0	7.769,0
Gastos No Operacionales	186,0	518,0	0,0	3.793,0	99.715,0	111.341,0	0,0
Corrección Monetaria	70.539,0	-36.670,0	1.477,0	4.807,0	0,0	0,0	0,0
Ajuste Ejerc. Anteriores	27.255,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Utilidad Antes de Imp. Renta</b>	<b>39.662,0</b>	<b>275.572,0</b>	<b>88.031,0</b>	<b>157.672,0</b>	<b>495.643,0</b>	<b>216.825,0</b>	<b>178.355,0</b>
Impuesto de Renta	14.649,0	37.973,0	1.105,0	24.618,0	51.885,0	16.650,0	0,0
<b>UTILIDAD NETA</b>	<b>25.013,0</b>	<b>237.599,0</b>	<b>86.926,0</b>	<b>133.054,0</b>	<b>443.759,0</b>	<b>200.175,0</b>	<b>178.355,0</b>

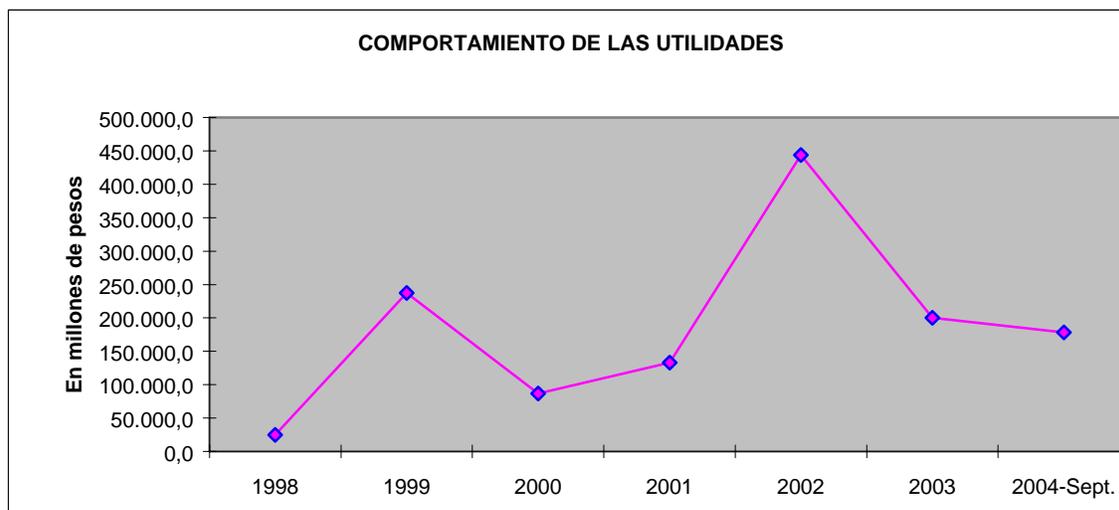
Fuente: EEB

Los Ingresos Operacionales aumentaron \$21.407 millones, lo que equivale el 57.96%, pasando de \$36.993 millones a \$58.340 millones; en ese mismo periodo los Costos de Producción se incrementaron solamente \$3.600 millones o sea un 20%, de \$17.880 millones a \$21.480 millones, de acuerdo con lo anterior, a partir del año 2000 la Utilidad Operacional que fue de \$14.407 millones, aumentó de manera significativa al situarse en \$36.677 millones en el 2001, \$34.179 millones en el 2002 y \$36.860 millones en el 2003.

La composición en septiembre de 2004, muestra que los ingresos operacionales son el 16.25%, con \$43.375 millones del total de ingresos, a falta de un trimestre, los ingresos no operacionales ascienden a \$223.524 millones, el 83.75% del mismo total, entre éstos se destacan los ingresos financieros que alcanzan el 77.33% del total de los ingresos, principalmente por lo que percibe la empresa por dividendos que generan las inversiones permanentes en EMGESA, CODENSA, Gas Natural, Red Perú y otras, así como intereses de inversiones de corto plazo.

Los Gastos de Administración a septiembre de 2004, sumaron \$64.242 millones, el 24.07% del total de ingresos de la empresa y los gastos financieros ascendieron a \$7.769 millones como los rubros más importantes de Costos y Gastos.

## Utilidades



Fuente: EEB

**GRAFICA 9**

Las Utilidades mantienen un aumento como ya se dijo originado en los ingresos por dividendos, financieros y por transmisión de energía, también por la optimización de los Costos y Gastos, reflejado especialmente desde el año 1999 con un saldo de \$237.599 millones, en el 2000 con \$86.926 millones, en el 2001 \$133.054, en el 2002 \$443.759 millones y en el 2003 \$200.175 millones, a septiembre de 2004 fue de \$178.355 millones. La variación del 2002 se debe al aumento de los ingresos extraordinarios producto de la reducción de capital de CODENSA, por \$283.801 millones y el aumento de los ingresos por dividendos que pasaron de \$72.661.4 millones en el 2001 a \$173.857.8 millones en el 2002.

El rubro ingresos operacionales para el periodo comprendido entre los años 1998 y 2003 muestran un crecimiento promedio anual de 9.58% mientras que para el periodo 2004 -2012 se tiene proyectado un crecimiento promedio anual del 3.09%. Los costos de producción del año 1998 al 2003 han crecido a una tasa promedio anual de 3.74% y se proyecta que para el periodo 2004-2012 decrezcan al 0.47% promedio anual.

La utilidad operacional estimada 2004-2012 crece a una tasa del 5.45%; para el periodo 1998-2003 dicha variable ha crecido a un promedio anual del 14.11% es decir que disminuirá su tasa de crecimiento luego del proceso de reducción de capital.

Los gastos de administración para el periodo 1998-2003 han venido disminuyendo a un promedio anual del 8.47%; para el lapso comprendido entre 2004-2012 disminuirá en un 2.38%.

La utilidad neta paso de \$25 mil millones de pesos en 1998 a ser de \$200 mil millones en el 2003, es decir registro un incremento promedio anual del 51.58%; se estima que para el periodo 2004-2012 la utilidad neta crecerá a un promedio anual del 10.98%.

## 2.5 CONCLUSIONES

Procesos de reducción de capital se han surtido en la EEB, en el año 1.999 adelanto un proceso similar por valor de un billón ciento ochenta y nueve mil doscientos cuarenta y ocho millones quinientos treinta mil pesos (\$1.189.248.530.000), es decir que a pesos corrientes corresponde a 4.95 veces el valor que se reduce el capital en el 2005 o lo que es lo mismo la reducción del año 2005 equivale al 20.18% de la realizada en 1.999.

A la fecha la EEB ha cumplido con los requerimientos de carácter legal para adelantar el proceso de reducción de capital, falta la aprobación de la Superintendencia de Valores y la autorización del Ministerio de la Protección Social.

La disminución de capital con reintegro efectivo de aportes que adelantara la EEB, no afecta la prestación eficiente del servicio a los usuarios y puede continuar prestando el Servicio de Transmisión de Energía de manera eficiente; no existe riesgo para el pago de las obligaciones con pensionados toda vez que dicho compromiso se maneja con un capital autónomo.

.La reducción de capital por \$240.000 millones impacta la estructura financiera de la Empresa, pero en atención a la solidez el proceso no representa riesgo o amenaza para el cumplimiento de los objetivos estratégicos, no se compromete la continuidad dado que no impedirá que la EEB continúe desarrollando los proyectos actuales y los planeados.

La reducción busca optimizar la estructura de capital y obtener recursos menos costosos que el capital propio, para ello se adoptó como política financiar los nuevos proyectos a través de la obtención de financiación externa, mecanismo que es viable por la capacidad disponible de apalancamiento financiero que posee.

De otra parte, es importante señalar que a la EEB le corresponde el 51.5% del total de la reducción de capital de EMGESA que asciende a la suma de

cuatrocientos mil millones de pesos (\$400.000.000.000), correspondiéndole a EEB doscientos seis mil millones de pesos (\$206.000.000.000) y de la reducción de capital en Gas Natural aprobada por un total de ciento tres mil millones de pesos (\$103.000.000.000) correspondiéndole a la EEB el 28%, es decir la suma de veintiocho mil ochocientos cuarenta millones de pesos (\$28.840.000.000); por concepto de reducción de capital de estas participadas a la EEB llegaran doscientos treinta y cuatro mil ochocientos cuarenta millones de pesos (\$234.840.000.000); el 97.84% del valor total de la reducción en la EEB es equivalente a los recursos que ingresarán el 23 de febrero de 2005 provenientes de la reducción en EMGESA y Gas Natural; la EEB actúa como intermediario entre los accionistas y las empresas participadas donde tiene propiedad, por los valores involucrados no ve afectada su estructura financiera.

Finalmente, teniendo en cuenta que para la vigencia 2.004 el total de ingresos en la EEB fue de doscientos sesenta y seis mil ochocientos noventa y nueve millones de pesos (\$266.899.000.000), de los cuales el 16.3% es decir la suma de cuarenta y tres mil trescientos setenta y cinco millones de pesos (\$43.375.000.000) corresponde a ingresos operacionales y el restante 83.7% es decir la suma de doscientos veintitrés mil quinientos veinticuatro millones de pesos (\$223.524.000.000) son ingresos no operacionales, de ninguna manera se ve afectada la operación de transmisión de la empresa con el proceso de reducción toda vez que los ingresos de la empresa no dependen de los ingresos operacionales.

### III. CODENSA SA ESP.

#### 3.1 ANTECEDENTES

- Constitución de la Compañía y Razón Social

Para la constitución de esta compañía, la EEB aportó los activos de distribución y comercialización, así como los pasivos asociados. Por su parte, los inversionistas adjudicatarios designados, Luz de Bogotá S.A. (CODENSA S.A.) aportaron un capital de US\$1.085 millones (dólares americanos del año 1997).

Todas las obligaciones de las partes, EEB e inversionistas, quedaron consignadas en el AMI (Acuerdo Marco de Inversión), el cual regula las relaciones entre los accionistas y el mecanismo de la constitución y desarrollo de las compañías.

También fueron objeto de aporte los inventarios, para lo cual se asignaron bodegas a cada compañía, reubicándose en cada una los materiales correspondientes, según el destino de la asignación, ya fuera generación o distribución, quedando en EEB solamente los materiales en inventario correspondientes a transmisión.

El 23 de octubre de 1997, como consecuencia del proceso de transformación de la Empresa de Energía de Bogotá, EEB, se suscribieron las escrituras públicas de constitución de la empresa CODENSA SA ESP que asumió las actividades de distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en Bogotá y Cundinamarca.

CODENSA SOCIEDAD ANONIMA EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS, se constituyó formalmente mediante la Escritura Pública No 4611 del 23 de octubre de 1997 de la Notaría 36 de Bogotá, con autonomía administrativa, patrimonial y presupuestal. CODENSA S.A. ESP es una sociedad Colombiana, privada, anónima, sometida al control y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos. La sociedad tendrá un término de duración indefinido, conforme lo permite el artículo 19.2 de la Ley 142 de 1994.

CODENSA SA ESP, tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía, y en su desarrollo puede ejecutar todas las actividades conexas y complementarias, señalada en la escritura de constitución y reformas posteriores.

Al inicio la compañía se capitalizó con el ingreso de US\$1.085 millones, aportados por los inversionistas estratégicos.

**CUADRO 52**  
**CAPITALIZACIÓN APORTADA POR LOS SOCIOS ESTRATÉGICOS**  
(millones de dólares)

ACCIONISTA	CODENSA USD\$
Luz de Bogotá	1085
Total Capitalización	1085

Fuente: Escrituras de Constitución.

- Primera Reducción de Capital año 1999

En asamblea de accionistas llevada a cabo por Codensa el 25 de febrero de 1998 decidieron efectuar la primera reducción de capital por \$937.895 millones, y la Superintendencia de Sociedades autorizó la reducción de capital mediante la resolución 320-2860 del 28 de diciembre de 1998, recursos de los cuales correspondería el 51.52% a la Empresa de Energía de Bogotá y el 48,48% a Luz de Bogotá.

**CUADRO 53**  
**DEVOLUCIÓN DE RECURSOS A LOS ACCIONISTA AÑO 1999**  
(Cifras en miles de \$)

EMPRESA	VALOR
Empresa de Energía de Bogotá	774.960.560
Luz de Bogotá	162.934.650
Total Devolución de Recursos	937.895.210

Fuente: Informes Empresa de Energía de Bogotá y Codensa 2000

- Segunda Reducción de Capital año 2002

En Asamblea General de Accionistas de Codensa S.A. ESP, celebrada el 24 de junio de 2002 se aprobó efectuar una reducción de capital por \$551.000 millones con devolución de aportes en efectivo a favor de los accionistas.

