



PROSPECTO DE INFORMACIÓN

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. ESP (EEB) ACCIONES ORDINARIAS

Principal: Carrera 9 No. 73 – 44 Piso 6.

ADVERTENCIAS

SE CONSIDERA INDISPENSABLE LA LECTURA DEL PROSPECTO DE INFORMACIÓN PARA QUE LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS PUEDAN EVALUAR ADECUADAMENTE LA CONVENIENCIA DE LA INVERSIÓN

LA INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO NACIONAL DE VALORES Y EMISORES Y LA AUTORIZACIÓN DE LA OFERTA PÚBLICA, NO IMPLICA CALIFICACIÓN NI RESPONSABILIDAD ALGUNA DE LA SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA ACERCA DE LAS PERSONAS NATURALES O JURÍDICAS INSCRITAS, NI SOBRE EL PRECIO, LA BONDAD O NEGOCIABILIDAD DEL VALOR O DE LAS RESPECTIVA EMISIÓN, NI SOBRE LA SOLVENCIA DEL EMISOR

LOS VALORES ESTARÁN INSCRITOS EN LA BOLSA DE VALORES DE COLOMBIA

LA INSCRIPCIÓN EN LA BOLSA DE VALORES DE COLOMBIA NO IMPLICA CERTIFICACIÓN SOBRE LA BONDAD DEL TÍTULO O LA SOLVENCIA DEL EMISOR

JUNIO DE 2008

PROSPECTO DE INFORMACION ACCIONES ORDINARIAS DE EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. ESP.

- A. DOMICILIO. EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. (E.E.B. S.A. ESP)** está domiciliada en la ciudad de Bogotá D.C., y sus instalaciones principales se encuentran ubicadas en la carrera 9 No. 73 – 44 Piso 6.
- B. ACTIVIDAD DEL EMISOR.** Empresa de Energía de Bogotá S. A. ESP, tiene como objeto principal la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía incluido dentro de ella el gas y líquidos combustibles en todas sus formas. Así mismo, podrá participar como socia o accionista en otras empresas de servicios públicos directamente o asociándose con otras personas, o formando consorcio con ellas.
- C. ACCIONES QUE SE INSCRIBEN.** Las acciones del emisor objeto de registro son las acciones ordinarias: (i) estatales ordinarias (clase A), (ii) las privadas ordinarias (clase C).
- D. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS ACCIONES:**
- CLASE DE VALORES:** Acciones ordinarias clase A y acciones ordinarias clase C de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP.
- LEY DE CIRCULACIÓN:** Nominativas.
- VALOR NOMINAL:** \$ 7.744.037854672850 moneda legal colombiana.
- NUMERO DE ACCIONES:** TRESCIENTOS SEIS MILLONES CUARENTA Y UN MIL OCHOCIENTAS NOVENTA Y DOS (306.041.892) de acciones ordinarias nominativas.
- DERECHOS QUE INCORPORAN LOS VALORES:** Las acciones ordinarias incorporan los derechos reconocidos por la ley colombiana a los socios de las sociedades anónimas, en especial los de obtención de dividendos, inspección, reintegro del saldo correspondiente a su aporte en la liquidación
- E. FECHA DE ACTUALIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA.** La información financiera contenida en este prospecto, se encuentran actualizada a 31 de marzo de 2008. Para obtener mayor información sobre EEB S.A. ESP., puede consultarse la página web del emisor www.eeb.com.co
- F. CÓDIGO DE BUEN GOBIERNO:** Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. cuenta con un Código de Buen Gobierno que puede ser consultado en la página web de la empresa www.eeb.com.co.
- Adicionalmente, la sociedad acogerá lo establecido en la Resolución 056/07 respecto de sus obligaciones en materia de Código País, incluyendo el reporte anual de prácticas de Gobierno Corporativo.
- G. DIVULGACION DEL PROSPECTO.** El prospecto de información se divulgará una vez se inscriban las acciones ordinarias en el registro y en la bolsa nacional de valores de Colombia.

H. AUTORIZACIONES, INFORMACIONES ESPECIALES Y OTRAS ADVERTENCIAS GENERALES.

I. AUTORIZACIONES DE LOS ÓRGANOS COMPETENTES: La Asamblea Extraordinaria de Accionistas en su sesión del 22 de noviembre de 2007, Acta 050 autorizó la inscripción de las acciones ordinarias de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P en EL Registro Nacional de Valores y Emisores y la Bolsa de Valores de Colombia.

J. PERSONAS AUTORIZADAS PARA DAR INFORMACIÓN O DECLARACIONES SOBRE EL CONTENIDO DEL PRESENTE PROSPECTO:

NOMBRE: JUAN FELIPE GONZÁLEZ.
CARGO: Asesor Vicepresidencia Financiera
CORREO ELECTRÓNICO: jgonzalez@eeb.com.co
TELEFONO: 3268000

K. INFORMACION SOBRE LAS PERSONAS QUE HAN PARTICIPADO EN LA TASACIÓN, VALORACIÓN O EVALUACIÓN DE ALGÚN ACTIVO O PASIVO DEL EMISOR QUE SE HAYA TENIDO EN CUENTA PARA EL REPORTE DE INFORMACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR.

El avalúo técnico de la Propiedad, Planta y Equipo de EEB fue elaborado al 30 de septiembre de 2007 por PRATCO S.A., bajo la metodología de costos de reposición o valores de mercado. Como resultado de dicho avalúo, se ajustaron los saldos de valorizaciones a \$147.008 millones y la provisión para propiedades, planta y equipo a \$33.696 millones al 31 de diciembre de 2007. El saldo de la provisión al 31 de diciembre de 2006 asciende a \$33.354 millones.

PRATCO S.A., es una firma de avalúos constituida en octubre de 1990 según escritura pública No.3775 de la Notaría 35 de Bogotá, matrícula mercantil No.0043097 de la Cámara de Comercio de Bogotá; certificado como miembro activo de la Lonja de Propiedad Raíz de Bogotá registrada bajo el código de afiliación 208 de 1998, miembro de la Sociedad Colombiana de Ingenieros, registro No.16486. La firma PRATCO S. A. presentó certificaciones de experiencia de valoración de activos e inventarios en las siguientes empresas: Skandia seguros, Financiera Energética Nacional, Circulo de Suboficiales de las Fuerzas Militares, Gradinsa s.a., Puertos de Colombia S.A., BBVA Colombia S.A., Cabot Colombiana, Aerocivil, Caja Agraria, entre otras.

Asesoría Actuariales Ltda., ha realizado para EEB la actualización del cálculo actuarial de pensiones de jubilación y beneficios complementarios a pensiones de jubilación a diciembre de 2007, cuyo resultado fue \$225.352 millones y \$57.870 respectivamente.

Asesorías Actuariales, es una sociedad constituida en agosto de 1982, y es miembro de la Sociedad Colombiana de Actuarios y tiene amplia experiencia en la realización de estudios actuariales. El actuario Rodrigo Silva es MSc en Investigación de Operaciones y Estadística de la Universidad de los Andes, miembro asociado (ASA) de la Society of Actuaries (SoA) y es el miembro No. 042 de la Sociedad Colombiana de Actuarios.

CONTENIDO

GLOSARIO	Pag.5
PRIMERA PARTE “DE LOS VALORES”	
CARACTERÍSTICAS DE LOS TÍTULOS.....	Pag.12
SEGUNDA PARTE “INFORMACION DEL EMISOR”	Pag.17
CAPITULO I Información General.....	Pag.17
CAPITULO II Estructura Organizacional de La EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.....	Pag.22
CAPITULO III Aspectos relacionados con la actividad del Emisor – Producción e Ingresos Operacionales	Pag.40
CAPITULO IV Información Financiera.....	Pag.103
CAPITULO V Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de la operación y la situación financiera del emisor.....	Pag.118
CAPITULO VI Estados Financieros	Pag.153
CAPITULO VII Informacion Sobre Riesgos Del Emisor.....	Pag.330
TERCERA PARTE ANEXOS	Pag.333
CUARTA PARTE CERTIFICACIONES	Pag.344

GLOSARIO

A. TÉRMINOS DEL MERCADO DE VALORES.

ACCIONES ORDINARIAS.....	Títulos nominativos de capital de carácter negociable, representativos de una parte alícuota del patrimonio de Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP
BVC.....	Bolsa de Valores de Colombia.
Col\$.....	Pesos colombianos.

B. TÉRMINOS TÉCNICOS Y REGULATORIOS.

ANH.....	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
ASIC.....	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.
BOMT.....	Contrato para la construcción, operación, mantenimiento y posterior transferencia de instalaciones de gasoductos, estaciones compresoras y demás instalaciones asociadas, para el transporte de gas natural.
CAPT.....	Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión.
CGN.....	Contaduría General de la Nación.
CGR.....	<i>Contraloría General de la República.</i>
CONPES.....	<i>Consejo Nacional de Política Económica y Social.</i>
CREG.....	<i>Comisión de Regulación de Energía y Gas.</i>
DANE.....	<i>Departamento Administrativo Nacional</i>



DNP	<i>de Estadística.</i>
ENERGÍA EN FIRME	<i>Departamento Nacional de Planeación.</i> De acuerdo con la resolución de CREG No. 060 of 2007, <i>energía en firme</i> representa el volumen máximo de electricidad que puede producir una planta de generación continuamente durante un año en condiciones hidrológicas bajas.
EEB.....	Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP
GW	Giga vatio; unidad de potencia que equivale a 1,000 Mw.
GWh	Giga vatio - hora; un giga vatio por hora representa una hora de consumo de electricidad a una tasa constante de 1 Gw.
In	Pulgada.
IPC	<i>Índice de Precios al Consumidor, certificado por el DANE.</i>
IPP.....	<i>Índice de Precios al Productor certificado por DANE.</i>
KPC	1,000 pies cúbicos.
KPCD	1,000 pies cúbicos por día.
kg/cm2.....	Kilogramo por centímetro cuadrado.
km.....	Kilómetro.
Kv	Kilovoltio; un kilovoltio equivale a mil voltios; es una unidad de tensión.
Kw	Kilovatio; es una unidad de potencia y representa la tasa a la cual la energía es producida. Equivale a 1,000 vatios
Kwh	Kilovatio hora; representa el consumo de electricidad durante una hora a una tasa constante de 1 kW.
MEM.....	<i>Mercado de Energía Mayorista.</i>
MHCP.....	<i>Ministerio de Hacienda y Crédito Público.</i>

Mi.....	Milla.
MMPCD.....	Un millón de pies cúbicos por día.
MME.....	<i>Ministerio de Minas y Energía.</i>
MMm3	Un millón de metros cúbicos.
MMm3/d	Un millón de metros cúbicos por día.
MVA.....	megavatio amperio; unidad usada para medir la capacidad de un transformador.
MVAR.....	megavar; megavatio amperio reactivo, unidad usada para medir la capacidad de un transformador.
Mw.....	Megavatio. Unidad de potencia que equivale a 1,000 Kw.
Mwh.....	Megavatio hora; representa el consumo de electricidad durante una hora a una tasa constante de 1 Mw.
OSINERGMIN	<i>Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas del Perú.</i>
PAAG	<i>Porcentaje de Ajuste del Año Gravable.</i>
PC	Pies Cúbicos.
PCSA.....	<i>Porcentaje de Compensación Semanal del Activo.</i>
PNE	<i>Plan Energético Nacional.</i>
PPI.....	Índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América.
SFC	<i>Superintendencia Financiera de Colombia.</i>
SIC	<i>Sistema de Intercambios Comerciales.</i>
SIN	<i>Sistema Interconectado Nacional.</i>
STN	<i>Sistema de Transmisión Nacional.</i>
SMLMV.....	<i>Salario Mínimo Legal Mensual Vigente.</i>
SSPD.....	<i>Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.</i>



TGI
S.A.ESP.....

Transportadora de Gas del Interior S.A.
ESP.

TRM.....

Tasa Representativa del Mercado.

USUARIOS NO REGULADOS

Consumidores de Electricidad con un pico de demanda mayor a 0.10 MW o un consumo mínimo mensual mayor a 55 MWh.

UPME.....

Unidad de Planeación Minero Energética.

USUARIOS REGULADOS.....

Usuarios de energía eléctrica cuya demanda es inferior a 0.10 MW o un consumo mínimo inferior a 55.0MWh.

Este Prospecto de Información ha sido preparado únicamente para asistir a posibles inversionistas y de ninguna forma pretende contener toda la información que un posible inversionista pueda requerir.

DESCRIPCIÓN DE LA BOLSA DE VALORES DE COLOMBIA

La Bolsa de Valores de Colombia S.A. –BVC- es una institución que impulsa el desarrollo y crecimiento del mercado de activos financieros en el país. La función principal de la BVC es facilitar la canalización de los recursos del público para la financiación de empresas y del Gobierno, contribuyendo a su capitalización y crecimiento y consecuentemente al desarrollo económico del país. Asimismo, busca ser el principal foro de negociación de valores en el país de acuerdo con los más altos estándares internacionales.

LAS SOCIEDADES COMISIONISTAS DE BOLSA –SCB-

Actualmente 39 sociedades comisionistas son miembros activos de la Bolsa de Valores de Colombia. Con oficinas de representación a nivel nacional, son los profesionales expertos en la consecución y distribución de los recursos financieros. A través de ellos, las personas naturales y jurídicas pueden conocer la gama de alternativas de inversión que ofrece el mercado y recibir asesoría en la toma de decisiones de inversión. De hecho, a las Sociedades Comisionistas de Bolsa les asiste el deber de asesoría con sus clientes antes de realizar cualquier operación.