La Superintendencia de Sociedades mediante resolución No 320-02575 del 05 de septiembre de 2002 y el Ministerio de Trabajo mediante resolución No 001915 del 16 de septiembre de 2002 autorizaron efectuar la disminución de capital social en Codensa S.A. ESP<sup>7</sup> por \$551.000 millones, con efectivo reembolso de aportes. De acuerdo a lo anterior la Empresa realizó desembolsos de reducción de capital en el mes de septiembre por \$551.000 millones,

<sup>7</sup> Informe Anual Codensa S.A. ESP-2002.

distribuidos a cada uno de los accionistas de acuerdo a su participación accionaria.

La Superintendencia de Sociedades mediante resolución No 320-02575 del 05 de septiembre de 2002 y el Ministerio de Trabajo mediante resolución No 001915 del 16 de septiembre de 2002 autorizaron efectuar la reducción de capital social en CODENSA S.A. ESP<sup>8</sup> por \$551.000 millones, con efectivo reembolso de aportes, además de cumplir con lo dispuesto en el artículo 145 del Código de Comercio.

En los Estados Financieros contables de CODENSA S.A. de la vigencia 2002, se observó que el monto total de la Reducción de Capital fue por \$551.000 millones.

De acuerdo al cálculo de indicadores, el indicador de liquidez era de 1.70, lo cual significa que por cada peso de deuda de corto plazo se tenía \$1.70 de respaldo, como se observa en el siguiente cuadro.

**3.1.1.1 CUADRO 54  
RAZONES FINANCIERAS - 2002**

(en millones de \$)

	3.1.1.1.1 Mayo-2002		Agosto-2002		Dic-2002	
Razón	918.195	1.70	1.028.890	1.78	535.943	0.88
Corriente	537.704		577.177		608.892	

Fuente: Estados Contables CODENSA S.A. ESP

Al momento de efectuar el desembolso de los \$551.000 millones en septiembre de 2002, la empresa contaba con recursos suficientes para efectuar los respectivos pagos a los accionistas. El indicador de liquidez a esta fecha era de 1.78, es decir que la empresa contaba con \$1.78 por cada peso de deuda corriente y al finalizar la vigencia 2002, el indicador de liquidez disminuyó a 0.88, después del desembolso de dichos recursos.

De acuerdo a información reportada en los estados financieros a diciembre 31 de 2002 el saldo de deuda bancaria por pagar era de \$217.003 millones, con un indicador de endeudamiento del 18.98% el cual se considera normal.

En la primera y segunda reducción de capital se ocasionó una disminución en el número de acciones sin variar la participación accionaria de los socios, quedando la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP a 31 de diciembre de 2002 con una participación accionaria del 51.5% y 48,5% de participación de la compañía Luz de Bogotá S.A.

<sup>8</sup> Informe Anual CODENSA S.A. ESP-2002.

En la devolución de recursos a la Empresa de Energía de Bogotá le giraron \$283.801 millones y a la Compañía Luz de Bogotá S.A. \$267.107 millones, pagos efectuados el 26 de septiembre de 2002. Estas dos erogaciones corresponden al 99.98% del total de la disminución de capital efectuada por \$551.000 millones, la diferencia del 0.2% corresponde a los accionistas minoritarios.

**3.1.1.2 CUADRO 55  
DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS A LOS ACCIONISTAS  
EN LA SEGUNDA REDUCCIÓN DE CAPITAL- AÑO 2002**

(En millones de \$)

ACCIONISTA	VALOR
Empresa de Energía de Bogotá S.A.	283.801.2
Luz de Bogotá S. A.	267.107.0
Otros	91.7
<b>Total Reducción de Capital-2002</b>	<b>551.000.0</b>

Fuente: Información de Contabilidad y Tesorería de Codensa.

## 3.2 ANÁLISIS DEL SECTOR DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

### 3.2.1 INFRAESTRUCTURA

Para llegar a los usuarios finales, las empresas distribuidoras locales construyen una infraestructura conectada al sistema de transmisión nacional.

Infraestructura de CODENSA SA ESP en los últimos años.

**3.2.1.1.1 CUADRO 56  
INFRAESTRUCTURA DE SUBTRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE CODENSA**

EQUIPO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 115KV KM	968.4	983.1	983.1	983.1	983.1	1031	1035
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 57.5KV KM	103.7	95.5	95.5	95.5	95.5	117	115
CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN 230 / 115 KV MVA	2182	2182	2350	2350	2416	2416	2416
CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN 230-115-57.5 / 34.5 - 11.4 KV MVA	3035	3117	3275	3310	3262	3303	3288
REDES DE DISTRIBUCIÓN MT URBANAS KM	5090	5187	5226	5180	5224	5223	5372
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MT/ BT NUMERO	44924			56726	57726	56.605	57.366
REDES DE DISTRIBUCIÓN							

EQUIPO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
DE BT URBANAS KM	6548	6186	6520	6312	6312	5.214	5.585
LUMINARIAS ALUMBRADO PUBLICO	278351	295245	307510	310451	330300	350.000	286.584*

Fuente: Informes Anuales de Gestión de CODENSA S.A. ESP \*Información suministrada por la UESP – Después de inventario.

Cabe destacar que una de las más importantes obras realizadas por CODENSA , la constituye su Centro de Control, que tuvo una inversión de 21 millones de dólares durante 4 años y permite el monitoreo permanente del sistema de distribución, que significa un incremento notable en la capacidad de gestión de redes, base fundamental para mejorar los índices de calidad y de satisfacción de los clientes.

CODENSA S.A. ESP, también tiene a su cargo el alumbrado público en el Distrito, que se maneja bajo normas propias, separadas de las especificadas para la distribución. El servicio de alumbrado público actualmente se paga con cargo al erario del Distrito; aun cuando la anterior Administración del Distrito presentó repetidamente una propuesta para que su cobro se traslade a los usuarios, proyecto que hasta el momento ha sido negado en el Concejo.

### 3.2.2 COBERTURA Y CALIDAD

#### 3.2.2.1 Cobertura

##### 3.2.2.1.1 Zonas Servidas

Las empresas que determinan la cobertura física del servicio son normalmente la Subtransmisora y Distribuidora Local, que además son comercializadoras, anotando que los no regulados pueden seleccionar la empresa con la cual se relacionen comercialmente.

Los suscriptores residenciales son todos regulados, con tarifa determinada por el ente regulador. En Bogotá y los municipios están conectados a las redes de CODENSA y comercializados por ésta, mientras los no regulados, aunque también conectados a las redes de CODENSA pueden ser comercializados por otra firma con la cual acuerdan la tarifa.

CODENSA SA ESP presta servicio de energía al Distrito y 94 municipios de Cundinamarca, así como a 1 Municipio del Tolima y uno de Boyacá.

### 3.2.2.1.2 Usuarios Atendidos

El siguiente cuadro muestra el comportamiento en el servicio residencial tanto en Bogotá como en los municipios donde se presta el servicio, evidenciándose un incremento del 20% en el número de usuarios en los últimos años, una parte importante corresponde a la campaña de legalización adelantada por CODENSA SA ESP.

**CUADRO 57**  
**SUSCRIPTORES RESIDENCIALES DEL SERVICIO DE CODENSA**

AÑO	SUSCRIPTORES RESIDENCIALES SERVICIO ELÉCTRICO EN BOGOTA	SUSCRIPTORES RESIDENCIALES SERVICIO ELÉCTRICO EN MUNICIPIOS	SUSCRIPTORES RESIDENCIALES SERVICIO ELÉCTRICO TOTAL CODENSA
1997	1.149.819	195.528	1.345.347
1998	1.221.756	204.200	1.425.959
1999	1.324.250	211.115	1.535.365
2000	1.363.377	223.793	1.587.170
2001	1.405.964	230.784	1.636.748
2002	1.448.905	242.609	1.691.514
2003	1.495.496	243.270	1.738.766

Fuente Información CODENSA

El comportamiento del número de suscriptores clasificados por tipo de usuarios, ha sido el siguiente, en los últimos años:

**CUADRO 58**  
**SUSCRIPTORES POR TIPO DE USUARIO ATENDIDOS POR CODENSA**

AÑO	SUSCRIPTORES RESIDENCIALES	SUSCRIPTORES INDUSTRIALES	SUSCRIPTORES COMERCIALES	SUSCRIPTORES OFICIALES	SUSCRIPTORES
1997	1.345.347	32.699	152.264	5.273	1.535.847
1998	1.425.959	34.186	159.751	5.369	1.628.111
1999	1.535.365	34.780	170.156	5.865	1.746.352
2000	1.587.170	33.691	174.678	6.200	1.802.049
2001	1.636.748	32.736	175.003	5.917	1.850.489
2002	1.691.514	33.188	179.287	6.023	1.910.012
2003	1.738.766	32.660	181.679	5.980	1.959.085

Incluye no – Regulados, Alumbrado Público  
Fuente Información CODENSA

El crecimiento entre los diferentes tipos de usuarios no sigue un comportamiento uniforme, pues mientras los suscriptores comerciales no han dejado de crecer incluso al ritmo que lo hacen los suscriptores residenciales, los suscriptores industriales inicialmente tendieron a aumentar para empezar luego con un proceso de retroceso tanto en Bogotá como en el resto de municipios, señal tanto de la

crisis económica que ha afectado al país, como del hecho que muchos de ellos se han incorporado al grupo de los usuarios no regulados.

Cabe destacar que en el sector residencial, los usuarios se concentran cada vez en mayor número, en zonas de estratos 2 y 3, pues mientras en 1997, esos dos estratos representaban el 64% de los usuarios en el 2001 llegaron al 70% y en el 2003 salta al 75% del total de usuarios residenciales. Es pertinente señalar que en muchos municipios no se ha cumplido debidamente con la estratificación.

### 3.2.2.1.3 Medición de La Cobertura Residencial

Para establecer una medición de la cobertura del sector residencial, se ha tomado un indicador preliminar, ya que si bien la Constitución Nacional, las Leyes 142 y 143 de 1994 propenden por ampliar el cubrimiento, todavía no se ha diseñado para el servicio de energía un indicador de cobertura como si se ha hecho para el servicio de telefonía o el de acueducto

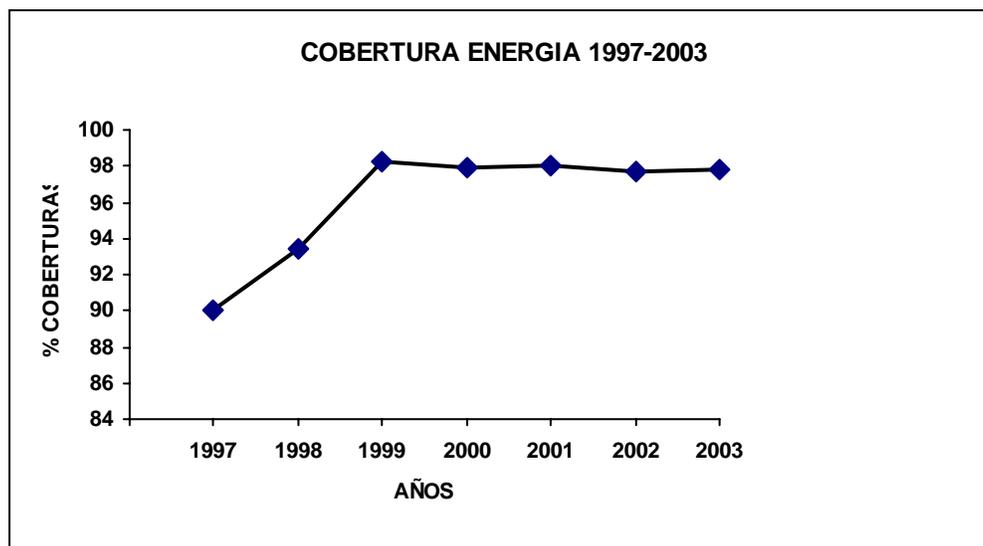
$$\text{COBERTURA} = \frac{\text{SUSCRIPTORES RESIDENCIALES AFILIADOS DE BOGOTÁ}}{\text{TOTAL DE SUSCRIPTORES RESIDENCIALES POTENCIALES}} \times 100$$

El total de suscriptores potenciales residenciales se ha tomado con base en el número total de viviendas habitadas, calculado a partir del censo de 1993, asumiendo una tasa anual de crecimiento poblacional de 3.2% y una ocupación de 5.4 habitantes por vivienda, en promedio. No se cuentan con datos precisos sobre los municipios de Cundinamarca servidos.

#### 3.2.2.1.1 CUADRO 59 CUBRIMIENTO DEL SERVICIO RESIDENCIAL

AÑO	ESTIMACIÓN DE INMUEBLES PARA VIVIENDA EN BOGOTÁ	SUSCRIPTORES RESIDENCIALES SERVICIO ELÉCTRICO EN BOGOTÁ	PORCENTAJE DE CUBRIMIENTO
1997	1.266.184	1.149.819	90.00%
1998	1.306.702	1.221.756	93.40%
1999	1.348.517	1.324.250	98.20%
2000	1.391.669	1.363.377	97.90%
2001	1.436.202	1.407.818	98.00%
2002	1.482.130	1.448.905	97.75%
2003	1.529.589	1.495.496	97.77%

FUENTE: Informe de Cobertura SAS 2001-Codensa



FUENTE: Informe de Cobertura SAS 2001-Codensa

**Gráfica 10**

### 3.2.2.2 Calidad

La calidad de un servicio público puede referirse como el cumplimiento de ciertos requisitos en aspectos como los que se citan a continuación, relacionados con la actividad del servicio de suministro de energía eléctrica:

- Calidad de la atención al Usuario
- Calidad del Producto

#### 3.2.2.2.1 Calidad de la Atención al Usuario

Para dar calidad en la atención al usuario, es necesario que los procesos técnico y comercial cumplan los requisitos de conformidad del buen servicio. Los parámetros más empleados para medir la calidad son:

**3.2.2.1.2 CUADRO 60  
INDICADORES DE CALIDAD EN EL SERVICIO AL CLIENTE**

INDICADOR	1998	1999	2000	2001	2002	2003
RECLAMOS POR 10000 USUARIOS	148	32	42	20	24	11
TIEMPO DE SOLICITUD DE CONEXIÓN días	13	6	6	11	10	6
USUARIOS SIN MEDICIÓN %		5.2	2.8	1.4	0.92	0.65

FUENTE: Informes de Gestión CODENSA - supercifras SSP Cálculo a partir de informes Deloitte

Como se observa el número de reclamos válidos ha disminuido progresivamente, señalándose que el alto número inicial, correspondido al inicio del programa de reducción de pérdidas.

La disminución de los usuarios sin medición presenta una reducción drástica como quiera que la instalación de contadores se contaba dentro de las estrategias para la reducción de pérdidas.

### 3.2.2.2.2 *Calidad del Producto*

La calidad del producto en el servicio de energía eléctrica se mide en dos aspectos:

- La Calidad de la Potencia,

La calidad propia de la electricidad de acuerdo con la resolución CREG 070 de 1997, se determina por los siguientes elementos:

Estabilidad y precisión de la frecuencia, regulación del Voltaje, contenido de armónicos, presencia de flickers, presencia de transitorios. Estos elementos si bien están perfectamente definidos en normas, no se ha diseñado el procedimiento para su medición y referencias de aprobación.

-Continuidad del servicio

En cuanto a la continuidad, la CREG en la resolución 070/98 ha definido los indicadores DES y FES, que son la suma del tiempo de interrupción en un período dado y la totalidad de las veces en que se corta el servicio en el mismo período, contabilizados por circuito y cuyos resultados en promedio se señalan en el siguiente cuadro:

**CUADRO 61  
RESULTADO DE INDICADORES DE CALIDAD POR CONTINUIDAD  
DEL SERVICIO**

	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>
DES	21,33	4,12	9,26	10,88
FES	26,52	3,79	11,47	12,07

La trayectoria de los resultados de los indicadores ha sido descendente, con algunas oscilaciones debidas más a los cambios en el método de cálculo. La reducción ha sido el resultado de programas de incorporación de equipos de seccionamiento de redes, el control sobre el sistema en general y ha estado ligada con los programas de reducción de pérdidas.

El comportamiento según los indicadores del CREG, ha sido variante, pero con promedio dentro de los límites establecidos, sin embargo en circuitos individuales CODENSA ha pagado compensaciones, en el 2002 por \$1.659 millones y en el 2003 por \$2.199 millones, un alza del 32%.

CODENSA ha utilizado otros indicadores, como los siguientes en una primera fase:

**CUADRO 62**  
**INDICADORES DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO**

INDICADORES DE CONTINUIDAD	1997	1998	1999	2000	2001
NUMERO DE INTERRUPCIONES EN EL AÑO T <sub>mi-fi</sub> VECES	11.4	8.71	8.02	6.16	3.77
TIEMPO DE INTERRUPCION ANUAL T <sub>mi-ti</sub> HORAS	6.3	4.3	4.28	2.81	1.44

FUENTE Información de CODENSA.

En estos sobresale la reducción a menos de una tercera parte entre 1997 y 2001, tanto el número de interrupciones como el tiempo promedio de interrupción.

Desde el 2002 CODENSA emplea internamente los indicadores internacionales NIEPI y TIEPI cuyos resultados en los 2 últimos años han sido:

#### 3.2.2.2 INDICADORES NIEPI Y TIEPI

	2002	2003
NIEPI	12.9	13.1
TIEPI	17.35	17.359

Como se ha señalado, estas mejoras y disminuciones en los tiempos y en el número de veces de interrupción son el resultado de acciones de todo tipo. No solamente en la mejora y conservación de subestaciones y redes sino en la mejor preparación y organización del personal para enfrentar los problemas, como es la mejora y modernización de los sistemas de comunicaciones.

#### 3.2.3 PÉRDIDAS

El tema de las pérdidas ha estado en la cabeza de las prioridades de la agenda del sector eléctrico durante los últimos 20 años, acrecentado por la dificultades de orden financiero, que a la vez impedían acometer obras de modernización del servicio, fundamentales para la reducción del índice de las pérdidas.

Una de las prioridades de CODENSA cuando asumió la responsabilidad del servicio en la Capital fue la de lograr reducir las pérdidas a través de una serie de estrategias como la de realizar una masiva instalación de contadores, una remodelación de instalaciones, la utilización de equipos y materiales contra los robos de energía. Los resultados de esta actividad se observan en el siguiente cuadro:

**CUADRO 63**  
**COMPORTAMIENTO DE LAS PERDIDAS EN CODENSA**

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
<b>PERDIDAS %</b>	18.78	13.6	12.25	11.83	10.31	10.24

Si bien la disminución ha sido notable el programa de pérdidas debe ser permanente, por cuanto la dinámica de su aumento va ligada a factores como el incremento en las tarifas.

### 3.2.4 CONSUMO E INGRESOS

Las características del servicio de energía eléctrica hacen que ésta no pueda almacenarse, por lo que la generación debe responder a la demanda de manera instantánea.

#### 3.2.4.1 Consumo de Usuarios Residenciales de CODENSA SA ESP

En el siguiente cuadro se determina la alteración que en lo corrido de cinco años ha sufrido la demanda de la energía eléctrica dentro del sistema energético para la ciudad de Bogotá D.C, en los usuarios residenciales.

**CUADRO 64**  
**CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWH) EN RESIDENCIAS**  
**DEL DISTRITO CAPITAL Y MUNICIPIOS SERVIDOS POR CODENSA**

<b>Estrato</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>
1	266	281	225	184	196	201
2	1105	1126	1070	1087	1138	1160
3	1199	1200	1178	1206	1204	1195
4	450	457	442	431	444	439
5	230	234	213	198	208	207
6	209	232	234	238	235	236
<b>Total</b>	<b>3459</b>	<b>3530</b>	<b>3362</b>	<b>3344</b>	<b>3425</b>	<b>3438</b>

FUENTE: Supercifras SSP informe de CODENSA

A pesar del incremento de usuarios, el consumo total (en GWh ) decreció notablemente en 3% los años 2000 y 2001 en relación con 1998 - 1999, destacándose una caída del 25% en el estrato 1, una relativa estabilidad en el estrato 3 y un ligero incremento en el estrato 6. Del 2002 al 2003 se presentó un leve aumento especialmente en los estratos 1 y 2. Este comportamiento está relacionado con la reducción del crecimiento económico, el aumento del desempleo y el incremento tarifario, especialmente para los estratos de menores ingresos.

### 3.2.4.2 Consumo por Sectores

El consumo por sectores se presenta en el siguiente cuadro:

**CUADRO 65**  
**CONSUMO POR SECTORES GWH - BOGOTÁ Y MUNICIPIOS SERVIDOS POR CODENSA**

Sector	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Residencial	3.459	3.530	3.362	3.344	3.425	3.438
Comercial	1.143	1.289	1.172	1.106	1.213	1.263
Industrial	1.019	1.052	795	529	625	525
Oficial	90	360	372	367	303	268
Total	8.051	7.556	5.995	5.641	5.468	5.515

FUENTE Supercifras SSP Informe CODENSA

NOTA: Los totales incluyen consumos de otros o de alumbrado público no registrados en los sectores individuales mencionados.

En el sector económico las variaciones, fundamentalmente negativas han tenido que ver con la recesión que ha atravesado el país, además del cambio de "status" de regulado a no regulado que han optado algunas empresas.

### 3.2.4.3 Ingresos por Facturación del Consumo

El principal rubro de ingresos operativos lo constituye el cargo por consumo, como quiera que el cargo fijo fue gradualmente eliminado, además las conexiones tienden a disminuir y no son un rubro significativo de ingresos.

**CUADRO 66**  
**VALOR DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RESIDENCIAS**  
**DEL DISTRITO CAPITAL Y MUNICIPIOS SERVIDOS POR CODENSA**

(Millones de pesos)

Estrato	1998	1999	2000	2001	2002	2003
1	8.267	12.761	14.230	17.803	34.582	40.630

Estrato	1998	1999	2000	2001	2002	2003
2	52.309	69.912	85.056	122.754	200.945	235.110
3	83.247	102.921	128.612	173.606	212.312	242.982
4	50.987	53.429	63.930	73.291	78.539	89.541
5	35.162	34.452	39.945	41.333	36.787	42.347
6	34.393	34.753	42.230	46.617	41.611	48.260
<b>Total</b>	<b>265.365</b>	<b>308.228</b>	<b>374.003</b>	<b>475.404</b>	<b>604.776</b>	<b>698.871</b>

FUENTE: Supercifras SSPD Información de CODENSA

Se observa un importante crecimiento en el valor de la factura a los usuarios residenciales, especialmente en los estratos 1, 2 y 3 a pesar de la reducción en su consumo por acción principalmente del ajuste tarifario con el desmonte de subsidios establecidos por el Gobierno. Puede observarse que la factura en el estrato 1 creció en aproximadamente 5 veces entre los años 1998 y 2003, el estrato 2 en 4.5 veces, el estrato 3 en 3 veces; mientras el estrato 6 apenas llegó a 1.4 veces.

**CUADRO 67**  
**VALOR DEL CONSUMO POR SECTORES**  
**BOGOTA Y MUNICIPIOS SERVIDOS POR CODENSA**  
(millones de pesos)

Sector	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Residencial	265.365	308.228	374.003	567.467	604.778	698.871
Comercial	162.658	182.797	214.415	184.771	209.711	251.018
Industrial	131.369	137.249	126.599	88.061	89.285	102.625
Oficial	7.159	40.566	47.499	55.811	48.381	52.327
<b>Total</b>	<b>766.893</b>	<b>776.415</b>	<b>798.290</b>	<b>943.007</b>	<b>952.154</b>	<b>1.104.841</b>

FUENTE: Supercifras SSP Datos CODENSA

EL TOTAL INCLUYE EL VALOR POR SERVICIOS OTROS, ALUMBRADO PUBLICO

Como se observa el peso en los incrementos en el servicio ha sido en el sector residencial, principalmente en los menores estratos, mientras el comercial ha permanecido relativamente estable, el industrial ha caído por los factores ya mencionados.

### 3.3 ANÁLISIS DE LA REDUCCIÓN DE CAPITAL EN CODENSA SA ESP EN 2004

- Cumplimiento De Legalidad

Según lo establecido en el Código de Comercio para llevar a cabo una reducción de capital (Artículo 145), se debe obtener autorización de la Superintendencia de

Sociedades y el Ministerio de Trabajo. Dicha norma establece como requisito fundamental para que sea autorizada la operación, que una vez efectuada la reducción, el activo represente por lo menos el doble del pasivo externo, exigencia que cumple Codensa SA ESP.