Las SCB se definen como profesionales dedicados a realizar, por cuenta de un tercero, pero a nombre propio, un negocio que le han ordenado perfeccionar a cambio de una contraprestación denominada comisión.

Su marco normativo es bastante amplio. Sin embargo las principales normas que los rigen son la Ley 964 de 2005, Ley del Mercado Público de Valores, las disposiciones de la Bolsa de Valores de Colombia, Superintendencia Financiera de Colombia, Código de Comercio, entre otras.

Las SCB deben dar cumplimiento a lo dispuesto en el título segundo de la parte segunda de la Resolución 400 de 1995 de la Superintendencia de Valores, hoy Superintendencia Financiera de Colombia, que dicta las pautas relativas a las operaciones por cuenta propia, administración de valores, administración de portafolios de terceros, asesorías en actividades relacionadas con el mercado de capitales, operaciones de corretaje, entre otras.

De acuerdo con lo dispuesto en el Art. 2.2.9.4. de la norma en mención, las SCB tendrán entre otras, las siguientes obligaciones con el inversionista:

1. Prestar, con la debida diligencia, la asesoría necesaria para la mejor ejecución del encargo.
2. Dar adecuado cumplimiento a todas las obligaciones de información contenidas en la ley, subrayándose la importancia de informar al cliente acerca de cualquier circunstancia sobreviniente que pueda modificar la voluntad contractual del mismo, así como cualquier situación de conflicto de interés, absteniéndose de actuar, cuando a ello haya lugar.

Adicionalmente, las SCB están obligadas a cumplir lo dispuesto en la Resolución 1200 de 1995 de la Superintendencia de Valores, en relación con su función de intermediación, que incluye actividades tales como:

- a) Revelar al mercado la información privilegiada o eventual sobre la cual no tengan deber de reserva y estén obligadas a transmitir;
- b) Guardar reserva, de acuerdo con el numeral 2o del artículo 7o del decreto 1172 de 1980, respecto de las informaciones de carácter confidencial que conozcan en desarrollo de su actividad, entendiendo por tales aquellas que obtienen en virtud de su relación con el cliente, que no está a disposición del público y que el cliente no está obligado a revelar;
- c) Obtener, en cada caso, autorización expresa y escrita del cliente para ejecutar órdenes sobre valores emitidos por empresas a las que esté prestando asesoría en el mercado de capitales, excepto cuando dicha asesoría sea propia del contrato de comisión;
- d) Informar adecuadamente a los clientes previamente a la aceptación del encargo sobre su vinculación, en desarrollo del literal d) del artículo 2o de la ley 45 de 1990, cuando la orden tenga por objeto títulos emitidos, avalados, aceptados o cuya emisión sea administrada por la matriz, por sus filiales o subsidiarias de ésta, y
- e) Abstenerse de:

1. Realizar cualquier operación en el mercado utilizando información privilegiada, en los términos del artículo 75 de la ley 45 de 1990, 27 de la ley 190 de 1995 y el artículo 1.1.1.1, letra a) de la presente resolución.
2. Suministrar información a un tercero que no tenga derecho a recibirla conforme a las disposiciones citadas;
3. Con base en dicha información, aconsejar la adquisición o venta de un valor en el mercado, según lo previsto en el artículo 75 de la ley 45 de 1990 y el artículo 27 de la ley 190 de 1995.
4. Ejecutar órdenes desconociendo la prelación en su registro ordenada por el título cuarto, de la parte tercera de la presente resolución.
5. Preparar, asesorar o ejecutar órdenes que según un criterio profesional y de acuerdo con la situación del mercado, puedan derivar en un claro riesgo de pérdida anormal para el cliente, a menos que, en cada caso, éste de por escrito autorización expresa y asuma claramente el riesgo respectivo.

Los accionistas, administradores y empleados de la SCB también deben acogerse a lo dispuesto en la Resolución 1200 / 95 en lo referente a las reglas de conducta con relación a las operaciones por cuenta propia, operaciones de asesoría en el mercado de capitales y administración de portafolios de inversión de capital extranjero, y deben cumplir con las siguientes obligaciones:

- Constituir y mantener las garantías legales y reglamentarias.
- Registrar todas las operaciones que se le exijan.
- Cumplir todas las obligaciones que contraigan con la Bolsa y con terceros.
- Cumplir las operaciones.
- Cumplir los reglamentos y respetar sus decisiones.
- Informar cualquier situación que atente contra la transparencia y seguridad del mercado.
- Concurrir a toda citación.
- Entregar los comprobantes oficiales de liquidación de las operaciones.
- Cerciorarse de la autenticidad e integridad de los valores negociados.
- Efectuar el saneamiento de los valores negociados.
- Llevar los libros exigidos por la ley

- Obtener autorización del Consejo Directivo para las reformas estatutarias y enviar a la Bolsa copias auténticas de las escrituras correspondientes, con la constancia de su inscripción en el Registro Público Mercantil.
- Efectuar los aportes al Fondo de Garantías.
- Adoptar la estructura de cubrimiento de riesgos.
- Informar acerca de las reclamaciones que afecten las pólizas de riesgos financieros.
- Enviar a la Bolsa la información que solicite.
- Tener comprobantes de operaciones dentro de los 3 días siguientes
- Reserva
- No inducir en error a sus clientes
- Informar a sus clientes

ANTES DE TOMAR LA DECISION DE INVERTIR, EL INVERSIONISTA, DEPENDIENDO DEL NIVEL DE RIESGO QUE ESTE DISPUESTO A ASUMIR (PERFIL DE RIESGO) Y EL CAPITAL QUE DESEE INVERTIR, DEBE TENER EN CUENTA LOS RIESGOS QUE ESTÁN RELACIONADOS CON LA INVERSION EN UN TITULO DE RENTA VARIABLE, COMO LA ALTA CONCENTRACIÓN DEL MERCADO, LA NULA BURSATILIDAD DE ALGUNAS ACCIONES Y LA POSIBILIDAD DE PERDER EL CAPITAL INVERTIDO.

PRIMERA PARTE: DE LOS VALORES

CARACTERÍSTICAS DE LOS TÍTULOS.

INFORMACIÓN GENERAL

A. ACCIONES INSCRITAS DERECHOS QUE INCORPORAN LOS VALORES Y LEY DE CIRCULACIÓN.

CLASE DE ACCIONES: acciones ordinarias (clase A y clase C) de Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP.

LEY DE CIRCULACIÓN: Nominativas

VALOR NOMINAL: \$ 7.744,037854672850 moneda legal colombiana.

NUMERO DE ACCIONES: 306.041.892 acciones

DERECHOS QUE INCORPORAN LAS ACCIONES: Los accionistas tendrán los derechos reconocidos por la ley colombiana a los socios de las sociedades anónimas, en especial los de deliberación, votación, elección, obtención de dividendos, inspección, reintegro del saldo correspondiente a su aporte en la liquidación.

B. REGLAS RELATIVAS A LA REPOSICIÓN, FRACCIONAMIENTO Y ENGLOBE DE LOS VALORES.

En caso de **hurto, pérdida o deterioro de los títulos** la sociedad expedirá al titular inscrito en el Libro de Registro de Acciones, a su costa y riesgo, un duplicado previa comprobación de la circunstancia alegada, con la copia correspondiente del denuncia penal y otorgamiento de las garantías que la Junta Directiva establezca para el efecto.

En el evento que reaparezca el original hurtado o extraviado, el accionista debe restituir el duplicado para ser anulado.

En caso de deterioro, para la expedición del duplicado se requerirá la entrega del original, en el estado en que se encuentre, a efecto de ser destruido.

El fraccionamiento y englobe de los títulos queda a voluntad de los accionistas

C. Las Acciones Ordinarias de E.E.B S.A. E.S.P. estarán inscritas en la Bolsa de Valores de Colombia (BVC).

D. Las acciones se negociarán mediante el endoso y entrega del título y la inscripción en el libro de registro de accionistas.

E. OBJETIVO DEL PROCESO

El objetivo de inscribir las Acciones Ordinarias de E.E.B S.A. E.S.P. En el Registro Nacional de Valores y Emisores y en la Bolsa de Valores de Colombia, es permitir la negociación de las

mismas en el mercado público de valores, de manera que los accionistas, si así lo desean, puedan negociar sus acciones en dicho mercado.

F. MEDIOS A TRAVÉS DE LOS CUALES SE DARÁ A CONOCER LA INFORMACIÓN DE INTERÉS PARA LOS INVERSIONISTAS.

Empresa de Energía de Bogotá S.A E.S.P. dará a conocer a los inversionistas toda aquella información que se considere relevante frente a la Empresa, a través de la página web de la Superintendencia Financiera de Colombia www.superfinanciera.gov.co y de su página web www.eeb.com.co.

G. RÉGIMEN FISCAL APLICABLE A LOS VALORES OBJETO DE LA OFERTA.

Utilidad en la enajenación de acciones: De conformidad con el inciso primero del artículo 36-1 del Estatuto Tributario, o E.T., la utilidad obtenida en la enajenación de acciones no constituye renta ni ganancia ocasional, la parte proporcional que corresponda al accionista en las utilidades retenidas por la sociedad susceptibles de distribuirse como no gravadas que se hayan causado entre las fechas de adquisición y de enajenación, según el procedimiento que se explica en el numeral 3. En cuanto a la pérdida proveniente de la enajenación de acciones, ésta, por regla general, no es deducible del impuesto sobre la renta.

El artículo 36-1 del E.T., en su inciso segundo establece que no constituyen renta ni ganancia ocasional las utilidades provenientes de la enajenación de acciones inscritas en una Bolsa de Valores colombiana, de las cuales sea titular un mismo Beneficiario Real, cuando dicha enajenación no supere el diez por ciento (10%) de las acciones en circulación de la respectiva sociedad, durante un mismo año gravable. Por consiguiente, el beneficio de la desgravación de la utilidad únicamente aplica cuando el número de acciones enajenadas por un mismo Beneficiario Real no supere el 10% de las acciones que estén en circulación.

Valor patrimonial de las acciones: De conformidad con el artículo 78 de la Ley 1111 de 2006, que derogó parcialmente el artículo 272 del E.T., las acciones en cualquier clase de sociedad deben ser declaradas por su costo fiscal, teniendo en cuenta que se eliminó el sistema de ajustes integrales por inflación. El costo fiscal está constituido por el precio de adquisición o por el costo declarado en el año inmediatamente anterior, según sea el caso, sin perjuicio de la forma particular de ajuste prevista en el artículo 70 y 73 del E.T.

Utilidad en la distribución de dividendos: Por otro lado, no constituyen renta ni ganancia ocasional, los dividendos percibidos por accionistas que sean personas naturales residentes en el país o sociedades nacionales, siempre y cuando correspondan a utilidades que hayan estado sujetas a impuesto de renta en cabeza de la sociedad. Para efectos de determinar este beneficio, la sociedad que distribuye los dividendos, debe tomar la renta líquida gravable del respectivo año y restarle el impuesto básico de renta liquidado por el mismo año gravable. El resultado constituye la utilidad máxima susceptible de ser distribuida como no gravada, valor que en ningún caso puede exceder de la utilidad comercial después de impuestos.

Cuando de acuerdo con las reglas anteriores, se distribuyan dividendos gravados a personas naturales residentes en el país, tales dividendos estarán sujetos a una retención en la fuente a la tarifa del 33% si el beneficiario del pago o abono en cuenta no está obligado a presentar declaración de renta. No obstante lo anterior, la tarifa de retención en la fuente por concepto de dividendos será del 20% cuando el valor individual o acumulado de los pagos o abonos en cuenta a favor de personas naturales sea igual o superior a 1.400 UVT durante el respectivo año gravable (Decreto 567 de 2007).

Al tenor del Artículo 36-1 del Estatuto Tributario, las acciones que cotizan en bolsa gozan de un tratamiento especial consistente en que la utilidad que se obtenga en su enajenación no constituye renta ni ganancia ocasional cuando en cabeza de un mismo beneficiario real, en un año gravable no se enajena más del 10% de las acciones en circulación de la sociedad.

Cuando la enajenación en cabeza de un mismo beneficiario real involucra, en un mismo año gravable, más del 10% de las acciones en circulación de la sociedad, la utilidad que se obtenga se grava con el impuesto de renta o el de ganancias ocasionales.

De otra parte, para las acciones que cotizan en bolsa, la capitalización de reservas gravables genera un dividendo no constitutivo de renta ni ganancia ocasional, al tenor del Artículo 36 – 3 del Estatuto Tributario.

Adicionalmente, de conformidad con el artículo 48 inciso 1 y 49 del Estatuto Tributario, “los dividendos y las participaciones que perciban los socios, accionistas, comuneros, asociados, suscriptores y similares, que sean personas naturales residentes en el país, sucesiones ilíquidas de causantes que al momento de su muerte eran residentes en el país, o sociedades nacionales, no constituyen renta ni ganancia ocasional.”

G. DERECHOS DE LOS ACCIONISTAS DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.:

1. Participar en las deliberaciones de la asamblea general de accionistas y votar en ella;
2. El de recibir una parte proporcional de los beneficios sociales establecidos por los balances de fin de ejercicio, con sujeción a lo dispuesto en la ley o en los estatutos;
3. El de negociar libremente las acciones;
4. El de inspeccionar los libros y papeles sociales dentro de los quince días hábiles anteriores a las reuniones de la asamblea general en que se examinen los balances de fin de ejercicio, y
5. El de recibir una parte proporcional de los activos sociales, al tiempo de la liquidación y una vez pagado el pasivo externo de la sociedad.

H. OBLIGACIONES DEL EMISOR

1. Mantener a disposición de los inversionistas la información financiera que requieran.
2. Informar al Registro Nacional de Valores y Emisores y BVC sobre cualquier modificación financiera que sea de interés de los inversionistas.
3. Actualizar los datos básicos de la información revelada al RNVE y BVC.
4. Presentar oportunamente la información periódica.
5. Presentar oportunamente la información relevante.

INFORMACIÓN ADICIONAL - ACCIONES ORDINARIAS DE EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.

A. CLASE DE ACCIONES

Las acciones de las cuales trata el presente Prospecto de Información, son Acciones Ordinarias (clase A y clase C), y son aquellas suscritas por entidades estatales y personas naturales o jurídicas de naturaleza privada, respectivamente, que confieren a su titular todos los derechos inherentes a la calidad de accionista conforme a la Ley y a los estatutos de la sociedad.

B. VALOR PATRIMONIAL DE LAS ACCIONES

A 31 de diciembre de 2007, el valor intrínseco de las Acciones Ordinarias de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. es de (\$71.007.85) moneda legal colombiana por acción. Dicho valor se calculó dividiendo el valor del patrimonio en dicha fecha (\$6.097.555.935.668), por el número de acciones en circulación en igual momento (85.871.565).

C. PROCESO PARA CAMBIAR LOS DERECHOS ASOCIADOS A LAS ACCIONES ORDINARIAS DE E.E.B. S.A. E.S.P.

Corresponde a las Asamblea General de Accionistas modificar los derechos asociados a las Acciones Ordinarias de la Compañía, mediante reforma de los Estatutos Sociales.

D. CONVOCATORIA Y PARTICIPACIÓN EN LA ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS

Las reuniones de la Asamblea General son ordinarias y extraordinarias y son presididas por uno cualquiera de los asistentes, acordado por la mayoría absoluta de las acciones presentes en la reunión.

Reuniones ordinarias. Se efectúan en el domicilio de la sociedad dentro de los tres primeros meses de cada año, en el lugar, el día y hora determinado por el Presidente o la Junta Directiva en la convocatoria.

La Junta Directiva previo estudio y análisis de los Estados Financieros y de acuerdo con lo establecido en el Código de Comercio, puede en cualquier momento determinar los cortes de estados financieros que estime necesarios, con el propósito de distribuir utilidades.

La convocatoria se realiza con no menos de quince (15) días hábiles de antelación respecto de la fecha de la Asamblea, y en ella se previene que, durante el término de la convocatoria, los estados financieros certificados y dictaminados y los libros están a disposición de los accionistas para que puedan ejercer el derecho de inspección.

Reuniones extraordinarias. Se verifican por convocatoria de la Junta Directiva, del Presidente o del Revisor Fiscal. Además, cualquiera de los órganos anteriores debe convocar la Asamblea General de Accionistas cuando lo solicite un número de accionistas que represente por lo menos la cuarta parte del capital suscrito.

Las reuniones extraordinarias se llevan a cabo cuando lo requieran las necesidades imprevistas o urgentes de la sociedad, en el domicilio principal, en el día y hora indicados en la convocatoria, la que debe realizarse con una antelación no inferior a cinco (5) días calendario.



La Asamblea Extraordinaria no puede tomar decisiones sobre temas no incluidos en el orden del día, pero por decisión del setenta por ciento (70%) de las acciones representadas puede ocuparse de otros temas una vez agotado el orden del día.

La Asamblea General de Accionistas puede reunirse sin previa citación y en cualquier sitio cuando esté representada la totalidad de las acciones suscritas.

Sin perjuicio de lo anterior y con el fin de facilitar la toma de decisiones informadas a la Asamblea General de Accionistas, la sociedad pondrá a disposición de los accionistas en el domicilio principal y en la página web www.eeb.com.co, dentro del término de convocatoria, la documentación necesaria para la debida información de los mismos sobre los temas a tratar.

En todos los casos la citación de los accionistas se hará mediante comunicación escrita dirigida a cada uno de ellos a la dirección registrada en la sociedad o por medio de un aviso publicado en un periódico editado en el Distrito Capital y de amplia circulación en el territorio nacional, siendo válida una cualquiera de las dos formas. Sin embargo, la Asamblea General de accionistas podrá reunirse sin previa citación y en cualquier sitio cuando esté representada la totalidad de las acciones suscritas.

Todos los tenedores de las Acciones Ordinarias de E.E.E S.A. E.S.P. pueden participar en la Asamblea de Accionistas.

De conformidad con el artículo 184 del Código de Comercio, modificado por el artículo 18 de la Ley 222 de 1995, todo accionista podrá hacerse representar en las reuniones de la Asamblea General de Accionistas, mediante poder que deberá reunir los requisitos contemplados en la Ley.

E. RESTRICCIONES PARA LA NEGOCIACIÓN.

Enajenación de acciones: Las acciones de EEB son libremente negociables y los accionistas podrán enajenarlas sin sujeción al derecho de preferencia.

La enajenación se perfecciona por el simple acuerdo de las partes, pero para que surta efectos con relación a la sociedad y a terceros, se requiere la inscripción en el libro de registro de acciones mediante orden escrita del enajenante o en virtud de endoso hecho en el título respectivo.

Las acciones que no hayan sido pagadas en su integridad también podrán ser negociadas pero el suscriptor, y los adquirentes subsiguientes serán solidariamente responsables por el importe no pagado de las mismas.

Cuando los accionistas públicos deseen o deban enajenar las acciones estatales, deberán sujetarse a las siguientes reglas:

En caso de que la enajenación de acciones pudiese modificar la porción entre el capital estatal y el privado, alterando la mayoría del 51 % que el estado deberá mantener en la sociedad, (Acuerdo 01 de 1996), número de acciones que sea indispensable para preservar el punto de equilibrio sólo podrá enajenarse en favor de otro ente jurídico del Estado.

En caso de que un ente del Estado vaya a enajenar acciones de cualquier clase a favor de particulares, deberá darse aplicación a las disposiciones de la ley 226 de 1995.

SEGUNDA PARTE: INFORMACIÓN DEL EMISOR

CAPITULO I INFORMACIÓN GENERAL

A. RAZÓN SOCIAL, SITUACIÓN LEGAL, DURACIÓN Y CAUSALES DE DISOLUCIÓN, ESCRITURA DE CONSTITUCIÓN Y LA DE LA ULTIMA REFORMA ESTATUTARIA. LUGAR O LUGARES EN DONDE SE PUEDEN CONSULTAR LOS ESTATUTOS SOCIALES

DENOMINACIÓN SOCIAL

Mediante escritura pública No. 610 de la Notaria 28 de Bogotá D.C. del 3 de junio de 2006, bajo el número 544.611 del libro IX, La Empresa de Energía de Bogotá, se transformó de Empresa Industrial y Comercial del Estado, del orden distrital a Empresa de Servicios Públicos, como sociedad por acciones, bajo la denominación: “Empresa de Energía de Bogotá S.A. Empresa de Servicios Públicos”, pudiendo utilizar para todos los efectos, en todas sus actuaciones jurídicas y transacciones comerciales, la sigla EEB S.A. (E.S.P.).

Posteriormente, por la escritura pública No. 1339, otorgada por la Notaria 36 de Bogotá D.C. del 10 de mayo de 2006, inscrita el 11 de mayo del 2006 bajo el número 1054596 del libro IX., la sociedad cambió su nombre a Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.

NATURALEZA JURÍDICA

La Empresa de Energía de Bogotá S. A. ESP, es una empresa de servicios públicos, constituida como sociedad anónima por acciones, 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 generis*, dada su función de prestación de servicios públicos domiciliarios.

Por la composición y el origen de su capital la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. es una sociedad constituida con aportes estatales y de capital privado, de carácter u orden distrital, en la cual los entes del estado poseerán en ella por lo menos el cincuenta y uno por ciento (51%) de su capital social, de conformidad con el acuerdo 001 de 1996 del Concejo de Santa Fe de Bogotá, Distrito Capital, que autorizó su organización como sociedad por acciones en desarrollo de las disposiciones del Artículo 17 de la ley 142 de 1994 y del Artículo 104 del decreto ley 1421 de 1993.

DURACIÓN Y CAUSALES DE DISOLUCIÓN

El término de duración de sociedad es indefinido. Sin embargo, la sociedad podrá disolverse extraordinariamente, de acuerdo con la Ley y con lo previsto en los Estatutos Sociales.

La Compañía podrá disolverse:

- a) Por imposibilidad de desarrollar el objeto social, terminación del mismo o extinción de la cosa esencial que determine la explotación de su objeto.
- b) Por reducción del mínimo de accionistas demandado por la Ley.
- c) Por decisión de autoridad competente con fundamento en las causales taxativamente estipuladas en la Ley.
- d) Por reducción del patrimonio neto por debajo del cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito, por pérdidas en el ejercicio.
- e) Por concentración de la totalidad de las acciones en manos de un solo accionista.
- f) Por decisión de la Asamblea de Accionistas, tomada por el voto favorable del setenta por ciento (70%) de las acciones presentes en la reunión.

CONSULTA DE LOS ESTATUTOS

Los Estatutos Sociales de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. pueden ser consultados en el domicilio y oficina principal de la Empresa, o en la página web www.eeb.com.co.

B. ENTE ESTATAL QUE EJERCE INSPECCION Y VIGILANCIA SOBRE EL EMISOR Y FORMA JURIDICA O LEGISLACION ESPECIAL QUE LE SEA APLICABLE.

Por ser el emisor una empresa de servicios públicos, se encuentra sometido a la vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en los términos de la ley 142 de 1994 y la Ley 143 de 1994.

C. DOMICILIO SOCIAL

La Empresa de Energía de Bogotá S. A. ESP, tiene su domicilio principal en la ciudad de Bogotá, Distrito Capital.

Carrera 7 No. 73 – 44 Piso 6.
Edificio Fiducafe
Bogotá D.C.
Colombia.

Teléfono: +57 (1) 3268000
Fax: +57 (1) 3268010
Página web: www.eeb.com.co.
Nit: 899999082-3

D. OBJETO SOCIAL

La Empresa de Energía de Bogotá S. A. ESP, tiene como objeto principal la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía incluido dentro de ella el gas y líquidos combustibles en todas sus formas. Así mismo, podrá participar como socia o accionista en otras empresas de servicios públicos directamente o asociándose con otras personas, o formando consorcio con ellas.

En desarrollo de su objeto social puede ejecutar todas las actividades conexas, complementarias en especial las siguientes:

- a) Proyectar, construir, operar y explotar centrales generadoras de energía que utilicen cualquier recurso energético.
- b) Proyectar, construir, operar y explotar sistemas de transmisión y distribución de energía.
- c) Generar, adquirir para enajenar, intermediar y comercializar energía, dentro y fuera del territorio nacional, con sujeción a las leyes de la República.
- d) Prestar el servicio público domiciliario de energía en el Distrito Capital, en los municipios con los cuales suscriba convenios especiales y en cualquier otro lugar diferente al domicilio social.
- e) Celebrar todo tipo de acuerdos, convenios, contratos y negocios jurídicos relacionados con el desarrollo de su objeto social y, en especial, asumir cualquier forma asociativa o de colaboración empresarial con personas naturales o jurídicas para adelantar actividades relacionadas con el objeto social, así las conexas y complementarias.
- f) Participar como asociado, socio o accionista en las empresas relacionadas con el objeto social, en las que realicen actividades tendientes a prestar un servicio o proveer bienes indispensables para el cumplimiento de su objeto, o en cualesquier ente Jurídico que desarrolle actividades útiles para la ejecución del objeto social de la empresa.
- g) Desarrollar y ejecutar todos los negocios jurídicos que conforme a la ley colombiana puedan desarrollar las empresas de servicios públicos.
- h) Impulsar actividades de naturaleza científica y tecnológica relacionadas con su objeto, así como realizar su aprovechamiento y aplicación técnica y económica.
- i) Realizar todas las acciones tendientes a dar cumplimiento al objeto social, ejercitar sus derechos y cumplir las obligaciones de la empresa.
- j) Adelantar todos los negocios jurídicos indispensables para la adecuada explotación de la infraestructura que conforma la empresa, constituyendo los entes jurídicos que se requieran para el efecto, asociándose con otras empresas de servicios públicos de cualquier orden, o con los particulares bajo cualquier forma asociativa autorizada por la Ley.
- k) Prestar los servicios de asesoría y consultoría en temas relacionados con su objeto social principal

La sociedad a través de sus órganos sociales, con sujeción a la legislación mercantil, civil y laboral, podrá realizar toda clase de actos y negocios jurídicos, disponer de los bienes que conforman su patrimonio, adquirir toda clase de bienes y obligaciones a cualquier título.

E. RESEÑA HISTÓRICA

1896-1927

El servicio de energía domiciliar se estableció en la ciudad de Bogotá en el año de 1900 con la compañía Samper Bush & Cia., considerada como la primera empresa de energía eléctrica en la ciudad, funcionaba con una planta hidroeléctrica desde el río Bogotá.