- Monto de Solicitud de Reducción de Capital para el año 2004

La Compañía Codensa SA ESP mediante oficio del 24 de noviembre de 2004 solicitó a la Superintendencia de Sociedades la autorización para disminuir el Capital Social en la suma de NOVECIENTOS VEINTICUATRO MIL SEISCIENTOS CINCUENTA Y DOS MILLONES NOVECIENTOS DIECIOCHOMIL PESOS (\$924.652.918.000), con efectivo reembolso de aportes a favor de los accionistas, conforme a la determinación que ha tomado la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Compañía en reunión del 22 de noviembre de 2004.

### 3.3.1 EVALUACIÓN FINANCIERA

#### 3.3.1.1 *Análisis de la Estructura Financiera y Económica*

##### *Análisis Estructura Económica*

La empresa Codensa SA ESP presenta al 30 de octubre de 2004 un total de activos de \$5.265.094 millones conformado principalmente por las cuentas activo corriente y propiedad planta y equipo significando un 26.53% y 61.04% respectivamente dentro de la estructura económica<sup>9</sup>.

##### Activo Corriente

El activo corriente a 31 de octubre de 2004 asciende a \$1.396.785 millones y presenta un aumento de \$409.733 millones, es decir un 41.51% respecto al 2003; conformada principalmente por el disponible en bancos y las inversiones de renta fija y de realización a corto plazo con \$942.652 millones, correspondiente a un 18% respecto al total del activo, cifra sobre la cual la Tesorería de la empresa proyecta girar lo correspondiente a la disminución del capital a los accionistas una vez se surta los respectivos tramites. Al comparar con el 2003 el activo corriente participó en un 20.5% del total del activo.

---

<sup>9</sup> La estructura económica, como el análisis de los activos de corto y largo plazo.

Así mismo el activo corriente incremento la participación respecto al total de activos al pasar de 20.5% en el 2003 al 26.53% a octubre 31 de 2004, es decir que durante el año la empresa fortaleció su disponibilidad de efectivo aumentando la liquidez, principalmente por acumulados de caja tanto del periodo 2004 y 2003, como consecuencia de provisiones y depreciaciones que no generan usos (desembolso de recursos), disminución en pago de intereses, y otros factores como, disminución de los costos de ventas, aumento en los ingresos financieros, lo cual genero un mayor recaudo de efectivo.

#### Propiedad Planta y Equipo

Esta cuenta ascendió a \$3.213.863 millones con un incremento respecto al año anterior de \$39.414 millones es decir el 1.23%, al compararla con el 2003 se observa que su participación dentro del activo fue del 66%.

Los activos fijos son la fuente de generación de recursos lo cual hace que haya un dinamismo en las actividades comerciales y distribución de energía en el Distrito Capital y en Cundinamarca.

De otra parte la empresa efectuó estudio técnico para determinar el valor actualizado de los activos, como requisito previo exigido por la Superintendencia de Sociedades en su circular externa No.04 de diciembre 12 de 2002, el cual alcanzó un valor de \$493.152 millones a 30 de octubre de 2004.

#### *Análisis Estructura Financiera*

La empresa financia las actividades operativas por la fuente de recursos de terceros (pasivos) y los recursos propios (de los accionistas).

El pasivo corriente al finalizar el 2004 asciende a \$481.433 millones, siendo de estos la cuenta más relevante, las cuentas por pagar por \$258.255 millones y la cuenta pasivos estimados y provisiones por \$147.978 millones. El pasivo corriente disminuyo respecto al periodo anterior en un 40.51% debido a pagos de obligaciones financieras por \$371.638 millones.

Respecto al pasivo no corriente este se registra por \$773.809 millones, presentando mayor peso la cuenta de Bonos en circulación por \$500.000 millones. El 11 de marzo de 2004 se efectuó la colocación de la emisión de bonos ordinarios de deuda, el 90% de estos recursos fueron utilizados para atender la deuda financiera a corto plazo y un 10% para la financiación de capital de trabajo. Otro factor dentro del pasivo son las pensiones de jubilación por \$187.862 millones. En tal sentido el pasivo total asciende a \$1.255.242 millones.

El Patrimonio de la empresa asciende en octubre de 2004 a \$4.009.851 millones, un 6.76% mayor al registrado a diciembre 31 de 2003, debido a aumentos en la revalorización del patrimonio por \$180.354 millones y aumento en la utilidad del ejercicio en un 32% equivalente a \$47.588 millones.

**CUADRO 68**  
**EFEECTO DE REDUCCION DE CAPITAL EN EL PATRIMONIO**

CONCEPTO	SIN DISMINUCION	CON DISMINUCION
Valor nominal acción	\$10.000	\$3.000
No acciones	132.093.274	132.093.274
Total capital suscrito y pagado	\$1.320.932.740.000	\$396.279.822.000

Fuente: Datos de Estados financieros de octubre 31 de 2004 y cálculos de la Contraloría de Bogotá.

Como se observa en el cuadro anterior con la reducción de capital por \$924.652 millones, el valor nominal de la acción pasa de \$10.000 a \$3.000, lo cual implica una disminución en el capital suscrito y pagado, pasando de \$1.320.932 millones a \$396.279 millones. Con la reducción de capital, la estructura del patrimonio se considera más en la cuenta “Revalorización del Patrimonio”, que en la cuenta de “Capital Suscrito y Pagado”. Es de anotar que el porcentaje de participación accionario no se disminuye, es decir la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP continua con una participación en Codensa SA ESP del 51.50% y el 48.50% de los inversionistas privados.

### 3.3.2 ANÁLISIS DE INDICADORES FINANCIEROS

**CUADRO 69**  
**RAZONES FINANCIERAS - 2004**

(Cifras en millones de \$)

	Octubre-2004		Enero-2005		Con reducción	
Razon Corriente	<u>1.396.785</u>	2.9	<u>1.452.440</u>	3.16	<u>527.788</u>	1.14
	481.433		459.184		459.184	*

Fuente: Estados Contables CODENSA S.A. ESP octubre 2004 y calculo de indicadores de la Contraloría de Bogotá

El indicador de liquidez a octubre de 2004 es del 2.9 y a enero de 2005 del 3.16, quiere decir que la empresa cuenta con \$2.9 y \$3.16 respectivamente por cada peso de deuda corriente, es decir la empresa cumple con el referente de liquidez establecido por la CREG. Una vez efectuada la reducción de capital de \$924.652 millones se estima que este indicador disminuiría a 1.14, significando que la compañía presentaría un nivel de liquidez por debajo del referente exigido por la CREG (Resolución 072 de 2002) el cual es de 1.50, clarando que con anterioridad al proceso cumple con la esta condición de la norma.

(Cifras en millones de \$)

	Octubre-2004		Enero-2005		Con reducción	
Razon Endeudamiento	<u>1.255.242</u>	24	<u>1.240.108</u>	23	<u>1.240.108</u>	28
	5.265.094		5.324.605		4.399.953	*

Fuente: Estados Contables CODENSA S.A. ESP octubre 2004 y calculo de indicadores de la Contraloría de Bogotá

Los estados financieros a enero de 2005 presentan un total de pasivos de \$1.240.108 millones, con la reducción de capital el indicador de endeudamiento total quedaría en 28%, el cual está por debajo del referente establecido por la CREG, en 40%.

La empresa justifica la reducción de capital partiendo de una relación de pasivos financieros a patrimonio, considerando que son mayores los costos de recursos propios (accionistas) que los costos de obtener deuda. En este sentido la empresa realizó los siguientes cálculos.

(Cifras en millones de \$)

	Octubre 31-2004	Octubre 31-2004 Indicador	Referente Indicador	Indicador con Reducción
Obligaciones financieras	754.000	16%	40%	19.63%
Patrimonio	4.010.000	84%	60%	80.3%

Fuente: Estados Contables CODENSA S.A. ESP octubre 2004 y cálculo de indicadores de la Contraloría de Bogotá

Como se observa en el cuadro anterior la Empresa estima la deuda financiera con un peso de 16% y el patrimonio en un 84%. La CREG mediante resolución No 013 del 20 de marzo de 2002 ha considerado un referente del 40% como máximo en deuda y un 60% en patrimonio. Con la reducción de capital la Contraloría estima que este comportamiento en deuda financiera y patrimonio quedaría en 19.63% y 80.3% respectivamente por debajo del citado referente. Codensa S.A. ESP, argumenta que con la reducción de capital mejora la eficiencia de la estructura financiera, al considerar que es más costoso el financiamiento con recursos de los accionistas (patrimonio) que el financiamiento con recursos de deuda.

### 3.3.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA

#### 3.3.3.1 Inversiones en Expansión 1998-2004

**CUADRO 70**  
**INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA ENTRE 1998-2004**

(Cifras en millones de \$)

CONCEPTO	REAL	REAL	REAL	REAL	REAL	REAL	REAL
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Infraestructura Eléctrica	34.876	82.162	87.477	112.220	85.129	72.232	81.867
Sistemas y Tele Comunicaciones	2.854	24.967	32.813	26.026	27.997	4.678	6.123
Otros activos	0	19.446	9.695	4.349	2.968	6.028	7.519
Total Inversiones	37.730	126.575	129.985	142.595	116.095	82.937	95.509

Fuente: Gerencia de Planificación y Control de Codensa S.A.

Respecto a las inversiones, la Compañía ha efectuado inversiones entre 1998 y 2004 por \$731.426 millones en ampliación de la infraestructura eléctrica y los sistemas de telecomunicaciones en la ciudad y parte de Cundinamarca.

Desde su inicio las inversiones en expansión obedecen al aumento en la demanda del servicio, las cuales conducen a instalación de nuevas líneas, redes y cables, plantas y ductos, así como inversiones en mantenimiento debido a la exigencia de la infraestructura de varios años en servicio. En el año 1999 las inversiones en expansión, calidad del servicio e informática totalizaron un valor de \$126.575 millones frente a un acumulado de \$37.730 millones en el año anterior. Las inversiones crecieron hasta el 2001, situándose en \$142.595 millones, en el 2002 \$116.095 millones y con una disminución en el 2003 de \$82.937 millones.

Con el propósito de mejorar la calidad del servicio y adecuar la red de Media Tensión a las normas de calidad se destinaron \$14.869 millones en gasto y \$22.246 millones en inversión.

La vigencia en que más se requirió de inversiones fue en el 2001, periodo en el que se realizaron un total de \$142.595 millones en la infraestructura eléctrica y en los sistemas de telecomunicaciones.

Durante el 2002 se ejecutaron actividades de mantenimiento preventivo, correctivo y obras de expansión en la infraestructura del sistema de distribución de media tensión (MT) 11.4 y 34.5 kV, en cerca de 270 kilómetros lo que equivale a intervenir el total de las redes de una ciudad del tamaño de Manizales. La inversión en infraestructura eléctrica durante el 2002 fue de \$85.129 millones.

En el 2003 se ejecutaron obras en el sistema de distribución por \$56.000 millones, principalmente en expansión de la red, sistemas de seguridad y en subterranización de redes en cumplimiento del POT. En Cundinamarca se adelantaron obras de electrificación rural beneficiando a 1663 usuarios de 81 veredas en 22 Municipios del departamento, en cumplimiento del convenio celebrado entre CODENSA, la Gobernación de Cundinamarca, el Fondo Nacional de Regalías y el Comité de Cafeteros. Uno de los logros más importantes en esta vigencia fue la entrada en operación del Centro de Control de CODENSA, con una inversión total de US \$21 millones y un tiempo de construcción de cuatro años.

Con el propósito de mejorar la prestación del servicio en el año 1998, la empresa empleó la suma de \$36.107 millones para el mantenimiento y operación del sistema eléctrico y en 1999 empleó \$29.627 millones, entre 2000 y 2003 las inversiones en mantenimiento disminuyeron en promedio de un 36%. En las redes urbanas se efectuaron 105.925 ordenes de trabajo de las cuales 13.997 corresponden a trabajos en redes y 91.928 a atención inmediata. En las redes

rurales se llevaron a cabo 6.172 ordenes de trabajo, de las cuales 3.028 corresponden a trabajos en redes y 4.057 a composiciones.