Después de la Guerra de los Mil Días y la pérdida de Panamá, dicha empresa fue reestructurada, dando lugar al nacimiento de la Compañía de Energía Eléctrica de Bogotá en 1904.

Posteriormente, con las difíciles condiciones económicas y políticas derivadas de la Primera Guerra Mundial y de la crisis administrativa de la empresa, se dio origen a una



nueva empresa que compitiera con la ya existente; denominada Compañía Nacional de Electricidad.

LA GESTACIÓN DE LAS “EMPRESAS UNIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA” –1927

Algunas políticas públicas desfavorables para la Compañía de Energía Eléctrica de Bogotá, sumado a la crisis económica mundial, el surgimiento de sindicatos adscritos a la compañía y un mercado insuficiente para las dos empresas, condujeron a la fusión de las dos electrificadoras el 4 de noviembre de 1926.

De esta unión surgen las “Empresas Unidas de Energía Eléctrica” en 1927; entidad que a pesar de atravesar por la crisis económica de los años 30, logró expandirse en la ciudad y en sus alrededores.

NUEVO ESQUEMA DE ADMINISTRACIÓN

Hacia el año de 1943 se propuso por primera vez la municipalización de la energía de Bogotá. La creciente expansión de la ciudad requería que se tomaran medidas para atender la financiación de sus ensanches, por lo que mediante el Acuerdo 18 de 1959 se dio origen a la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, cuyo objeto sería la prestación del servicio público de energía eléctrica.

LOS GRANDES PROYECTOS

Durante la transición de las Empresas Unidas de Energía a la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, además de los proyectos de hidroeléctricas se construyeron centrales termoeléctricas en las zonas de El Charquito, El Salto y Zipaquirá, lo cual era una alternativa económica y segura para no depender exclusivamente de las hidroeléctricas. Pero el vertiginoso crecimiento de Bogotá entre los años 50 y 70 condujo a proyectos de mayor envergadura.

El primer gran embalse fue el de Guatavita, proyectado en los años sesenta, en un área de 3500 hectáreas, requerido para suministrar 22 metros cúbicos de agua por segundo, la necesaria para generar la electricidad que demandaba Bogotá.

El megaproyecto Guavio, el más importante realizado en el país, tiene una capacidad de 1750 Mw y constituyó uno de los mayores desafíos para la ingeniería colombiana.

10 AÑOS DE CAPITALIZACIÓN

En 1996 se transformó la Empresa de Energía de Bogotá se transformó en una sociedad por acciones asimilada da una sociedad anónima, organizada como una empresa de servicios públicos,

En octubre 23 de 1997, como resultado del proceso de capitalización y transformación de la empresa, se constituyeron dos empresas: una de generación, EMGESA, y de una de distribución, CODENSA, en las cuales EEB tiene una participación accionaria del 51 % y el grupo Endesa el 49 %.

La Empresa en los últimos años ha generado la transferencia de importantes recursos para los planes de inversiones de la ciudad de Bogotá y ha experimentado un intenso

proceso de crecimiento que la ha llevado a participar en importantes inversiones en el país y el exterior, tales como: REP de Energía del Perú, Transmantaro, Transcogas, TGI, entre otras. Además, ha recibido varias certificaciones ISO de calidad y se ha comprometido en un destacado proceso de responsabilidad social empresarial.

F. COMPOSICIÓN ACCIONARIA

Al 31 de diciembre de 2007, la composición accionaria de la Empresa de Energía de Bogotá .S.A .E.S.P. es:

ACCIONISTA	Número de acciones	%
Distrito Capital	70.023.922	81,544947
Ecopetrol S.A.	6.310.980	7,349325
Endesa Internacional S.A.	4.044.658	4,710125
Corficolombiana S.A.	3.271.505	3,809765
Enersis S.A.	1.213.741	1,413438
Chilectra S.A.	910.306	1,060078
Trabajadores y ex trabajadores de la EEB	48.425	0,056392
Empresa de Telecomunicaciones de Bogotá S.A. E.S.P.	39.303	0,045769
Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá E.S.P.	7.861	0,009154
Financiera Energética Nacional	393	0,000458
Asociación de Ingenieros de la EEB	393	0,000458
Sociedad de pensionados de la EEB	39	0,000045
Fondo de empleados energía	39	0,000045
	85.871.565	100,00

CAPITULO II ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.

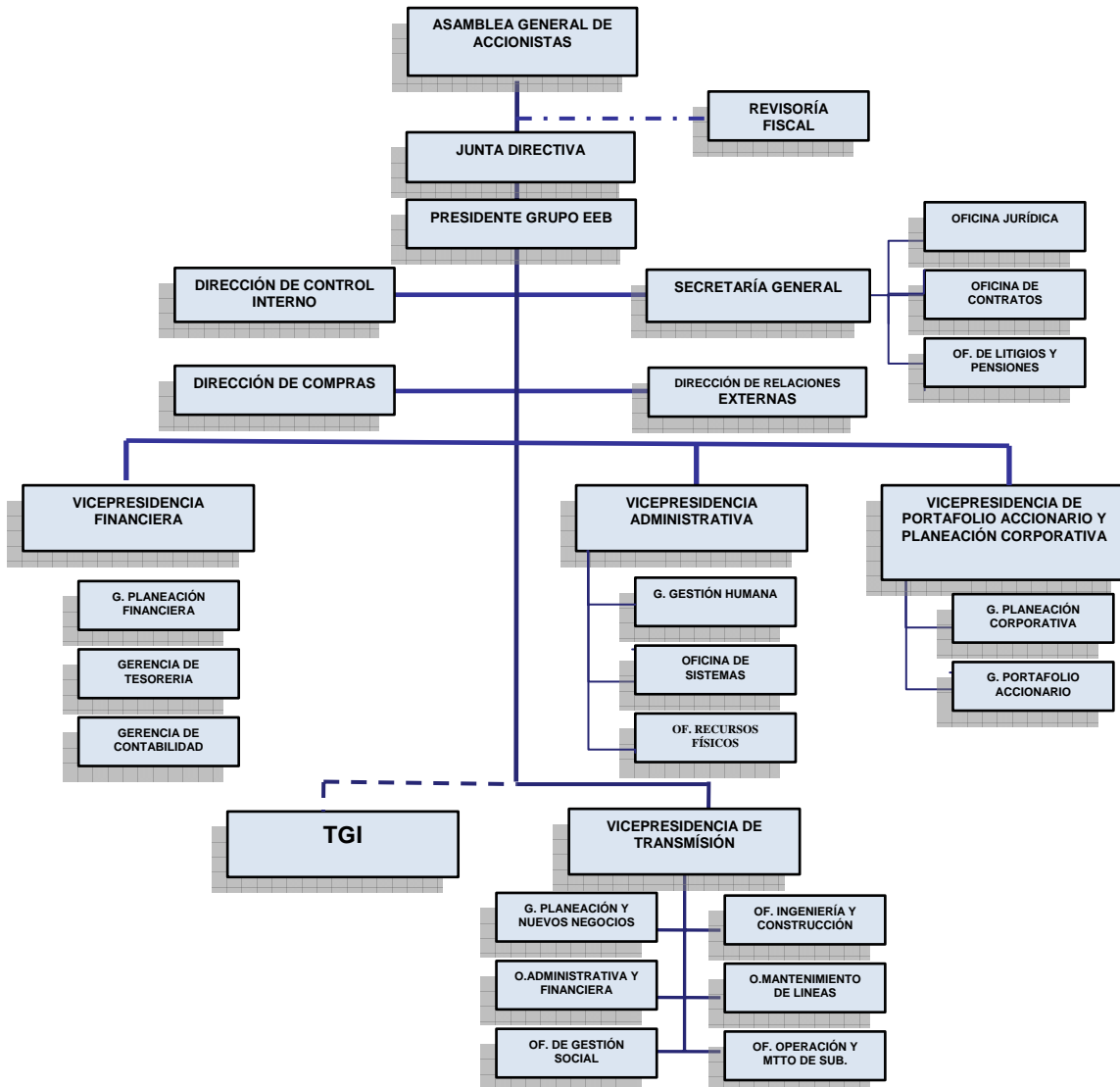
A. ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.

DESCRIPCIÓN DE LA ESTRUCTURA ORGÁNICA

A partir de la adquisición de la Transportadora de Gas del Interior - TGI, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. – EEB adoptó una nueva estructura organizacional con el fin de atender los nuevos retos de gestión y administración de los negocios de las empresas con control.

De ésta manera, la nueva estructura de EEB aprobada por la Junta Directiva, corresponde a un modelo organizacional en donde el Centro Corporativo cuenta con una estructura para administrar sus inversiones con y sin control, generar valor a sus unidades de negocio y prestar servicios compartidos.

Las inversiones en las que EEB tiene control así como su negocio operativo directo, están organizadas en Unidades de Negocio. El Centro Corporativo dirige y controla a la Unidad de Transmisión de Energía Eléctrica (negocio directo) y a la Unidad de Transporte de Gas (integrada por la empresa TGI)



B. JUNTA DIRECTIVA

La Junta Directiva de la Empresa está compuesta por nueve (9) miembros principales con sus respectivos suplentes, elegidos por la Asamblea General de Accionistas mediante el sistema de cociente electoral, de los cuales el 25% deben ser independientes en los términos de ley.

La designación de miembros de la Junta Directiva se hará para periodos de dos (2) años, pudiendo ser reelegidos y sin perjuicio de la facultad de remoción libre en cualquier tiempo por la Asamblea de Accionistas.

La Junta Directiva, de acuerdo con el artículo 19, numeral 16 de la ley 142 de 1994, se integrará expresando de manera proporcional la propiedad accionaria.

Las funciones de la Junta Directiva de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., son:

1. Darse su reglamento.
2. Nombrar y remover libremente al Presidente de la sociedad y a sus suplentes.
3. Convocar a la Asamblea General cuando lo crea conveniente o cuando lo solicite un número de accionistas que represente la cuarta parte de las acciones suscritas.
4. Fijar las políticas de administración y dirección de los negocios sociales.
5. Presentar a la Asamblea de Accionistas, junto con el balance y las cuentas de cada ejercicio, un informe razonado sobre la situación económica y financiera de la sociedad y el proyecto de distribución de utilidades.
6. Aprobar el reglamento de emisión, suscripción y colocación de acciones y adoptarlo.
7. Inspeccionar los libros de la sociedad, cuentas, contratos y documentos en general.
8. Ordenar los aumentos del capital social, en el evento previsto en el artículo 19 de la ley 142 de 1994.
9. Determinar la cuantía de los contratos, actos y negocios jurídicos que puede delegar el gerente general en funcionarios de nivel directivo, ejecutivo o sus equivalentes.
10. Velar por el cumplimiento de la Ley, los estatutos, las órdenes de la Asamblea de Accionistas y los compromisos adquiridos por la sociedad en desarrollo de su objeto social.
11. Aprobar los planes de desarrollo de la sociedad y las directrices para su ejecución.
12. Aprobar el presupuesto anual de la sociedad, sus programas de inversión, mantenimiento y gastos, así como las proyecciones financieras.
13. Decidir sobre sus excusas, vacaciones y licencias del **Presidente**, así como las del revisor fiscal.
14. Recibir, evaluar, aprobar o improbar los informes que le presente el **Presidente** de la sociedad sobre el desarrollo de su gestión.
15. Vigilar la correcta prestación del servicio público que constituye el objeto social.
16. Ordenar las acciones correspondientes contra los administradores, funcionarios directivos y demás personal de la sociedad por omisiones o actos perjudiciales para la empresa.
17. Velar por el estricto cumplimiento de los estatutos y la Ley.

18. Autorizar al **Presidente** para delegar algunas de sus funciones conforme a los estatutos de la sociedad.
19. Aprobar el avalúo de los aportes en especie que reciba la empresa de conformidad con el artículo 19.7 de la ley 142 de 1994.
20. Aprobar las políticas de personal, la planta de personal y los parámetros de remuneración a propuesta del **Presidente**.
21. Ejercer las funciones que le delegue la Asamblea General de Accionistas.
22. Adoptar las medidas específicas respecto del gobierno de la Empresa, su conducta y su información, con el fin de asegurar el respeto de los derechos de quienes inviertan en sus acciones o en cualquier otro valor que emita, y la adecuada administración de sus asuntos y el conocimiento público de su gestión y presentar a la Asamblea General de Accionistas, con el **Presidente**, un informe, relacionado con los asuntos anteriores.
23. Velar por el efectivo cumplimiento de los requisitos establecidos por los organismos de regulación del mercado de valores.
24. Asegurar el respeto a los derechos de todos sus accionistas y demás inversionistas en valores, de acuerdo con los parámetros fijados por los órganos de regulación del mercado de valores.
25. Aprobar, modificar y desarrollar el Código de Buen Gobierno presentado por el **Presidente**, en el cual se compilen todas las normas y sistemas exigidos en disposiciones vigentes y velar por su efectivo cumplimiento.
26. Conocer de las reclamaciones formuladas por los accionistas e inversionistas relacionadas con la aplicación del Código de Buen Gobierno.

La Junta Directiva de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. está conformada por:

PRINCIPALES	SUPLENTES
SAMUEL MORENO ROJAS	MARTHA CATALINA VELASCO CAMPUZANO
YURÍ CHILLÁN REYES	MARIA CAMILA URIBE SANCHEZ
MONICA DE GREIFF LINDO	MARTHA YANETH VELEÑO QUINTERO
PEDRO RODRIGUEZ TOBO	MARIA FERNADA SANCHEZ SANCHEZ
ANTONIO JOSE URDINOLA URIBE	DIEGO ZULETA LLERAS
PEDRO ROSALES NAVARRO	CAMILO MARULANDA LOPEZ
ANDRES REGUE GODALL	LUCIO RUBIO DIAZ
PEDRO NEL OSPINA SANTAMARIA	ISAAC DYNER
RUTH MARY ABRIL AREVALO	ENRIQUE AYOBÍ

Los actuales miembros de la Junta Directiva de la E.E.B. S.A. E.S.P. fueron elegidos por la Asamblea General de Accionistas en reunión ordinaria de fecha 27 de marzo de 2008, para un periodo de dos años contado a partir de la fecha de elección.

Los miembros independientes de la Junta Directiva de E.E.B. S.A. E.S.P. cumplen con lo previsto en los Estatutos Sociales, en la Ley 964 de 2005 y con los requisitos exigidos por el Decreto 3923 de 2006.

C. MECANISMOS ADOPTADOS PARA GARANTIZAR LA INDEPENDENCIA DE LOS MIEMBROS DE JUNTA DIRECTIVA.

Con el objeto de dar cumplimiento a lo establecido en la Ley 964 de 2005, la Junta Directiva de EEB, está compuesta por nueve (9) miembros principales con sus respectivos suplentes, de los cuales tres (3) son independientes; igual calidad se predica de los suplentes, superando el mínimo porcentaje del 25% establecido por la ley.

Con miras a determinar la calidad de independiente, se estudiaron las hojas de vida de los candidatos adicionalmente, se llevaron a cabo encuestas, las cuales fueron diligenciadas por los miembros de la Junta.

D. MIEMBROS DE LA JUNTA QUE DESEMPEÑAN ALGÚN CARGO ADICIONAL EN LA ENTIDAD O EN CUALQUIERA DE SUS VINCULADAS:

- Ruth Mary Arelo Arévalo: Profesional de la Oficina de Informática de E.E.B.
- Enrique Ayobi: Gerente de Planeación y Nuevos Negocios de la Vicepresidencia de Transmisión.
- Lucio Rubio Díaz: Presidente del Grupo Endesa en Colombia.

E. DIRECTIVOS, CARGOS Y FUNCIONES

a. Presidencia

Ejercer la representación legal de la compañía, realiza las acciones tendientes a dar cumplimiento con el objeto social de la empresa, ejercitar sus derechos y administrar la Sociedad.

b. Secretaría General

Prestar asesoría jurídica y representar a la empresa en todos los asuntos en los cuales ella sea parte, así como actuar como secretario de la Asamblea General de Accionistas y de la Junta Directiva y llevar los libros y registros establecidos por la ley y el estatuto social.

c. Dirección de Control Interno

Asesorar a la Presidencia, demás áreas de la empresa y Unidades de Negocio, en la evaluación integral, sistemática y selectiva de los sistemas asociados a las políticas, planes, procesos y procedimientos para verificar su cumplimiento.

d. Vicepresidencia Financiera

Desarrollar los procesos financieros que garanticen la solidez económica y financiera de la empresa y efectuar el control financiero de las operaciones propias y de las unidades de negocio, en el marco de las políticas establecidas.

e. Vicepresidencia Administrativa

Administrar el talento humano, los recursos físicos y los sistemas de información y de gestión de calidad. Acompañar a las demás áreas y unidades de negocio en todos los temas laborales, individuales y colectivos, y los relacionados con las políticas, planes y programas que le permitan al grupo contar con talento humano idóneo y con los recursos para su adecuado funcionamiento.

f. Vicepresidencia de Portafolio Accionario y Planeación Corporativa

Apoyar a las unidades de negocio en la búsqueda y consolidación de nuevas inversiones en el sector energético nacional e internacional, que maximicen la rentabilidad y creación de valor de la empresa; la evaluación y seguimiento de los negocios que componen el portafolio accionario; desarrollar y mantener un esquema de evaluación de los negocios de la empresa con esquemas de benchmarking y formular políticas, planes, estrategias y proyectos de largo, mediano y corto plazo para el logro de la visión de la empresa.

g. Vicepresidencia de Transmisión (Unidad de Transmisión de Electricidad)

Asegurar la eficiente administración, operación y mantenimiento de la infraestructura de transmisión de energía eléctrica de la Empresa y su participación en los planes de expansión del Sistema de Transmisión Nacional e internacional, que promuevan el crecimiento de la Empresa en el sector.

F. REPRESENTANTES LEGALES

Los representantes legales de la Empresa de Energía de Bogotá S.A., son:

Astrid Martínez Ortiz	Representante Legal - Presidente
Henry Navarro Sánchez	Primer Suplente del Presidente
Jorge Armando Pinzón Barragán	Segundo Suplente del presidente
Mario Trujillo Hernández	Tercer Suplente del Presidente

Los principales Administradores de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., son:

Astrid Martínez Ortiz	Presidente
Henry Navarro Sánchez	Vicepresidente de Portafolio Accionario y Planeación Corporativa
Jorge Armando Pinzón Barragán	Vicepresidente Financiero
Juan Manuel Bernal Crespo	Vicepresidente Administrativo
Ernesto Moreno Restrepo	Vicepresidente de Transmisión
Mario Trujillo Hernández	Secretario General
Jaime Quintana Montes	Director de Control Interno
Elizabeth Melo Acevedo	Director de Relaciones Externas

Las hojas de vida de los principales Administradores de la Empresa de Energía de Bogotá son:

Presidente:

Astrid Martínez Ortiz, Economista egresada de la Universidad Nacional de Colombia, con Magíster en Economía de la Universidad de los Andes, de la ciudad de Bogotá, Doctora en Economía de la Universidad Estadual de Campinas, Brasil, Especialista en Banca de la Universidad de los Andes de Bogotá. Gerente de la Empresa de Energía de Bogotá desde el 1 de Febrero de 2005. Actualmente, Presidente del Grupo Empresarial Energía de Bogotá.

En su trayectoria profesional se ha desempeñado en diferentes cargos tales como: Gerente General de Empresa de Transporte del Tercer Milenio – TRANSMILENIO S.A. En la Universidad nacional de Colombia desempeñó varios cargos académicos como: Directora Postgrado Facultad de Ciencias Económicas, Coordinadora Académica de la Maestría en Administración, Coordinadora del Observatorio Colombiano de la Coyuntura Internacional, Coordinadora Académica del Doctorado en Ciencias Económicas, Directora del Centro de Investigaciones para el Desarrollo CID, Directora Observatorio Colombiano de Energía OCE. Directora de Planeación Corporativa, Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL, Vicepresidente Técnica – Económica, Asociación Bancaria y de entidades financieras de Colombia. Asesora de la Consejería Económica de la Presidencia de la República.

Vicepresidente de Portafolio Accionario y Planeación Corporativa:

Henry Navarro Sánchez, Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional de Colombia, Master of Science en Potencia Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia, Master of Science en Ingeniería eléctrica de la Universidad de Manchester, Inglaterra. Profesor de cátedra de la universidad Externado de Colombia en la carrera de Gobierno y Relaciones Internacionales. En la Empresa

Durante su trayectoria profesional ha desempeñado cargos como: ingeniero en regulación técnica del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica – ICEL. Profesor de la facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia. Y de energía en el Postgrado de Servicios Públicos de la Universidad Externado de Colombia. Se vinculó con EEB desde 1983, donde ha ocupado cargos como: Jefe de la Oficina de Operación Director de la Oficina de Planeación. Gerente de Transmisión y Desarrollo y de Negocios Corporativos.

Vicepresidente Financiero:

Jorge Armando Pinzón Barragán, Economista de la Universidad Nacional de Colombia, Especialista en Gerencia de impuestos de la Universidad Externado de Colombia. Ha desempeñado diversos cargos como: Asesor Financiero y Administrativo de INRAK Construcciones C.A en Venezuela, consultor de Economía de la División de Desarrollo Urbano y experto en investigaciones socioeconómicas del Instituto de Crédito Territorial. Analista económico de la División de Cambios y Análisis Económico del Banco de la República. Se vinculó a la Empresa de Energía de Bogotá desde el año 1982, donde ha ocupado cargos tales como: Jefe de la División de Planeación Financiera, Jefe de Operaciones Económicas, Asistente de la Subgerencia Financiera, Jefe del Departamento de Estadísticas y Tarifas del Departamento de Investigaciones Económicas y Gerente Administrativo y Financiero.

Vicepresidente Administrativo:

Juan Manuel Bernal Crespo, Ingeniero Civil de la Universidad de los Andes, Especialista en Mecánica de Suelos e ingeniería de cimentaciones de la Universidad Politécnica de Madrid, Especialista en Planificación de la Calidad y todo lo relacionado con el sistema ISO 9000:2000 por Bureau Veritas.

Inició su carrera profesional en la Universidad de los Andes como ingeniero en el Laboratorio de Hidráulica del Centro de Investigación de la Facultad de Ingeniería. Trabajó como ingeniero en Hidroestudios Ltda. y en la Compañía de Proyectos Técnicos Ltda. Fue coordinador de ingeniería en Protecnic Ltda. y en Intersa Ltda., trabajó en la Vicepresidencia para el desarrollo en la Financiera de Desarrollo Territorial S.A, fue jefe de la división de control y seguimiento del Fondo de Cofinanciación para la Inversión Social y como Consultor para el Programa de Desarrollo de las Naciones Unidas. Se vinculó a EEB desde 1999 donde fue Jefe de la Oficina de Planificación.

Vicepresidente de Transmisión:

Ernesto Moreno Restrepo, Ingeniero Eléctrico de la Universidad de los Andes (1980), Especialista en Mercadeo de la Universidad de EAFIT, Especialista en Administración de Empresas de la Universidad del Rosario 1986, General Management of Electronic Utilities Training Program, The Institute of International Education, Texas, EE.UU.

Durante su carrera profesional ha desempeñado cargos como: Profesional en el departamento de ingeniería eléctrica de INGETEC - Ingenieros Consultores S.A. Se vinculó a EEB en 1980, donde ha ocupado varios cargos: ingeniero en el departamento de sub-estaciones, jefe de la división de líneas de transmisión, jefe del departamento de ingeniería de equipos, asistente del Gerente de Operaciones, jefe de la división de ingeniería eléctrica, jefe de la división de generación eléctrica y jefe de la división de planeación eléctrica, Gerente de Transmisión.

Secretario General:

Mario Trujillo Hernández, Abogado de la Universidad Externado de Colombia, Especialista en Derecho Laboral y Relaciones Industriales de la Universidad Externado de Colombia, Especialista en Gestión Pública e Instituciones Administrativas de la Universidad de los Andes.

Ha desempeñado varios cargos como: Asesor Jurídico de la Contraloría de Bogotá, Jefe de Auditoría Fiscal de EEB, jefe de la Oficina Jurídica y Secretario General del Ministerio de Agricultura, fue Presidente de la Transportadora de Gas del Interior TGI S.A. ESP. Se vinculó a EEB en 1991, como Secretario General, cargo que actualmente ocupa.

Dirección de Control Interno:

Jaime Quintana Montes, Contador público de la Universidad de Cartagena – Colombia. Especialista en Gerencia de Impuestos de la Universidad de Cartagena en convenio con la Universidad Externado de Colombia. Especialista en Gerencia Empresarial de la Corporación Tecnológica de Bolívar.

Curso de “Internal Control – Sarbane Oxley Act”, Curso de “Finance Training”, Curso de “Using Fixed Assets Accounting” y Curso de “General Accounting Activities” en Cabot Corporation – Boston -USA. Curso de “Standard and Manufacturing Cost” en Cabot Suresnes – Paris Francia.

En su trayectoria profesional se ha desempeñado como auditor de firmas como Controller Rohm and Hass Región Andina, Price Waterhouse, Anaya & Anaya, entre otras y como coordinador de Control Interno - Senior Financial and Cost Analyst de Cabot Colombiana S.A.

G. REVISOR FISCAL

En la Asamblea General Ordinaria de Accionistas efectuada el 27 de marzo de 2008, fue designada la firma Deloitte & Touche Ltda., como Revisor Fiscal del Grupo Energía Bogotá S.A. para un período de dos (2) años correspondiente a los ejercicios de los años 2008 y 2009.

El órgano de fiscalización de la Empresa es la Revisoría Fiscal. Sólo se podrá elegir para ejercer el cargo de Revisor Fiscal o de suplente del mismo, a personas naturales o jurídicas debidamente inscritas en el Registro de la Junta Central de Contadores y que cumplan con los requisitos establecidos en la Ley 43 de 1990 o en las normas que la reglamenten, modifiquen, sustituyan, o que resultaren aplicables.

La elección del Revisor Fiscal se llevará a cabo con base en una preselección objetiva y transparente adelantada por el Comité de Auditoría de la Junta Directiva. El Comité de Auditoría de la Junta Directiva realiza la evaluación de los candidatos y presenta a la Asamblea General de Accionistas una recomendación, en la cual establece un orden de elegibilidad, atendiendo a criterios de experiencia, servicio, costos y conocimiento del sector. Los accionistas pueden proponer al Comité candidatos adicionales para Revisor Fiscal, siempre que sus perfiles se ajusten a lo establecido en la Ley y en estos Estatutos.