**CUADRO 71  
INVERSIONES EN MANTENIMIENTO**

(cifras en millones)

AÑOS	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Inversión mantenimiento	36,107	29,627	10,872	12,872.	9,929.	16.223	46.500*

Fuente: Informe de Gestión 1998-2003. \* Datos del balance a 31 octubre 2004

Respecto a Ingeniería y Obras, en el 2003 se realizó mantenimiento preventivo y correctivo al sistema de media tensión MT11.4 y 34.5 kV en cerca de 230 kilómetros. Se finalizaron 249 proyectos para atender la nueva demanda de 34.478 clientes, con una inversión total de 6.490 millones.

En cuanto al alumbrado público, en Bogotá se desarrollaron trabajos de modernización y mantenimiento, con una inversión total de \$19.400 millones, dentro de los acuerdos con entidades del Distrito, la Unidad Ejecutiva de servicios Públicos UESP, el Instituto de Desarrollo Urbano IDU, el Instituto para la Recreación y el Deporte IDR y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá EAAB, con expansiones en cerca de 12.000 puntos luminosos, en Cundinamarca se invirtió 5.024 millones, modernizando 14.074 puntos luminosos y realizando un aumento de cobertura en cerca de 1.485 puntos luminosos adicionales.

### 3.3.3.2 Efecto de las Pensiones en la Reducción de Capital

A octubre de 2004 según informe de cálculo actuarial se valora el costo por pensiones de jubilación en \$203.225 millones y a diciembre registro \$204.889 millones. Estos cálculos se basan en índices dados por el DANE, tasa del 6.85% a octubre de 2004 y 7.5% a diciembre 31 de 2003. Al finalizar la vigencia 2004 el número de pensionados asciende a 671, estimando 20 nuevos para el 2005 y sucesivos. Los pagos por aportes a los fondos de pensiones, son registrados 100% como gastos de personal ya que este rubro no se contempla en el cálculo actuarial.

En las proyecciones se contempla el pasivo pensional el cual es amortizado en un 100%, y está garantizado con los activos productivos que le permiten generar liquidez mensualmente, por ejemplo en el mes de enero de 2005 una vez cancelados los costos, gastos y demás obligaciones se registra una utilidad neta de \$15.436 millones, más acumulación de caja por efecto de depreciaciones las cuales no son gastos reales. En tal sentido la reducción de capital no implica

efectos negativos en el cumplimiento con los pagos a pensionados, así como tampoco incide en el pago a proveedores.

### 3.3.3.3 Análisis de Flujos de Caja Proyectados 2004-2014

CODENSA en las proyecciones estima el un recaudo de ingresos principalmente por venta de servicios de energía, así mismo considera erogaciones por concepto de costos de ventas y gastos administrativos, inversiones en infraestructura y mantenimiento, pago de dividendos, amortización de deuda, pago de impuestos y reducciones de capital, este último para el año 2005.

**CUADRO 72**  
**FLUJO DE CAJA PROYECTADO PARA EL PERIODO 2005-2014**

(Millones de \$)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Caja inicial	969.105	176.045	242.012	416.280	631.219	800.299	1.021.047	1.083.695	1.353.991	1.659.550
Ingresos por venta	1.779.390	1.887.530	2.019.554	2.171.283	2.348.241	2.491.146	2.651.602	2.821.787	2.999.846	3.188.636
Gastos por venta	-719.853	-785.891	-871.270	-942.133	-1.026.187	-1.096.600	-1.177.166	-1.262.197	-1.357.080	-1.453.572
Gastos O&M	-369.202	-379.800	-380.821	-411.275	-429.773	-448.181	-466.920	-486.526	-507.030	-525.379
Casflow operat antes impuestos	690.335	721.839	767.462	817.874	892.281	946.365	1.007.516	1.073.063	1.135.736	1.209.685
-impuestos	-177.999	-190.208	-198.919	-209.771	-232.060	-257.696	-277.345	-304.823	-324.054	-348.964
Casflow Oper. Antes inversi	512.336	531.630	568.543	608.104	660.221	688.669	730.172	768.240	811.682	860.721
Inversiones	-120.237	-192.718	-132.286	-133.378	-174.185	-183.584	-190.009	-196.660	-203.543	-210.668
Resultado neto financiero	-5.673	-38.835	-29.618	-15.153	5.154	19.931	50.714	61.279	83.060	123.758
Dividendos y management	386.426	300.078	406.639	459.573	491.191	525.016	590.877	632.860	691.199	773.812
Dividendos pagados	-212.763	-234.110	-232.371	-244.635	-272.110	-304.269	-328.228	-362.564	-385.640	-416.185
Reducciones de capital	-925.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Generación de caja	-751.337	65.967	174.268	214.938	219.081	220.747	262.649	270.296	305.559	357.626
Amortización deuda	-41.724	0	0	0	-50.000	0	-200.000	0	0	-250.000
Fuente de financiamiento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Superávit (déficit)	-793.061	65.967	174.268	214.938	169.081	220.747	62.649	270.296	305.559	107.626
Caja Final	176.045	242.012	416.280	631.219	800.299	1.021.047	1.083.695	1.353.991	1.659.550	1.767.177

Fuente: Informe de Gestión y Resultados de Codensa SA ESP

En cuanto a los ingresos proyecta flujos a partir del año 2005, considerando el comportamiento de periodos anteriores. Los ingresos por venta de energía se estiman a partir de \$1.779.390 millones en el 2005 y termina la proyección en el 2014 en \$3.188.636 millones, con un nivel de crecimiento anual que se estima en un 6.69% promedio.

Se evidenció en la tesorería que a 31 de enero de 2005 la empresa mantiene un disponible en caja por \$965.194 millones de los cuales, \$97.295 millones están representados en excedentes en Caja y Bancos y un portafolio de inversiones de \$867.899 millones a corto plazo además, se observa que la duración máxima de estos títulos para su redención es abril de 2005, recursos que tienen una fácil

conversión en efectivo generando liquidez en menos de 3 meses. Si la reducción de capital se efectuara en el mes de febrero de 2005, quedarían recursos en caja por \$40.000 millones aproximadamente.

### 3.3.3.4 Pago de Dividendos

Se confirmó que la Tesorería realizó pago de dividendos en el año 2004 por \$133.164 millones a los accionistas Luz de Bogotá de \$61.961 millones y Empresa de Energía SA ESP \$71.203 millones en marzo de 2004 como se observa en el siguiente cuadro.

**CUADRO 73**  
**DIVIDENDOS Y REDUCCIÓN DE CAPITAL PAGADOS ENTRE 1999-2004**

ACCIONISTAS	Sobre Utilidades 1999	Sobre Utilidades o 2000	Sobre Utilidades o 2001	Sobre Utilidades 2002	Sobre Utilidades 2003	Sobre Utilidades 2004	TOTAL DIVIDENDOS + REDUCCIÓN K
DIVIDENDOS PAGADOS	7,821	175,014	44,145	88,679	124,133	133.185	572.977
REDUCCIÓN DE CAPITAL	937,895			551,000			1,488,895
<b>TOTAL</b>	<b>945,716</b>	<b>175,014</b>	<b>44,145</b>	<b>639,679</b>	<b>124,133</b>	<b>133.185</b>	<b>2.061.872</b>

Fuente: Estados Financieros CODENSA S.A. ESP.

Entre 1999 y 2004 la compañía Codensa S.A. ESP a realizado pagos por concepto de dividendos por \$572.977 millones y de las reducciones de capital de los años 1999 y 2002 efectuó giro de recursos por \$766.929 millones a la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP y \$721.966 millones a la compañía Luz de Bogotá S.A. En total se giraron recursos por \$2.061.872 millones como se observa en el cuadro anterior.

En el flujo de caja se incluye pago de dividendos de \$298.9 millones en promedio en el período proyectado.

### 3.3.3.5 Análisis de las Inversiones proyectadas 2005-2014

#### *Calidad del servicio, cobertura*

Se incluye un estimativo de inversiones de infraestructura y mantenimiento de \$173.300 millones promedio entre el 2005-2014, este comportamiento de inversiones es mayor a lo registrado en los últimos tres años el cual asciende a

\$107.000 millones en promedio, es decir que el estimativo de inversiones es coherente con los antecedentes de inversiones en infraestructura.

La empresa considera que las inversiones previstas para el período 2005-2009 corresponden a distribución por \$659.000 millones principalmente, igualmente se estima que para el 2006 se presente un incremento en estas inversiones debido a la entrada en operación del proyecto Bacatá 500/115 kV.

### *3.3.3.6 Rentabilidad y Costo de Capital en Generación de Valor para la Empresa*

Uno de los objetivos de las compañías CODENSA S.A. es hallar una máxima rentabilidad para los accionistas, máxime cuando en los últimos años la rentabilidad (utilidad a activos totales) se ha promediado en 4.06%, y para el 2004 la utilidad fue de \$232.658 millones, con una rentabilidad para los accionistas del 5.73%, 1.98 puntos menos en relación con el comportamiento de la DTF registrada en 7.71% a diciembre de 2004.

Respecto al escenario económico que rodea a la compañía CODENSA, hallar una mayor rentabilidad esta relacionado con la generación de valor (EVA), es decir para su medición es importante relacionar la rentabilidad con el costo de capital Wacc, lo cual además requiere de interrelacionar con otras variables.

Elevar el valor de la empresa y el de el capital social (capital accionario), requiere obtener una máxima rentabilidad neta con un capital mínimo, y en relación con un mínimo costo promedio de capital, entendiendo que este último es consecuencia del costo financiero del endeudamiento y del costo del patrimonio.

El EVA (Valor Económico Agregado), es una herramienta que permite calcular y evaluar la riqueza generada por la empresa. Aquí se intenta analizar cada uno de los conceptos que integran el EVA, que son la UAIDI (utilidades antes de intereses y después de impuestos), el valor contable del activo y el costo promedio de capital.

La utilidad neta de CODENSA presentada en el 2004 fue de \$232.658 millones un 57% mayor al período anterior, con una rentabilidad del patrimonio 5.73%. Esta rentabilidad por sí sola, no es atractiva para los dueños de la empresa, es importante analizar el flujo de caja que se genera en cada período para saber de que recursos de caja cuenta la empresa. Al adicionarse a las utilidades netas (\$232.658 millones) las depreciaciones (\$203.438 millones) se genera un total de

\$436.096 millones (EBITDA ) lo cual proporciona una tasa de retorno del 10.75%, un tanto mayor de la DTF y un 5.31% por debajo del costo de capital estimado por Codensa S.A. ESP en 16.06%.

La compañía Codensa considera que el costo promedio ponderado de capital debe ser mayor, y lo estima en aproximadamente 19,5%, tasa de oportunidad que es alta, debido a que, en el escenario del mercado de capitales a nivel Nacional una inversión con mínimo riesgo no genera una rentabilidad del margen que exige la empresa del 19,5%. La empresa genera para los accionistas una rentabilidad promedio del 10.75% garantizada anualmente con un mínimo riesgo. Otro aspecto importante es la condición que la empresa no es del todo privada, por cuanto está regulada por el Estado y además presta un servicio público domiciliario.

Otros aspectos diferentes a las utilidades que genera la empresa, y que son importantes, son las reducciones de capital que han originado un beneficio para los accionistas, además de generación de valor comercial que ha proporcionado la empresa al considerarse una de las más eficientes no solo en el país sino internacionalmente.

### **3.4 CONCLUSIONES REDUCCION DE CAPITAL CODENSA SA ESP**

- Con la reducción de capital el Patrimonio de la empresa a diciembre de 2004 pasaría de \$4.056.233 millones a \$3.131.581 millones.
- La empresa genera para los accionistas una rentabilidad promedio del 10.75% garantizada anualmente con un mínimo riesgo.
- De acuerdo con el Artículo 145 del Código de Comercio establece como requisito fundamental para que sea autorizada la operación, que una vez efectuada la reducción, el activo represente por lo menos el doble del pasivo externo, exigencia que cumple Codensa SA ESP.
- Analizado el pasivo el indicador de nivel de endeudamiento pasaría de un 24% en octubre de 2004 a un 28% una vez efectuada la reducción de capital (si se realizara en el mes de febrero/2005).
- La Empresa estima la estructura financiera con una relación deuda financiera con un peso de 16% y el patrimonio en un 84%. La CREG mediante resolución No 013 del 20 de marzo de 2002 ha considerado un referente del 40% como máximo en deuda y un 60% en patrimonio. Con la reducción de capital la Contraloría estima que este comportamiento en deuda financiera y patrimonio quedaría en 19.63% y 80.3%

respectivamente por debajo del citado referente, es decir que se cumple lo establecido por la CREG.