El Revisor Fiscal devengará la asignación que le señale la Asamblea General de Accionistas, de acuerdo con criterios tales como su idoneidad, experiencia profesional en auditoría de compañías similares, directrices del mercado y la evaluación de su gestión.

El periodo del Revisor Fiscal será igual al de la Junta Directiva, pero en todo caso podrá ser removido en cualquier momento por la Asamblea General de Accionistas con el voto de la mitad más una de las acciones presentes en la reunión.

Las personas naturales designadas por la firma son:

NOMBRE	IDENTIFICACIÓN	TARJETA	CARGO
Ricaurte Bermúdez Lina Mayerly	52.964.479	132.458 - T	Principal
Aguillon Rojas Sandra Milena	47.436.442	82.878 - T	Primer Suplente
Vargas Zambrano Jaime Alberto	79.680.460	81.100- T	Segundo Suplente

Lina Mayerly Ricaurte Bermúdez

Habilidades y Fortalezas

Contador Público con formación profesional integral en contabilidad, auditoría, planeación estratégica y procesos, con capacidad para desarrollar trabajo en equipo,

con 2 años de experiencia en el área de auditoría y de revisoría fiscal especialmente en empresas de servicios públicos.

Con destrezas en comunicación, dirección y liderazgo, trabajo en grupo, adaptabilidad, flexibilidad y orientación a resultados, trabajo bajo presión.

Experiencia Laboral

Deloitte & Touche Ltda.

Cargo actual: Asistente de auditoria

Fechas: Agosto de 2006 a la fecha

Principales funciones: Evaluación del control interno, evaluación y análisis de estados financieros, desarrollo de pruebas sustantivas y de cumplimiento sobre los mismos, así como el diseño y seguimiento de recomendaciones de control interno.

Los trabajos de Auditoría Financiera y Revisoría Fiscal desarrollados son:

- Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (Transmisión de Energía).
- Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P. (Transporte de Gas)
- Transportadora Colombiana de Gas S.A. E.S.P. (Transporte de Gas).
- Grupo Editorial Planeta
- Hotel Santa Clara en Reestructuración S.A. (Sector Hotelero)
- Grunenthal Colombiana S.A. (Sector Farmacéutico)
- Procedimientos 144 A –Emisión de Bonos Grupo Energía de Bogotá.

Formacion Academica

- Contaduría Pública
Universidad Nacional de Colombia 2006

Auditoria de Negocios

- Partners in learning – PIL - Audit immersion – Julio de 2007 –Cartagena, Colombia.
- 2007 y 2008 - Cursos E-learning IFRS – International Financial Reporting Standards e IAS – International Accounting Standards - Sarbanes Oxley.
- En 2007 y 2008 – Cursos programados por la firma para actualizaciones del Enfoque de Auditoría de Deloitte a nivel mundial, como consecuencia de cambios en las normas de auditoria y de la incorporación de los nuevos estándares que están en línea con la aplicación de las auditorias integradas reglamentadas por la Ley Sarbanes Oxley.

Sandra Milena Aguillón

Habilidades y Fortalezas

Contador Público con formación profesional integral en contabilidad, auditoría, planeación estratégica y procesos, con capacidad para desarrollar trabajo en equipo, con más de ocho años de experiencia comprobada en el área de auditoría y de revisoría fiscal en compañías nacionales y multinacionales de diferentes sectores (servicios públicos, industrial, comercial, telecomunicaciones) y con amplias aptitudes para diseñar y controlar una auditoría orientada especialmente a maximizar su valor como gestión de apoyo a la alta gerencia y a los accionistas.

Experiencia Laboral

Deloitte & Touche Ltda.

Cargo actual: Gerente de auditoria

Fechas: Julio de 2003 a la fecha

Principales funciones: Planeación, ejecución y supervisión de trabajos de auditoria externa, Sarbanes Oxley y revisoría fiscal en los clientes asignados.

Arthur Andersen & Cía Ltda.

Cargo: Asistente de auditoria

Fechas: Diciembre 20 de 1999 a Julio de 2003

Los trabajos de Auditoría Financiera y Revisoría Fiscal desarrollados son:

- Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.
- Grupo Enersis Distribución Colombia (Codensa S.A. E.S.P., Synapsis Colombia S.A., Compañía Americana de Multiservicios Ltda., Bioaise S.A. y Propaise S.A.) – Generación Energética
- Grupo Phoenix y auditoria para las compañías colombianas Multidimensionales S.A. y Plasdecol S.A. (Industria manufacturera)
- Protela S.A. (Industria manufacturera)
- Proquinal S.A. (Industria manufacturera)
- Termotasajero S.A. E.S.P. (Generación energética)
- Avantel S.A. (Telecomunicaciones)
- Grupo Valores Bavaria (Comunican S.A., Inversiones Cromos S.A., Red Colombia S.A., Parque Central Bavaria S.A. y Finca S.A.)
- MCI Colombia S.A. (telecomunicaciones)
- Avianca S.A. (Aviación)
- Video Colombia S.A. – Blockbuster
- Instituto de Seguros Sociales (Negocio de pensiones)

Formacion Academica

- Contaduría Pública
Universidad Externado de Colombia, 2001
- Diplomado Auditoría, Control de Gestión y Planeación Estratégica, Universidad Externado de Colombia, 2001.

Gerenciales

- Redacción Eficaz de Negocios – Mayo de 2000

Auditoría De Negocios

- Business audit immersion BAI Fase I (local) – Junio de 2000
- Business audit immersion BAI Fase II y III (Mexico) – Julio de 2000
- Diagramación de procedimientos y evaluación de controles - Julio de 2000
- Reporting period and local professional requirements (self-study) – Septiembre de 2000
- Basic diagnostic assessment (Self-study) – Junio de 2000
- Use of research manager (Self-study) – Septiembre de 2000
- Riesgos y controles en ambiente de Tecnología de información – Mayo de 2000
- En 2002 y 2003- cursos programados por la firma para actualizaciones del Enfoque de Auditoría de Deloitte & Touche.
- Partners in learning – PIL - Audit immersion – Julio de 2003 – Paipa, Boyacá
- 2004, 2005 y 2006 - Cursos E-learning IFRS – International Financial Reporting Standards e IAS – International Accounting Standards - Sarbanes Oxley
- En 2005 y 2006 – Cursos programados por la firma para actualizaciones del Enfoque de Auditoría de Deloitte a nivel mundial, como consecuencia de cambios en las normas de auditoría y de la incorporación de los nuevos estándares que están en línea con la aplicación de las auditorías integradas reglamentadas por la Ley Sarbanes Oxley.

Jaime Alberto Vargas Zambrano

Habilidades y Fortalezas

Contador Público con formación profesional integral en contabilidad, auditoría, planeación estratégica y procesos, con capacidad para desarrollar trabajo en equipo, con más de ocho años de experiencia comprobada en el área de auditoría y de revisoría fiscal en compañías nacionales y multinacionales de diferentes sectores (servicios públicos, petrolero, industrial, comercial, telecomunicaciones, financiero) y con amplias aptitudes para diseñar y controlar una auditoría orientada especialmente a maximizar su valor como gestión de apoyo a la alta gerencia y a los accionistas.

Experiencia Laboral

Deloitte & Touche Ltda.

Cargo actual: Gerente de auditoría

Fechas: Julio de 2003 a la fecha

Principales funciones: Planeación, ejecución y supervisión de trabajos de auditoría externa, Sarbanes Oxley y revisoría fiscal en los clientes asignados.

Arthur Andersen & Cía Ltda.

Cargo: Senior de auditoria

Fechas: Diciembre de 1998 a Julio de 2003

Los trabajos de Auditoría Financiera y Revisoría Fiscal desarrollados son:

- Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.
- Grupo Enersis Distribución Colombia (Codensa S.A. E.S.P., Synapsis Colombia S.A., Compañía Americana de Multiservicios Ltda., Bioaise S.A. y Propaise S.A.) – Generación Energética
- Grupo Endesa (Emgesa S.A. E.S.P., Betania S.A. E.S.P., Endesa Colombia S.A., Capital Energía S.A.)
- Grupo Promigas
- Grupo Editorial Planeta
- Bancolombia S.A.
- Éxito S.A.
- Carula S.A.
- Avianca S.A. (Aviación)

Formacion Academica

- Contaduría Pública
Universidad Católica Andrés Bello - Venezuela, 1998
- Especialización en Finanzas y Mercado de Capitales Universidad de la Sabana, en proceso.

Gerenciales

- Redacción Eficaz de Negocios – Mayo de 2000

Auditoría de Negocios

- Business audit inmersión BAI Fase I (local) – Diciembre de 1998
- Business audit inmersión BAI Fase II y III (Mexico) – Julio de 1999
- Diagramación de procedimientos y evaluación de controles - Julio de 2000
- Reporting period and local professional requirements (self-study) – Septiembre de 2000
- Basic diagnostic assessment (Self-study) – Junio de 2000
- Use of research manager (Self-study) – Septiembre de 2000
- Riesgos y controles en ambiente de Tecnología de información – Mayo de 2000
- En 2002 y 2003- cursos programados por la firma para actualizaciones del Enfoque de Auditoría de Deloitte & Touche.
- Partners in learning – PIL - Audit immersion – Julio de 2003 – Paipa, Boyacá
- 2004, 2005 y 2006 - Cursos E-learning IFRS – International Financial Reporting Standards e IAS – International Accounting Standards - Sarbanes Oxley
- En 2005 y 2006 – Cursos programados por la firma para actualizaciones del Enfoque de Auditoría de Deloitte a nivel mundial, como consecuencia de cambios en las normas de auditoria y de la incorporación de los nuevos estándares que están en línea con la aplicación de las auditorias integradas reglamentadas por la Ley Sarbanes Oxley.

El revisor fiscal designado puede ser removido en cualquier momento, así como ser reelegidos en forma indefinida. Las principales funciones del Revisor Fiscal son:

1. Vigilar para que las operaciones sociales se ajusten a la Ley, al estatuto social, a las decisiones de la Asamblea de accionistas y de la Junta Directiva.
2. Informar a los órganos de administración societaria de las irregularidades que detecte en el funcionamiento de la sociedad.
3. Colaborar en el ejercicio de la inspección y vigilancia por parte de las autoridades, disponiendo la entrega de la información pertinente.
4. Remitir con antelación no menor a diez (10) días a la Asamblea de accionistas su informe sobre la gestión adelantada.
5. Presentar los informes a los órganos de control fiscal, conforme a la Ley 142 de 1994, artículo 27, numeral 4 y la ley 42 de 1993, artículo 24.
6. Velar por la correcta aplicación de los principios contables en la contabilidad de la empresa, por la conservación y redacción de las actas de reuniones de Asamblea de Accionistas y Junta Directiva, así como la conservación de libros, papeles y documentos de comercio.
7. Inspeccionar los bienes y el patrimonio social, proveer las instrucciones y medios para su conservación, seguridad y mantenimiento.
8. Autorizar, dictaminar y certificar los balances y estados financieros de la sociedad.
9. Convocar a la Asamblea General de Accionistas y a la Junta Directiva, cuando lo juzgue necesario.
10. Cumplir con los mandatos de Ley, ejercer las atribuciones determinadas en los Estatutos y desarrollar las acciones que le señale la Asamblea General de Accionistas, de conformidad con la Ley.
11. Velar por que la administración cumpla con los deberes específicos establecidos por los organismos de vigilancia, especialmente con los vinculados a los deberes de información y al código de buen gobierno.
12. Informar a los órganos de la sociedad, accionistas, inversionistas y autoridades los hallazgos relevantes encontrados, que a su juicio considere que deben conocer estos destinatarios.
13. Conocer de las quejas que se presenten por violación de los derechos de los accionistas e inversionistas y los resultados de dichas investigaciones, los cuales trasladará a la Junta Directiva y los hará conocer de la Asamblea de Accionistas.

H. INFORMACION SOBRE PARTICIPACION ACCIONARIA EN EL EMISOR DE LOS MIEMBROS DE JUNTA DIRECTIVA Y DE LOS FUNCIONARIOS QUE CONFORMAN EL NIVEL DIRECTIVO.

Aplica para el caso de Enrique Ayobi y Ruth Abril quienes poseen 11 acciones de la compañía respectivamente.

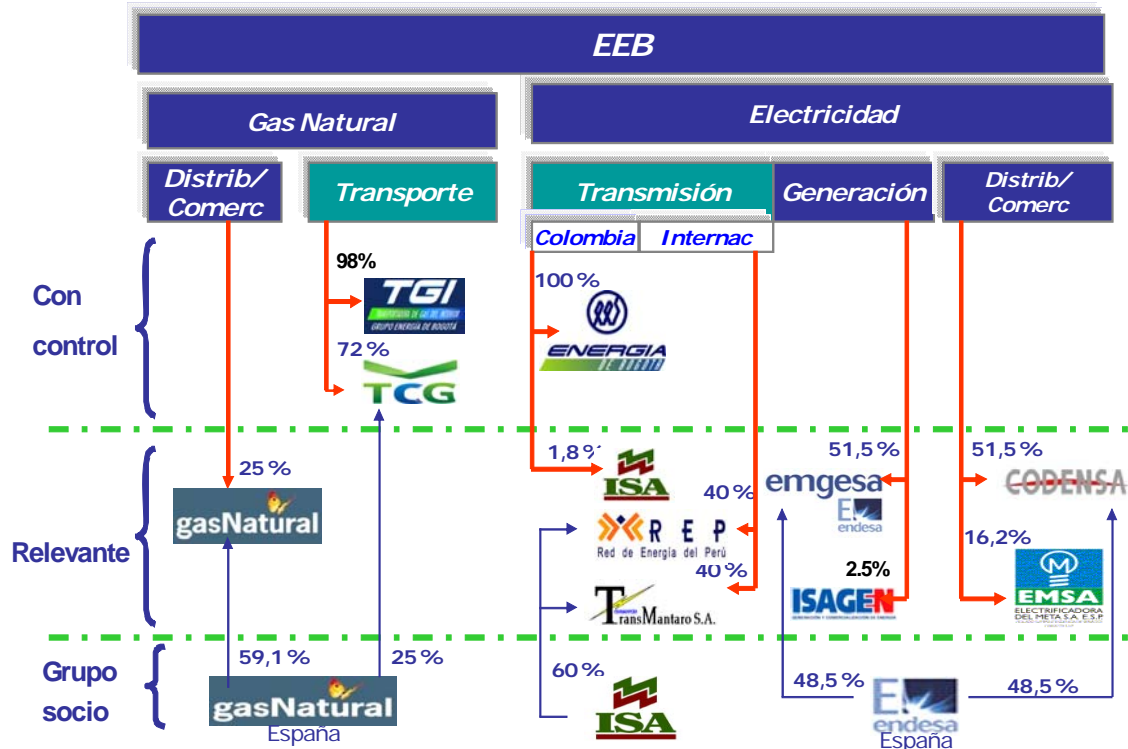
I. DESCRIPCION DE CUALQUIER CONVENIO O PROGRAMA QUE EXISTA PARA OTORGAR PARTICIPACION A LOS EMPLEADOS EN EL CAPITAL DEL EMISOR

Con ocasión del proceso de Transformación y Capitalización de EEB, la empresa, adquirió el compromiso de ofrecer acciones a los trabajadores para que estos adquirieran hasta el 1% de las acciones de la sociedad. En su momento se otorgó una bonificación a los trabajadores que se encontraban vinculados al 23 de octubre de 1997 para adquirir 15 acciones. Con ocasión de este proceso, hoy en día empleados y ex empleados poseen el 0.056% de las acciones de la compañía.



J. EMPRESAS SUBORDINADAS (FILIALES Y SUBSIDIARIAS, EN TÉRMINOS DE LO ESTABLECIDO EN LOS ARTÍCULOS 260 Y 261 DEL CÓDIGO DE COMERCIO).

RAZÓN SOCIAL	CLASE DE SUB-ORDINACIÓN	DOMICILIO	PARTICIPACION (DIRECTA O INDIRECTA)	RESULTADO DEL ÚLTIMO EJERCICIO (Millones de COP\$)	VALOR EN LIBROS DE EEB COSTO AJUSTADO 31/12/2007 (Millones de COP\$)	DIVIDENDOS PERCIBIDOS EEB 2007 (Millones de COP\$)	DIVIDENDOS PERCIBIDOS DURANTE EL ÚLTIMO EJERCICIO EN RAZÓN A LA PARTICIPACIÓN POSEÍDA Y COMPARADO CON EL CORRESPONDIENTE VALOR CONTABLE EN LIBROS
EMGESA S.A ESP	PARTICIPACIÓN	BOGOTÁ	DIRECTA	405.307	1.219.636	263.594	0.22
CODENSA S.A. ESP	PARTICIPACIÓN	BOGOTÁ	DIRECTA	378.556	1.481.615	253.824	0.17
TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR S.A. ESP	FILIAL	BUCARA MANGA	DIRECTA	289,990	1.042.488	0	
TRANSPORTADORA COLOM,BIANA DE GAS S.A. ESP	FILIAL	BOGOTÁ	DIRECTA	6,295	28.381	2.520	0.09
GAS NATURAL S.A. ESP	PARTICIPACIÓN	BOGOTÁ	DIRECTA	191.111	47.640	39.368	0.83



La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., tiene el control sobre TGI S.A. E.S.P. desde el 6 de diciembre de 2006, fecha en la cual resultó adjudicataria de los Activos, Derechos y Contratos de Empresa Colombiana de Gas Ecogás.

El 16 de febrero de 2007, la **TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR S.A. ESP**, fue constituida la bajo las leyes de la república de Colombia, como una sociedad anónima, mediante escritura pública 067 de la Notaría Once de Bucaramanga. El 3 de marzo de 2007, se realizó el cierre financiero y se inició operación.

TGI S.A. E.S.P es una empresa cuyo objeto social consiste en la planeación, organización, construcción, expansión, ampliación, mantenimiento, operación y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios. También podrá explotar comercialmente la capacidad de los gasoductos de propiedad de terceros por los cuales se pague una tarifa de disponibilidad.

Igualmente, desde el 16 de junio de 2005 la Empresa de Energía de Bogotá adquirió el 72% del capital social de **Transcogas S.A. ESP** al Grupo GBS Holdings Ltda., obteniendo el control de la misma.

El objeto social de **TRANSCOGAS S.A. E.S.P.** consiste en el transporte de toda clase de hidrocarburos o sus derivados en cualquier estado incluyendo el gas natural y la construcción operación y mantenimiento de Sistemas de transporte o almacenamiento de hidrocarburos.

Adicionalmente, La Empresa de Energía de Bogotá S.A E.S.P. posee participación en las siguientes sociedades:

- **CODENSA S.A. E.S.P.**, cuyo objeto social consiste en objeto la distribución y comercialización de energía eléctrica así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas con la distribución y comercialización de energía.

Codensa fue creada el 23 de octubre de 1997, como resultado del proceso de capitalización de EEB, mediante el aporte en especie (EEB) y aporte en efectivo del inversionista estratégico (Endesa España). De este modo, EEB es titular del 51.5% del capital accionario de Codensa.

- **EMGESA S.A. E.S.P.**, cuyo objeto social consiste en la generación y la comercialización de energía eléctrica en los términos de la Ley 143 de 1994. En desarrollo de su objeto principal, la sociedad podrá adquirir plantas de generación y proyectar, construir, operar, mantener y explotar comercialmente centrales generadoras de electricidad, adelantando las acciones necesarias para preservar el medio ambiente y las buenas relaciones con la comunidad en la zona de influencia de sus proyectos.

Emgesa fue creada el 23 de octubre de 1997, como resultado del proceso de capitalización de EEB, mediante el aporte en especie (EEB) y aporte en efectivo del inversionista estratégico (Capital Energía). De esta manera, EEB detenta el 51.5% del total de las acciones de Emgesa.

- **Gas Natural S.A. E.S.P.**, Compañía con el objeto social de atender cualquier tipo de necesidad energética de sus clientes actuales y potenciales. Para tal efecto, llevará a cabo las actividades de exploración, producción, generación, transporte y/o transmisión, distribución y comercialización de cualquier tipo de energía, en cualquier forma o estado, así como la ejecución de las actividades afines, conexas y/o complementarias, tanto a nivel nacional como internacional.

La empresa podrá diseñar, construir, operar, mantener, vender, poseer, arrendar y administrar gasoductos, redes de distribución, estaciones de regulación, medición o compresión, estaciones de servicio para la venta al público de combustible y en general de cualquier obra necesaria para el manejo y comercialización de gases combustibles en cualquier estado.

Gas Natural fue constituida como sociedad comercial el 13 de abril de 1987, con una participación inicial mayoritaria por parte de ECOPETROL del 80.71% del total de la composición de la compañía.

En el año de 1991 ECOPETROL cedió a la Empresa de Energía de Bogotá -EEB- el 50% de las acciones que poseía al término de una capitalización que se adelantó para el mes de marzo de ese año, quedando la Empresa Colombiana de Petróleos con el 42.26% y EEB con el 40.35% de la totalidad de la composición accionaria de la compañía. En la actualidad EEB detenta un 25% del total de la composición accionaria de Gas Natural.

- **TRANSMANTARO S.A.:** En el año 1997, el Estado peruano convocó a concurso público internacional para la concesión y operación del proyecto de la línea de transmisión de energía eléctrica Mantaro-Socabaya, a fin de interconectar el sistema interconectado centro norte (SICN) con el sistema interconectado del sur (SIS) y constituir sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN).

El 15 de enero de 1998, la comisión de promoción de concesiones privadas (Promcepri) adjudicó el concurso público internacional para la concesión eléctrica del sistema de transmisión Mantaro-Socabaya a Consorcio TransMantaro S. A. (CTM), empresa que fue constituida el 30 de enero de 1998.

El 27 de febrero, CTM suscribió con el Ministerio de Energía y Minas - en representación del Estado - el Contrato BOOT para el diseño, suministro, construcción y explotación del Sistema de Transmisión Mantaro- Socabaya (sistema principal de transmisión), junto con una concesión para

prestar el servicio de transmisión de energía eléctrica por un plazo de 33 años, luego del cual los bienes serán transferidos al Estado.

El 8 de octubre del 2000, CTM puso en operación la Interconexión Mantaro-Socabaya, con lo cual inició un continuo y eficiente servicio de transmisión eléctrica del SEIN. El operador estratégico contratado para operar la línea Mantaro-Socabaya fue Hydro-Québec International Inc.

El 12 de diciembre de 2006 se suscribió el contrato de adquisición del 100% de las acciones de Consorcio Transmantaro S.A. por parte de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) y Empresa de Energía del Bogotá (EEB) a Hydro Québec Internacional, Fondo de Solidaridad de Trabajadores de Québec y ETECEN del Estado peruano. A partir del 14 de diciembre del 2006 el nuevo operador estratégico es Interconexión Eléctrica SA EPS (ISA), cuya titularidad en cabeza de EEB es del 40% de la composición total accionaria.

El objeto principal de Consorcio Transmantaro es la actividad de transmisión eléctrica que desarrollará como concesionaria de la Línea de Transmisión Mantaro - Socabaya para unir el sistema interconectado Centro - Norte con el Sistema Interconectado Sur.

Igualmente podrá adelantar la construcción, operación y mantenimiento de redes de transmisión de energía y el desarrollo de sistemas, actividades y servicios de telecomunicaciones.

CTM podrá prestar servicios técnicos y de consultoría en actividades relacionadas con su objeto y en materia de ingeniería en general, así como toda actividad relacionada con ésta y/o que coadyuve a la realización de los fines de la Sociedad.

- **RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. – REP:** Compañía creada con el objeto social de operar la red de transporte de energía eléctrica del Perú (aproximadamente el 75%) en los niveles de tensión 220, 138 y 60 kV, ubicada en el Sistema de Transmisión Eléctrico Nacional. Así mismo brinda servicios de operación y mantenimiento a instalaciones de transmisión de terceros.

REP fue constituida el 2 de julio 2002, por las empresas Interconexión Eléctrica SA ISA y su filial Transelca, en sociedad con la Empresa de Energía de Bogotá – EEB, quien adquirió el 40% de la composición accionaria de REP, con el fin de explotar, operar y efectuar el mantenimiento de la infraestructura eléctrica de los sistemas de transmisión del Estado Peruano (ETECEN y ETESUR), por un período de 30 años, iniciando sus operaciones el 5 de septiembre del 2002.

K. RELACIONES LABORALES:

SITUACIÓN ACTUAL DE LAS RELACIONES LABORALES DE LA ENTIDAD.

Las relaciones laborales en la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. Se rigen por el respeto a la Ley, las regulaciones y la normatividad vigente en el país para esta materia; así como por las políticas, reglamentos, contratos y convenios que tiene establecidos la Empresa con sus trabajadores.

El número total de personas, por tipo de vinculación laboral, que desempeñan alguna función en la Empresa, es:

TIPO DE VINCULACIÓN LABORAL	NÚMERO DE PERSONAS
Empleados con contrato a término fijo:	7
Empleados con contrato a término indefinido:	109

Aprendices y Practicantes del Sena:

4

17 trabajadores se encuentran vinculados a la organización sindical Sintraelecol.

Nota: Información a marzo de 2008.

CAPITULO III

ASPECTOS RELACIONADOS CON LA ACTIVIDAD DEL EMISOR – PRODUCCIÓN E INGRESOS OPERACIONALES

EEB

Visión General

EEB es una compañía de energía integrada a través de la cual el Distrito de Bogotá y sus socios participan en los negocios de transmisión de energía y transporte de gas natural en Colombia. Adicionalmente, EEB participa en los negocios de generación y distribución de energía eléctrica y distribución de gas natural en Colombia a través de sus inversiones en Emgesa, Codensa y Gas Natural, respectivamente. EEB también participa, en el negocio de transmisión de energía eléctrica en Perú a través de sus inversiones en REP y Transmantaro.

EEB debe cumplir con regímenes legales especiales y las reglamentaciones aplicables a las empresas de servicios públicos colombianas.

Transmisión Eléctrica

EEB opera directamente un negocio de transmisión de energía eléctrica en Colombia mediante una red con una extensión de 1.444.15 km a 230 kv.

EEB también participa en el negocio de transmisión eléctrica en Perú a través de su participación accionaria en REP y Transmantaro, compañías en las cuales posee 40% de las acciones con derecho a voto. Al 31 de diciembre de 2007, REP contaba con una red de transmisión con una longitud de 4,136.67 km a 220 KV y 1.279,51 km a 138 kV. A la misma fecha, Transmantaro contaba con una red de transmisión de 1.206,07 km a 220 kV. REP y Transmantaro poseen aproximadamente el 63% de los activos de transmisión eléctrica del sistema nacional interconectado en el Perú.