- La empresa mantiene un disponible en caja por \$965.194 millones a 31 de enero de 2005 de los cuales, \$97.295 millones están representados en excedentes en Caja y Bancos y un portafolio de inversiones de \$867.899 millones a corto plazo valor que cubriría la reducción y quedaría un excedente en caja de \$40.542 millones y la exigencia legal que demanda la Superintendencia de Sociedades.
- Con la reducción de capital de \$924.652 millones que proyecta realizar la empresa este indicador disminuiría de 3.16 en enero de 2005 a 1.14, significando que la compañía presentaría un nivel de liquidez por debajo del referente exigido por la CREG (Resolución 072 de 2002) el cual es de 1.50, en tal sentido sería un hecho posterior a la reducción, lo cual no afecta la liquidez, ni la validez de la operación.
- En las proyecciones se contempla el pasivo pensional el cual es amortizado en un 100%, y está garantizado con los activos productivos que le permiten generar liquidez mensualmente. En tal sentido la reducción de capital no implica efectos negativos en el cumplimiento con los pagos a pensionados, así como tampoco incide en el pago a proveedores.

Considerando los aspectos anteriormente analizados y verificados los libros oficiales de contabilidad y en concordancia con las normas contables, el Código de Comercio, las normas de la CREG y los requerimientos de la Superintendencia de Sociedades, se evidencia el cumplimiento de tales requisitos.

En el análisis financiero y económico se observó que la empresa es generadora de liquidez, lo cual permite cumplir con los compromisos de deuda, así mismo se evidenció que la tesorería mantiene en caja y bancos la totalidad de los recursos exigidos para la reducción de capital. En cuanto a los hechos económicos se observó que las proyecciones realizadas incluyen los costos y gastos que permiten cumplir con el normal funcionamiento de la empresa. Los supuestos macroeconómicos utilizados en las proyecciones como DTF, IPP, IPC y TRM, son concordantes con los índices reales. En tal sentido la reducción de capital es viable de acuerdo al comportamiento operativo y económico hasta el 2004, y por las proyecciones que se estima, mejorara el comportamiento de la empresa en el futuro, en relación con el sector energético y la economía del País.

## IV. GAS NATURAL SA ESP.

### 4.1 ANÁLISIS DE LA GESTIÓN

#### 4.1.1. INFRAESTRUCTURA

La empresa Gas Natural SA ESP tiene su campo de acción como empresa distribuidora y comercializadora en Bogotá y Soacha. En la Sabana de Bogotá y parte de otras regiones del departamento de Cundinamarca, la empresa que tiene la concesión es Gas Natural Cundiboyacense SA ESP, que llega a 57 municipios. De esta empresa su principal accionista es Gas Natural SA ESP. con el 77% de las acciones.

La empresa Gas Natural SA ESP, es una organización con apenas 17 años de actividad, y arrancó desde ceros la construcción de la infraestructura, esto explica la situación de cobertura, que en el 2003 se aproximaba al millón doscientos mil usuarios la mayor parte residenciales con lo cual su cobertura es cercana al 75% del nivel al que han llegado los restantes servicios públicos domiciliarios, que operan en Bogotá, con una larga tradición. Además de lo anotado, sobre lo reciente de sus instalaciones, debe tomarse en cuenta que aunque cubierto por la ley 142/94, que lo declara servicio esencial, en la práctica muchos usuarios de altos estratos no se han inscrito, por cuanto continúan utilizando la energía eléctrica para cocción de alimentos y calentamiento de agua, dado que por sus ingresos no se ven obligados a plantearse otra alternativa. Existe de todas maneras todavía un amplio campo en los estratos 1 y 2.

Gas Natural SA ESP, ha construido en Bogotá una red desde los " City Gate " que comprende básicamente líneas de alta presión, estaciones reductoras y redes de baja presión, que mediante un plan de desarrollo ha presentado importantes incrementos.

Es así como al finalizar el año, la infraestructura de distribución alcanzó un total de 10.398 kilómetros, de los cuales 299 correspondían a alta presión y 10.099 a media/baja presión y el incrementó en sus redes alcanzó los 540 kilómetros. Para el año 2003, entraron siete estaciones en operación. De éstas, cuatro se construyeron bajo la red de estaciones de Exxon Mobil, de las cuales dos son de propiedad de terceros inversionistas y dos inversión directa de Gas Natural; de las tres estaciones restantes Gas Natural construyó la estación de servicio Terpel La

Paz, ubicada en Zipaquirá. Las otras 2 estaciones son propiedad de terceros inversionistas

**CUADRO 74  
INFRAESTRUCTURA RED DE GAS NATURAL**

	<b>RED DE ALTA PRESION (Km)</b>	<b>RED DE MEDIA Y BAJA PRESION (Km)</b>	<b>ESTACIONES REDUCTORAS No</b>
1998	239	6.133	79
2002	256	9.532	83
2003	299	10.099	86

Fuente Gas Natural

Actualmente existen dos puntos de entrada al sistema de Gas Natural que sirve a Bogotá, la capacidad de admisión es la siguiente:

**CUADRO 75  
CAPACIDAD REAL SISTEMAS DE TRANSPORTE  
EN PUNTOS DE ENTRADA**

	MPCD	
<b>AÑO</b>	<b>USME</b>	<b>COGUA</b>
2001	17,00	120,00
2002	17,00	120,00
2003	17,00	120,00

\* Fuente: Gas Natural

#### 4.1.2. RESULTADOS DE GESTIÓN OPERATIVA Y COMERCIAL

El flujo de gas no es uniforme, depende fundamentalmente de la demanda, de los incrementos y decrementos en los períodos que se examine, el resultado de los últimos años en los City Gate ha sido:

**CUADRO 76  
FLUJOS MÁXIMOS ANUALES ENTRADAS GAS (PICO)  
SISTEMA BOGOTÁ**

	MPCD		
<b>AÑO</b>	<b>USME</b>	<b>COGUA</b>	<b>DÍA</b>
2001	1700	36.53	11- Sept
2002	17.00	46.55	19 – Nov.
2003	17,00	50.74	10-Dic.

\* Fuente: Gas Natural

En el cuadro se observa que para el City Gate de Usme tiene los flujo máximos y uniformes de 17.00 MPCD para los tres años, diferente al City Gate de Cogua que muestra flujos máximos crecientes.

En el suministro de gas se producen puntos máximos y mínimos de flujo. Dentro de ese rango el volumen de combustible se va sumando, para obtener al final de

cada período el total con el cual se efectúa la facturación. Del 2001 al 2003, los volúmenes que entraron por las estaciones “City Gate” presentaron el siguiente comportamiento:

**CUADRO 77**  
**VOLUMEN DE GAS INYECTADO A BOGOTA MPCD**

<b>AÑO</b>	<b>USME</b>	<b>COGUA</b>
2001	5.524.22	10,799,61
2002	5.366.11	14,047,03
2003	6.180.06	14,246,66

\* Fuente: Gas Natural

Se observa en el cuadro , que las cifras de volumen de inyección de gas del City Gate de Cogua aumentó del 2001 al 2003, con una cifra notablemente superior a la obtenida en Usme.

La gestión comercial se refleja en el incremento del número de usuarios, debidamente soportada por un sólido respaldo operativo, la evolución de los suscriptores del servicio ha sido la siguiente:

**CUADRO 78**  
**EVOLUCION DE LOS USUARIOS DEL SERVICIO**

	<b>NUEVOS USUARIOS</b>	<b>TOTAL USUARIOS</b>
1999	106.105	699.419
2000	101.977	801.396
2001	107.599	908.995
2002	108.166	1.017.161
2003	100.830	1.117.991

\* Fuente: Gas Natural

La distribución de los usuarios se muestra en el cuadro que a continuación se presenta:

**CUADRO 79**  
**DISTRIBUCION POR TIPO DE USUARIO**

	<b>DOMESTICO</b>	<b>COMERCIAL</b>	<b>INDUSTRIAL</b>
2000	794.202	6.823	370
2001	899.301	9.124	569
2002	1.004.625	11.960	576
2003	1.102.866	14.489	636

\* Fuente: Gas Natural

Un elemento fundamental en la gestión es el buen cuidado de la calidad del servicio, y dentro de éste concepto es importante la continuidad. El número de usuarios afectados y la duración de las interrupciones ha sido el siguiente en los últimos tres años:

**CUADRO 80**  
**RESULTADO DE INTERRUPCIONES DEL SERVICIO**

	USUARIOS AFECTADOS	DURACIÓN PROMEDIO DE INTERRUPCIONES (HORAS)
2001	2.281	1.44
2002	1.245	3
2003	2.364	3

\* Fuente: Gas Natural

El número de usuarios afectados anualmente, ha resultado notablemente inferior al 1% del número de usuarios totales. El promedio de duración de las interrupciones permite afirmar que la continuidad del servicio ha sido superior al 99.99% en los tres años examinados.

#### **4.2 ANÁLISIS REDUCCIÓN DE CAPITAL POR \$110.752.7 MILLONES**

Valor reducción solicitada: \$110.752.7 millones

Fuente de recursos: Giro normal del negocio, excedentes de caja.

Esquema de Reducción: Reducción del valor nominal de las acciones.

Valor nominal de la acción a \$1.000  
septiembre 30 de 2004:

Valor nominal de la acción a octubre \$3.750<sup>10</sup>  
31 de 2004:

<sup>10</sup> Mediante Escritura Pública No. 2.578 de octubre 12 de 2004, Notaría 26 del Circulo de Bogotá, Gas Natural S.A. constituyó un capital autorizado de \$138.440.955.000 dividido en acciones de un valor nominal de \$3.750; incrementando el capital en \$101.523.367.000, producto de la capitalización de la prima en colocación de acciones por \$83.016.773.000 (originada en los años 1998 y 1999) y de la revalorización de patrimonio en \$18.506.594.000 (realizada en los años 1997 y 1999).

Prima en Colocación de Acciones 1998

Se origina a través de la : "Emisión privada de 9.715. 026 acciones, de un valor nominal de mil (\$1.000) pesos cada una, con una prima de colocación de \$6.720 pesos, de aquellas que tiene en reserva y a un precio total de \$7.720 pesos, cada una (Acta de Junta Directiva de Gas Natural S.A. No. 098 de octubre 30 de 1998)

Valor nominal de 9.715.026 acciones X \$1.000 = \$9.715.026.000.000

**Valor prima en colocación de acciones = 9.715.026 acciones X \$6.720 c/u=\$65.284.974.720**

Prima en Colocación de Acciones de 1999

Valor nominal de la acción propuesto: \$750

Valor de capital suscrito y pagado \$138.440.9 millones (36.917.588 acciones x \$3.750 c/u)<sup>11</sup>.  
actual (Octubre de 2004):

Nuevo valor de capital suscrito y \$27.688.1 millones<sup>12</sup>.  
pagado con reducción:

Soporte legal: Artículos 145 y 159 del Código de Comercio.  
Artículo 67 de la Ley 222 de 1995  
Numeral 7 del artículo 86 de la Ley 222 de 1995.  
Números 2.5.4 y 2.5.5 de la Circular Externa 04 de diciembre de 2002, suscrita por la Superintendencia de Sociedades.  
Decreto 2649 de 1993.

#### 4.2.1 CONSIDERACIONES JURÍDICAS

Tratándose de una operación netamente comercial, la misma se ve a la luz de las normas comerciales, tal es el caso del artículo 145 del Código del Comercio, y por competencia legal el numeral 7 del artículo 86 de la Ley 222 de 1995, preceptos legales que establecen claramente la facultad otorgada a la Superintendencia de Sociedades de autorizar la reducción de capital en cualquier sociedad, principalmente con el propósito de proteger a sus acreedores.

Dado lo anterior, el artículo 145 del Código del Comercio autoriza reducir el capital de una sociedad, entre otros eventos, cuando, una vez efectuada la reducción el activo represente por lo menos el doble del pasivo externo. Hecho que se puede corroborar al observar el Balance General de Gas Natural S.A. ESP a octubre 31

---

*“Emisión privada de 12.202.562 acciones, de aquellas que tiene en reserva, de valor nominal de mil (\$1.000) pesos cada una y con una prima de colocación de \$7.195 pesos cada una, para un valor total por acción de ocho mil ciento noventa y cinco (\$8.195) pesos moneda corriente (Acta de Junta Directiva de Gas Natural S.A. No. 110 de noviembre 2 de 1999)*

Valor nominal de 12.202.562 acciones X \$1.000 = \$12.202.562.000

**Valor prima en colocación de acciones = 12.202.562 acciones X \$7.195 c/u=\$87.797.433.590**

<sup>11</sup> 36.917.588 acciones X \$3.750 c/u = \$138.440.955.000

<sup>12</sup> 36.917.588 acciones X \$750 c/u = \$27.688.191.000

de 2004 (Activos \$870.270 millones; Pasivos \$286.514 millones), presenta la relación 3 veces.

Por lo anterior, se establece que tanto la solicitud como la aprobación de la reducción de capital en un monto de \$110.752.7 millones para Gas Natural S.A. ESP, se encuentran de conformidad con la normatividad previamente enunciada.

#### 4.2.2 ANÁLISIS FINANCIERO Y ECONÓMICO

Analizada la solicitud de reducción de capital de Gas Natural S.A. ESP, a partir de la información contable financiera presentada para las vigencias 2003 a 2004 (octubre de 2004) y de las proyecciones financieras 2005 - 2009, se estableció:

##### *4.2.2.1 Estructura de Activos, Pasivos y Patrimonio*

Analizado el activo corriente en el periodo 1999 – 2003 presentado por Gas Natural S.A. ESP, se puede observar que éste presentó un incremento de \$134.302.8 millones (en pesos corrientes) (Ver Anexos 1A y 1B), lo que representó el 293.4%. Así mismo, entre los rubros más representativos se destacan las cuentas por cobrar y el efectivo y equivalente del efectivo (inversiones temporales), toda vez que en los últimos tres (3) años (2001-2003) su participación dentro del activo corriente ha sido del 83.3%, 72.0% y 57.3% para el caso del primero y del 16.3%, 16.7% y 25.9% para el caso del segundo rubro.

Al comparar el saldo del rubro efectivo y equivalente de efectivo entre diciembre 31 de 2003 y octubre 31 de 2004, se evidencia un aumento sustancial de \$78.856.1 millones, producto de los mayores ingresos registrados por la aplicación del nuevo régimen tarifario estipulado en la Resolución de la CREG 033 de 2004 y el aumento de los otros ingresos.

De otra parte, al analizar la composición de los otros activos en el periodo 2001-2003, se observa que dentro de éstos se destaca la participación de los siguientes rubros: Propiedades y Equipo 36.1%, 34.2% y 34.7%; Inversiones Permanentes 12.9%, 13.6% y 12.9%; y Cuentas por Cobrar a Largo Plazo 8.8%, 10.3% y 9.6%, respectivamente; para los años proyectados 2004 – 2009 se conserva la tendencia de participación, con las correspondientes inversiones anuales en redes.

Dentro del pasivo corriente se destacan los rubros cuentas por pagar y obligaciones financieras, los cuales en los últimos tres (3) años (2001 a 2003) han presentado una participación porcentual de: 44,9, 21,2 y 32,7 para el caso del

primero (Ver Anexos 1 y 1A) y del 36.6, 40,5 y 26.4 para el caso de las obligaciones financieras.

El Pasivo a Largo Plazo principalmente esta concentrado en el rubro obligaciones financieras con saldos a cargo de la empresa para los años 2001, 2002 y 2003 por \$124.645.7 millones, \$120.819.0 millones y \$117.542.2 millones, respectivamente.

Para los años proyectados 2004 a 2006, se estimaron valores que conservan el mismo nivel de endeudamiento, con tendencia a la baja.

El patrimonio de la empresa esta constituido principalmente por los rubros Superávit de Capital, Revalorización del Patrimonio y Superávit por Valorizaciones, los cuales en los años 2001 a 2003, presentaron los siguientes saldos: \$164.353.9 millones, \$164.353.9 millones y \$164.353.9 millones, para el caso del primero; \$76.421.4 millones, \$98.936.8 millones y \$121.825.8 millones para el caso del segundo rubro; \$91.086 millones, \$96.779.7 millones y \$110.282.5 millones, para el caso del tercero (Ver Anexo 1B).

La reducción de capital que solicitó la empresa ante la Superintendencia de Sociedades por \$110.752.7 millones, es el resultado de la capitalización de los valores por conceptos de prima en colocación de acciones (Superávit de Capital) y la Revalorización del Patrimonio; valores con los cuales se elevó el valor nominal de la acción de la empresa, de \$1.000 a \$3.750 c/u. Una vez aprobada la reducción de capital, el valor nominal de la acción quedaría en \$750.

**CUADRO 81  
GAS NATURAL S.A. ESP  
ESTADOS FINANCIEROS PROYECTADOS**

(En millones de \$)

Cuenta	Oct 31/04	2004*	2005	2006	2007	2008	2009
Caja	125.488	120.488	49.209	50.300	43.778	41.662	89.709
Otros Activos	141.901	129.603	117.172	76.278	71.279	65.737	70.089
Activo Fijo	602.881	624.864	685.117	711.757	712.146	713.105	719.439
4.2.2.1.1 Activo Total	870.270	874.955	851.498	838.334	827.204	820.504	879.236
Pasivo Externo	286.514	275.339	325.252	277.120	221.207	185.712	199.651
Patrimonio	583.756	599.616	526.247	561.214	605.997	634.793	679.585
Total	870.270	874.955	851.498	838.334	827.204	820.504	879.236

Fuente: Información Gerencia de Finanzas

#### 4.2.2.2 Estructura Estado de Resultados

Analizado el periodo 1999 – 2003 presentado por Gas Natural S.A. ESP, se puede observar que los ingresos de operación se han incrementado en \$238.789.6 millones (en pesos corrientes) (Ver Anexo 2), lo que representa el 177.5%. Así

mismo, el costo de operación ha tenido un aumento de \$159.311.5 millones, que equivale al 243.3%.

Igualmente, los costos de operación en los últimos tres (3) años representan un 60% respecto de los ingresos de operación y la ganancia bruta participa con el 40%.

De otra parte, los gastos de administración y operación para el periodo 2001 – 2003 han representado el 20.8%, 21.4% y 20.4%. En este periodo, la empresa ha mostrado una ganancia operacional de \$42.944.5 millones, \$51.237.0 millones y \$66.790.0 millones, que equivale a una participación del 16.6%, 16.3% y 17.9%, respecto de los ingresos de operación.

Así mismo, la ganancia neta obtenida en estos tres años, ha sido de \$24.159.7 millones, \$34.782.5 millones y \$40.270.4 millones, equivalente al 9.3%, 11.1% y 10.8% de los ingresos de operación.

Para el 2004, la Empresa proyectó una ganancia neta de \$88.098 millones y para el periodo 2005 – 2009, estimó \$103.509 millones (2005), \$119.222 millones (2006), \$141.763 millones (2007), \$147.926 millones (2008) y \$168.946 millones (2009).

Al comparar la ganancia neta del año 2003 (\$40.270.4 millones) frente a la estimada para el 2004 (\$88.098 millones) se observa un incremento sustancial del 118.8% (\$47.827.6 millones), bastante elevada si se tiene en cuenta la tendencia de la misma mostrada en años anteriores; según la empresa ésta se sustenta por el incremento tarifario aplicado a partir del mes de mayo de 2004 (Resolución CREG 033 de 2004)<sup>13</sup>, el cual representa un aumento real promedio del 10.7% y al aumento de otros ingresos.

**CUADRO 82**  
**GAS NATURAL S.A. ESP**  
**ESTADOS DE RESULTADOS PROYECTADOS**

(En millones de \$)

Concepto	Real 2003	Proyect 2004	2005	2006	2007	2008	2009
Margen venta de gas	126.809	198.388	245.917	273.449	299.714	322.932	346.634
Margen otras ventas	26.230	35.504	27.893	23.869	24.339	21.542	19.653
Otros Ingresos	19.734	23.022	28.922	27.063	27.762	28.889	30.029
Gastos de Personal	21.229	23.404	27.509	29.028	31.009	32.880	34.697
Tributos	6.438	12.688	16.204	15.555	15.273	16.264	16.578
Servicios Exteriores	52.479	63.350	68.569	69.417	70.711	73.242	77.124

<sup>13</sup> La Resolución CREG 033 de 2004, establece el cargo promedio de distribución por uso del sistema de distribución de gas combustible y el cargo máximo por comercialización.

Concepto	Real 2003	Proyect 2004	2005	2006	2007	2008	2009
Amortizaciones	21.580	25.666	30.035	31.577	34.197	31.541	30.033
Provisiones	4.183	2.029	2.689	2.627	2.844	2.870	2.971
Otros Gastos de Explotación	153	262	0	0	0	0	0
EBITDA	92.473	157.211	190.451	210.382	234.824	250.976	267.916
RESULTADO OPERATIVO	66.710	129.516	157.726	176.178	197.782	216.565	234.912
RESULTADO FINANCIERO	-434	6.923	4.896	3.235	6.268	15.643	26.995
RESULTADO EXTRAORDINARIO	-240	-374	387	0	0	0	0
RESULTADO EXPOSICIÓN A LA INFLACIÓN	3.043	2.559	947	5.776	5.399	1.300	4.278
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	69.079	138.624	163.955	185.189	209.449	233.508	266.186
IMPUESTO DE SOCIEDADES	28.808	50.525	60.446	65.967	67.686	85.582	97.240
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS	40.270	88.098	103.509	119.222	141.763	147.926	168.946

Fuente: Información Gerencia de Finanzas de Gas Natural S.A. ESP

#### 4.2.2.3 Indicadores Financieros y de Gestión

##### VENTAS.

CUADRO 83

(En millones de \$)

Año	2001	2002	2003	2004
Ventas	259.453	313.515	373.295	492.792
Incremen. %	36,2	20,83	19,07	32,01
Res. Operat.	42.944	51,237	66,790	128,913

Fuente: Informe de gestión y estados financieros- Gas Natural 2004

Este indicador muestra uno de los renglones mas importantes dentro de la finanzas de la empresa ya que durante el periodo comprendido entre los años 2001 y 2004, el valor ventas han tenido un incremento del 90.0% en términos corrientes y que son equivalentes a un aumento desde 506 Mm<sup>3</sup> en el año 2001, hasta alcanzar la cifra de 745 Mm<sup>3</sup> en el año 2004, lo que ha permitido un

aumento significativo en el margen operativo, el cual varió de \$42.944 millones en 2001 hasta \$128.913 millones al finalizar el año 2004.

*EBITDA.*

**CUADRO 84**

(En millones de \$)

<b>Año</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>
<b>EBITDA</b>	64.310	79.851	100.375	160.497
<b>% Variac.</b>	14,2	24,2	25,7	59,9
<b>Margen Ebitda</b>	24,8	25,5	26,9	32,6
<b>Amort. Y Deprec</b>	21.366	28.614	33.585	31.584
<b>EBIT</b>	42.944	51.237	66.790	128.913

Fuente: Informe de gestión y estados financieros- Gas Natural 2004

Es notable la evolución que ha mostrado este indicador en el período en estudio al pasar de un valor de \$64.310 millones en el 2001, a un valor de \$160.497 millones en el 2004, lo que nos muestra que cada vez mas los ingresos tienden a alejarse de los costos y gastos y por ende estos tienden a incrementarse en una proporción mucho menor.

*DEUDA*

**CUADRO 85**

(En millones de \$)

<b>Año</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>
<b>Deuda CP</b>	38.830	52.248	31.680	22.813
<b>Deuda LP</b>	124.646	120.819	117.542	131.271
<b>Total</b>	163.476	173.067	149.222	154.084

Fuente: Informe de gestión y estados financieros- Gas Natural 2004

La Empresa ha mantenido una deuda casi constante, aunque la de corto plazo que es la de mayor exigibilidad ha venido disminuyendo al pasar del 23.75% en el 2001 al 14.87% en el 2004, lo que indica que el perfil de la deuda ha mejorado y las obligaciones a largo plazo han permitido un mayor flujo de efectivo para la empresa.

*ACTIVO TOTAL / PASIVO TOTAL*

**CUADRO 86**

(En millones de \$)

<b>Año</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>
<b>Activo Total</b>	645.861	728.241	782.649	898.641
<b>Pasivo Total</b>	231.256	263.114	263.578	299.795
<b>%</b>	2,79	2,77	2,97	3,00

Fuente: Informe de gestión y estados financieros- Gas Natural 2004

Esta relación que nos indica hasta que punto la empresa está respaldando sus acreencias, muestra que durante el periodo analizado, esta relación se incrementó

al pasar del 2,7% en el 2001 al 3.0% en el 2004, demostrando así la solidez y solvencia financiera que ha adquirido la empresa.

#### 4.2.2.4 Análisis Flujo de Caja Proyectado 2005-2009

**CUADRO 87**

(En millones de \$)

<b>GAS NATURAL S.A. ESP</b>							
<b>FLUJO DE CAJA PROYECTADO</b>							
	<b>2.003</b>	<b>2004</b>	<b>2.005</b>	<b>2006</b>	<b>2.007</b>	<b>2008</b>	<b>2.009</b>
Saldo Inicial	34.988	50.736	121.336	42.077	51.086	44.625	42.927
<b>Flujo de Caja Operativo</b>	<b>86.733</b>	<b>149.910</b>	<b>182.367</b>	<b>221.417</b>	<b>236.984</b>	<b>254.746</b>	<b>269.812</b>
Neto de Inversiones	-6.408	-36.199	-57.101	-16.878	-18.698	-1.715	-572
Neto Financiero	-102.206	37.647	79.691	1.914	-17.821	-22.984	35.980
<b>Flujo de Caja Libre</b>	<b>-21.881</b>	<b>151.358</b>	<b>204.957</b>	<b>206.453</b>	<b>200.465</b>	<b>230.047</b>	<b>305.220</b>
Impuesto de Renta	15.431	20.070	51.114	61.550	66.311	71.265	87.914
Dividendos	32.637	36.128	91.249	108.160	120.026	142.816	149.807
Reembolso aportes a accionistas			110.753				
<b>Flujo de Caja antes de financiación</b>	<b>-34.961</b>	<b>145.896</b>	<b>183.930</b>	<b>78.820</b>	<b>65.214</b>	<b>60.591</b>	<b>110.426</b>
Desembolso Creditos	124.847	27.901	46.000	0	0	2.207	0
Financiación Cías Relacionadas	343	8.757	41.200	5.054	0	0	0
Desembolso Cartera a Clientes	38.806	43.704	35.899	22.680	20.589	19.871	18.965
<b>SALDO FINAL</b>	<b>50.737</b>	<b>121.336</b>	<b>152.831</b>	<b>51.086</b>	<b>44.625</b>	<b>42.927</b>	<b>91.461</b>

Fuente: Gerencia de Finanzas de Gas Natural S.A. ESP

El presente flujo de caja proyectado para los años 2005 – 2009 se considera razonable y ajustado a los supuestos utilizados, tales como: Número de clientes proyectados, por cuanto la empresa espera conseguir una saturación de red promedio proyectada del 95% (la cobertura actual del mercado residencial/comercial es del 84% y se espera llegar a un nivel del 90% en el largo plazo); Conversión de 50.000 vehículos, puesta en servicio de 64 estaciones de servicio; que se mantenga el régimen tarifario establecido en la Res. CREG 033 de 2004, toda vez que el ingreso principal de Gas Natural lo constituye el margen de ventas de gas; la proyección de volumen de gas se basó en el consumo promedio histórico por cliente; la base de proyección de las inversiones, la constituye el plan de inversiones diseñado según la planeación estratégica definida por la compañía y la proyección de gastos de administración, operación y mantenimiento aprobados por la CREG.

Igualmente, se contempla el pago de obligaciones con los accionistas y terceros.

### 4.3 CONCLUSIONES

Con base en lo analizado y comentado en los párrafos anteriores, esta Contraloría concluye:

- El proceso de Reducción de Capital en un monto de \$110.752.7 millones, se encuentra fundamentado a la luz de las disposiciones reglamentarias de la legislación comercial, contable y financiera vigente.
- La reducción de capital no impactará financieramente el desarrollo normal del negocio, la prestación del servicio y el cumplimiento de las obligaciones tanto a los accionistas como a terceros.
- El Resultado Neto o Utilidad después de Impuestos, muestra que desde 1999 a 2003 la Empresa pasó de \$5.530.3 millones a \$40.270.4 millones, obteniendo un incremento del 728%.
- Al comparar la ganancia neta del año 2003 (\$40.270.4 millones) frente a la estimada para el 2004 (\$88.098 millones) se observa un incremento sustancial del 118.8% (\$47.827.6 millones).
- La Empresa ha demostrado mantener una rentabilidad, para lo cual ha incidido la generación permanente de flujos de caja, dado su nivel de ingresos garantizados por ventas de gas.
- Los niveles de endeudamiento mostrados por la Empresa son razonables, toda vez que el apalancamiento financiero se da en mayor proporción con recursos propios.
- Con base en el movimiento real de los ingresos por ventas de gas, los costos de operación, el resultado operativo, las obligaciones financieras y el resultado neto de 1999 a 2003 y del análisis de las proyecciones financieras de 2005 a 2009, se observa que la tendencia de estas cifras es normal si se cumplen los presupuestos de las variables endógenas y exógenas, sin embargo, el comportamiento de estas no siempre son predecibles, lo que puede incidir en el cumplimiento de los resultados.

## CONCLUSIÓN GENERAL

Las tres empresas que han solicitado reducción de su capital suscrito y pagado, han demostrado que no tienen problemas de liquidez para efectuar los desembolsos aprobados por las respectivas juntas directivas. De acuerdo con el Artículo 145 del Código de Comercio que establece como requisito fundamental para que sea autorizada la operación, que una vez efectuada la reducción, el activo represente por lo menos el doble del pasivo externo, exigencia que cumplen las Compañías mencionadas anteriormente.

El Distrito recibirá de la EEB \$240.021.3 millones, de CODENSA \$388.099 millones y de Gas Natural \$25.273 millones aproximadamente, para un total de \$653.372 millones, para financiar el plan de desarrollo.

El Capital Suscrito y Pagado que más se afecta es el de CODENSA, que pasa de \$1.320.932 millones a \$396.279 millones, y con menor efecto la empresa de energía de Bogotá que pasa de \$1.165.942 millones a \$925.921 millones y Gas Natural que pasará de \$583.756 millones a \$473.004 millones, lo anterior, muestra como a medida que se autorizan estas operaciones el capital accionario se reduce ostensiblemente y que al futuro si continúan presentando el mismo comportamiento, tendrán que optar por emitir nuevas acciones para aumentar el monto del mismo o focalizar los excedentes de liquidez a inversiones en el sector.

El criterio que consideran las empresas para realizar estas operaciones se justifican en el mejoramiento de la estructura financiera de las empresas, la cual consiste en disminuir el aporte de los inversionistas y aumentar el pasivo, supuestamente porque es menos costoso operar con recursos de terceros.

La prestación de los servicio no se verá afectada por la reducción de capital de las empresas en estudio, también se nota una liquidez suficiente para cubrir los pasivos existentes.

Por último es pertinente destacar que la liquidez se ha obtenido con requerimientos de deuda. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que algunos autores consideran falaz la afirmación<sup>14</sup> que la deuda incrementa la tasa de rendimiento de los accionistas. Lo anterior, se sustenta fundamentalmente en dos aspectos:

---

<sup>14</sup> RICHARD A. POSNER, Análisis Económico del Derecho páginas 377 y siguientes México 1998 Fondo de Cultura Económica

- Con la deuda se produce incremento de los intereses que tiene que pagar la empresa a medida que su apalancamiento reduce la ganancia de los accionistas.
- El apalancamiento aumenta el riesgo sistemático para el accionista.

## GLOSARIO

ACPM Aceite Combustible Para Motores Diesel.

CANASTA ENERGÉTICA.

Los principales productos y fuentes energéticos empleados en Colombia.

*Crudo y Derivados del Petróleo*

Gasolina

ACPM – Combustibles motores Diesel

Querosene

Fuel Oil

Crudo de Castilla

Otros Crudos Pesados

*Gas Combustible*

Gas Natural

Gas Licuado del Petróleo.

*Carbones*

Carbón Térmico

Carbón Coquizable

Carbón de Origen Vegetal

*Electricidad*

Origen Hidráulico

Origen Térmico y Otros

*Otras Fuentes Menores*

Combustible de Caña – Alcohol Combustible

Energía Solar

Eólica

CENTRO NACIONAL DE DESPACHO CND. 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 nacional.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN. CON Organismo que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación

**COMERCIALIZADOR.** Desarrolla la actividad de la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y la venta a los usuarios regulados y no-regulados como hacia otros agentes.

**CONPES** Consejo Nacional de Política Económica y Social.

**DISTRIBUCIÓN** La actividad de distribución es la relacionada con los sistemas de Distribución, que comprende los Sistemas de Transmisión Regionales (STR) y los de Distribución Local (SDL), definidos como:

- -Sistema de Transmisión Regional (STR). Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 Kv y que no pertenecen a un sistema de distribución local.
- Sistema de Distribución Local (SDL). Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 Kv que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

**EBITDA**, Utilidad antes de impuestos, intereses, depreciaciones y amortizaciones

#### EQUIVALENCIAS

1 MW equivale a 1000 Kilovatios, o 1´000.000 vatios .

GWh, Giga vatios hora, medida de consumo de energía eléctrica en un período.  
1Gw-h equivale a 1000 Mw-h, y a 1´000.000 Kw-h

Ejemplo Un bombillo de 100 vatios, prendido durante 10 horas consume:

$100 \times 10 = 1.000$  vatios –hora o 1 kilovatio –hora

Si son un millón de bombillos en una ciudad su consumo será:

1´000.000 de kw-h, o 1.000Mw-h, o 1Gw-h

**EVA:** Valor Económico Agregado. El objetivo financiero básico de este indicador es la generación de valor, cuando es positivo significa que la empresa ha generado una rentabilidad superior al costo de los recursos utilizados.

**GENERADORAS.** Son las empresas del sector eléctrico que producen la energía eléctrica a partir de otra fuente primaria de energía. Para su vinculación al Sistema de Intercambios Comerciales se estipuló que la capacidad mínima era de 20 MW

GLP. Gas Licuado del Petróleo

GNC Gas Natural Comprimido

GNV Gas Natural Vehicular

**MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA –MEM.** El Mercado de Energía Mayorista en Colombia está definido como “Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables”.

Es un sistema organizado de elementos técnicos, económicos y comerciales, que bajo una reglamentación que sigue el ordenamiento constitucional y legal del país aplica los principios de la economía de mercado, en un marco de competencia, a la producción y comercialización de energía eléctrica en el nivel de grandes generadores y comercializadores en bloque, unidos por el Sistema de Interconexión Nacional, para asegurar el suministro, a mínimo costo, en condiciones de confiabilidad y de calidad a los usuarios, y crear condiciones para posibilitar su expansión.

**SISTEMA DE INTERCAMBIOS COMERCIALES. SIC.** Es un conjunto de las normas y procedimientos establecidos para calcular las obligaciones de los agentes de generación, comercialización y transporte por concepto de las contratos de energía o de los actos llevados a cabo de conformidad al despacho centralizado de energía.

**STN SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL,** es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión a las subestaciones, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV y cuya función principal es la de transportar la energía producida por los generadores hacia los consumidores entregándola a los distribuidores. Conexo con esta actividad está la no menos importante del control operativo del sistema nacional cuyo centro principal es el Centro Nacional de Despacho instalado en Medellín.

TRANSMISIÓN. Es el sistema que permite el transporte de energía desde los generadores hacia los distribuidores, compuesto por líneas de transmisión y subestaciones que operan a voltajes mayores de 220 Kv.

WAAC Costo Ponderado de capital, hace referencia al costo promedio de las diferentes fuentes de financiación utilizadas por la empresa, es decir el costo ponderado de deuda y capital social.

## BIBLIOGRAFÍA

- ❖ **CREG** El Sector Eléctrico en Colombia - Aspectos Regulatorios
- ❖ **CREG**. Resoluciones expedidas por la CREG para regular el Mercado de Energía en Colombia.
- ❖ **CREG** Regulación Sector Gas Natural
- ❖ **ENAGAS** El gas natural
- ❖ **DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION** Sector Gas Natural Colombia
- ❖ **EEB** Informes anuales de Operación 1997 – 2002.
- ❖ **ISA** Informe de Operación 2000 – 2003 –Internet
- ❖ **UPME** Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano.
- ❖ **UPME** Sector Gas Combustible.
- ❖ **CODENSA** Informe Anual de Gestión 1998 - 2003
- ❖ **EMGESA** Informe anual de Gestión 1998 – 2003
- ❖ **GAS NATURAL**. Informes anuales de gestión 1998 - 2003
- ❖ **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS** Supercifras en KWH 1998 – 2001
- ❖ **RICHARD A. POSNER**, Análisis Económico del Derecho, México 1998, Fondo de Cultura Económica.
- ❖ [www.fisicanet.com.arg](http://www.fisicanet.com.arg)
- ❖ [www.genciencias.com](http://www.genciencias.com)