Distribución Eléctrica

EEB participa en el negocio de distribución eléctrica en Colombia a través de su inversión en Codensa. Codensa es el distribuidor de electricidad más grande del país con aproximadamente 2.208.559 de clientes a finales de 2007, de los cuales dos millones están ubicados en la ciudad de Bogotá y los municipios aledaños. EEB es propietaria de 48.025.920 acciones ordinarias con derecho a voto de Codensa, que representan el 43% del total de las acciones ordinarias con derecho a voto de esta compañía, y 20.010.799 de acciones preferenciales sin derecho a voto, para un total de 68.036.719 acciones que representan el 51,5% del capital accionario de Codensa.

Generación Eléctrica

EEB participa en el negocio de generación eléctrica en Colombia a través de la compañía Emgesa. Emgesa es el generador eléctrico más grande de Colombia con una capacidad instalada de 2,786 MW lo que en diciembre de 2007 representó aproximadamente el 21,10% del total de la capacidad de generación del país. EEB es propietaria de 55.758.250 de las acciones ordinarias con derecho a voto de Emgesa, que representan el 43.6% del total de las acciones ordinarias con derecho a voto, y 20.952.601 de acciones preferenciales sin derecho a voto para un total de 76.710.851 de acciones que representan el 51,5% del capital accionario de Emgesa.

Transporte de Gas Natural

EEB participa en el negocio de gas natural a través de TGI y Transcogas. TGI fue la compañía que el 16 de Febrero de 2007 adquirió el negocio de Ecogas de conformidad con el programa de privatización que

adelantó el gobierno nacional. TGI y Transcogas poseen la red de transporte de gas natural más importante de Colombia con una participación de mercado al finalizar el 2007 del 53%, aproximadamente. Adicionalmente, transportan el 100% del gas natural que se consume en Bogotá

TGI cuenta con el sistema de gasoductos más extenso del país con una extensión aproximada de 3.702 km. El sistema de de TGI consta de: (i) 6 gasoductos y diversos ramales asociados a éstos que son operados directamente por la compañía y tienen una extensión aproximada de 1.901 km y (ii) 3 gasoductos bajo la modalidad de BOMT, operados por terceros sobre los cuales TGI tiene opción de compra, los cuales tienen una extensión aproximada de 1.801 km.

El 16 de Junio de 2005, EEB adquirió el 71,99% de Transcogas, la tercera compañía de transporte de gas natural más grande de Colombia en términos del volumen transportado. El sistema de gasoductos de Transcogas tiene una extensión aproximada de 150 km y transporta aproximadamente el 85% del gas natural que se consume en Bogotá.

Distribución de Gas Natural

EEB participa en el negocio de distribución de gas natural a través de su inversión en Gas Natural S.A. Gas Natural S.A. es el distribuidor de gas natural más grande de Colombia, atiende aproximadamente 1.453.499 clientes en Bogotá, que representan el 31,7% del total de clientes en el mercado colombiano. EEB es dueña del 24,99% de las acciones con derecho a voto de Gas Natural.

Acuerdos de Inversión y de Accionistas

EEB suscribió acuerdos de inversión y de accionistas y otros acuerdos de gobernabilidad, con sus socios en Codensa, Emgesa, REP y Transmantaro. Estos acuerdos incluyen derechos de veto de EEB con respecto a decisiones centrales de estas compañías.

En el caso de Codensa y Emgesa dichos derechos de veto versan sobre decisiones relacionadas con nuevas inversiones, endeudamiento adicional por encima de una cantidad específica, proyectos de adquisiciones y expansiones, entre otros.

En el caso de REP y Transmantaro, los acuerdos versan sobre distribución de dividendos, emisión de nuevas acciones, transacciones con partes relacionadas, nuevas líneas de negocios, fusiones, consolidaciones y disoluciones

Resumen de los Ingresos

La mayor parte de los ingresos operativos de EEB se derivan de su actividad de transmisión de energía eléctrica. Los ingresos que reciben las compañías que prestan el servicio de transmisión en Colombia son regulados y remuneran los activos puestos a disposición del SIN. EEB recibe sus ingresos regulados de transmisión mensualmente.

La mayor parte de los ingresos operativos de TGI y Transcogas se derivan del cobro de tarifas por el servicio de transporte de gas natural, acordadas contractualmente con sus clientes. Las tarifas máximas que pueden cobrar estas compañías a sus clientes están sujetas a la regulación establecida por la CREG.

La mayor parte de los ingresos operativos de Emgesa se derivan de la venta de electricidad a Usuarios no Regulados, ventas a clientes regulados a través de comercializadores de electricidad y ventas "spot" o a la vista en la Bolsa de Energía de Colombia.

La mayor parte de los ingresos operacionales de Codensa, se derivan de la comercialización y distribución de electricidad a nivel residencial y de otros cargos determinados por la CREG.

Los ingresos consolidados de EEB para los años 2007, 2006 y 2005 se presentan en la siguiente tabla:

	Col\$ millones
2007	1.157.164
2006	564.640
2005	741.160

La utilidad neta consolidada de EEB para los años 2007, 2006 y 2005 fue:

	Col\$ millones
2007	869.037
2006	422.480
2005	582.490

Por su parte TGI obtuvo ingresos operativos en el año 2007 de \$359.433 millones y una utilidad neta de \$ 289.990 millones.

Los ingresos operativos de Emgesa para los años de 2007, 2006 y 2005 fueron:

	Col\$ millones
2007	1.326.561
2006	1.049.195
2005	995.410

La utilidades neta de Emgesa en 2007, 2006 y 2005 fue:

	Col\$ millones
2007	405.307
2006	283.633
2005	251.150

Los dividendos decretados por Emgesa a EEB para los años 2007, 2006 y 2005 fue:

	Col\$ millones
2007	263.594
2006	118.965
2005	115.540

Los ingresos operativos de Codensa para los años 2007, 2006 y 2005 fueron:

	Col\$ millones
2007	2.173.028
2006	1.991.216
2005	1.781.330

La utilidad neta de Codensa en 2007, 2006 y 2005 fue:

	Col\$ millones
2007	378.565
2006	376.117
2005	274.730

Los dividendos decretados por Codensa a EEB para los años 2007, 2006 y 2005 fueron:

	Col\$ millones
2007	195.869
2006	129.681
2005	110.170

En la siguiente tabla se muestra la participación de cada uno de los negocios de EEB en sus ingresos consolidados:

	para el año terminado el 31 de diciembre de:					
	2005		2006		2007	
	Monto (*)	% del total de Ingresos Consolidados	Monto (*)	% del total de Ingresos Consolidados	Monto (*)	% del total de Ingresos Consolidados
Transmisión Electricidad	87.146	11,76%	68.650	12,16%	93.413	8,03%
Transporte gas natural	17.152	2,31%	26.371	4,67%	382.085	33,02%
Generación Electricidad	116.389	15,70%	119.696	21,20%	266.317	23,01%
Distribución Electricidad	392.700	52,98%	248.074	43,93%	255.193	22,05%
Distribución gas natural	21.076	2,84%	33.715	5,97%	39.368	3,40%
Otros ingresos	106.692	14,40%	68.135	12,07%	121.331	10,49%
Total Ingresos Consolidados	741.155	100,00%	564.641	100,00%	1.157.164	100,00%
(*)Col\$ millones						

En la siguiente tabla se desagregan los ingresos consolidados de EEB provenientes de los negocios de transmisión de electricidad en los que participa:

	para el año terminado el 31 de diciembre de:		
	2005	2006	2007
	Monto (*)	Monto (*)	Monto (*)
Transmisión Electricidad	87.146	68.650	93.413
Negocio Transmisión Electricidad EEB	64.434	66.546	73.630
Dividendos de ISA	1.859	2.104	1.683
Dividendos de REP	20.853	-	12.632

Dividendos de Transmantaro	-	-	5.468
(*)Col\$ millones			

En la siguiente tabla se desagregan los ingresos consolidados de EEB provenientes del servicio de transporte de gas natural:

	para el año terminado el 31 de diciembre de:		
	2005	2006	2007
	Monto (*)	Monto (*)	Monto (*)
Transporte Gas Natural	17.152	26.371	382.085
Transcogas	17.152	24.196	27.132
TGI	-	-	352.433
Dividendos de TGI			0
Dividendos de Transcogas	-	2.175	0
(*)Col\$ millones			

En la siguiente tabla se desagregan los ingresos consolidados de EEB provenientes del negocio de generación de electricidad provisto por Emgesa e Isagen.

	para el año terminado el 31 de diciembre de:		
	2005	2006	2007
	Monto (*)	Monto (*)	Monto (*)
Generación Electricidad	116.389	119.696	266.317
Dividendos de Emgesa	115.539	118.965	263.594
Dividendos de Isagen	850	731	2.723
(*)Col\$ millones			

En la siguiente tabla se desagregan los ingresos consolidados de EEB provenientes de la prestación del servicio de distribución de electricidad por parte de Condensa y Electrificadora del Meta S.A. ESP – EMSA.

	para el año terminado el 31 de diciembre de:		
	2005	2006	2007
	Monto (*)	Monto (*)	Monto (*)
Distribución Electricidad	392.700	248.074	255.193
Dividendos de Codensa	110.166	129.681	253.824
Reducción de capital Codensa	282.534	117.050	0
Dividendos de EMSA	-	1.343	1.369
(*)Col\$ millones			

En la siguiente tabla se desagregan los ingresos consolidados de EEB provenientes de la prestación del servicio de distribución de gas natural provisto por Gas Natural S.A. ESP.

	para el año terminado el 31 de diciembre de:		
	2005	2006	2007
	Monto (*)	Monto (*)	Monto (*)
Distribución Gas Natural	21.076	33.715	39.368
Dividendos por Gas Natural	21.076	33.715	39.368
(*)Col\$ millones			

Los otros ingresos incluyen: (i) dividendos decretados por la Financiera Energética Nacional – FEN y el Banco Popular, (ii) intereses financieros y (iii) ganancias o pérdidas por diferencia en cambio. Para el 2007, los dividendos de la FEN y el Banco Popular sumaron \$ 753, los intereses financieros \$56.833 millones y la diferencia en cambio neta \$321.398 millones.

Información Financiera Consolidada

La siguiente tabla contiene información financiera consolidada y seleccionada de EEB:

	para el año terminado el 31 de diciembre:		
	2005	2006	2007
	Monto (*)	Monto (*)	Monto (*)
Ingresos operacionales (1)	81.586	90.742	453.196
Utilidad bruta	42.601	53.423	293.949
Dividendos e intereses Ganados (2)	341.681	317.216	638.247
Ingreso extraordinario (3)	282.534	117.050	-
Otros ingresos (4)	34.114	39.633	32.337
Utilidad neta	582.493	422.480	869.037
EBITDA consolidado (5)	338.248	342.013	949.599
EBITDA consolidado y ajustado (6)	1.048.246	539.319	949.599
Margen EBITDA consolidado (7)	84,41	85,63	87,00
Deuda neta consolidada (8)/ EBITDA consolidado (5)	(0,72)	(0,03)	2,79
EBITDA consolidado (5)/ Intereses consolidados (9)	30,52	49,94	4,46
(*)Col\$ millones			

- (1) Son los ingresos operacionales por el servicio de transmisión que presta directamente EEB y los servicios de transporte de gas natural de sus compañías controladas TGI y Transcogas.
- (2) Corresponde a los dividendos decretados por las compañías no controladas e intereses por inversiones temporales y los patrimonios autónomos de pensiones.

- (3) Ingreso generado de las reducciones de capital de Codensa. Parte de las reducciones de capital se reflejan como ingreso extraordinario por la diferencia entre el valor en libros de los activos aportados por EEB a Condensa y el valor final de la inversión recibida por la empresa de parte de Codensa.
- (4) Corresponde a ingresos por recuperación de inversiones, arrendamientos y gastos.
- (5) Es el ingreso consolidado de EEB menos el costo de ventas, los gastos administrativos, los intereses de los patrimonios autónomos pensionales, más los dividendos de las compañías participadas, los intereses de las inversiones de portafolio, los impuestos indirectos, la amortización de intangibles, la depreciación de activos fijos, los pagos pensionales y las provisiones.
- (6) Es el EBITDA consolidado más las reducciones de capital de las compañías participadas.
- (7) Resulta de dividir el EBITDA consolidado entre los ingresos operacionales adicionados por los dividendos y los ingresos de intereses (sin incluir los intereses recibidos por las inversiones de los patrimonios autónomos pensionales).
- (8) Es la deuda consolidada menos la caja libre.
- (9) Son los gastos financieros consolidados.
- (10) Patrimonio consolidado EEB al final del periodo.

La Estrategia de EEB

La estrategia de EEB es: (i) continuar siendo una inversión de primer orden para el Distrito de Bogotá manteniendo su posición de liderazgo en sus negocios principales en Colombia (transporte de gas natural y transmisión de electricidad), (ii) mejorar los márgenes operativos, (iii) aumentar los ingresos de sus principales negocios, y (iv) continuar siendo una fuente importante de recursos financieros para el Distrito de Bogotá. EEB busca que en el futuro, la mayor parte de sus ingresos provengan de sus principales actividades (transporte de gas natural y transmisión de electricidad) y para ello, además de aprovechar las oportunidades que se presenten en el mercado local, incrementará su presencia en otros mercados latinoamericanos.

La estrategia de la EEB incluye las siguientes iniciativas:

- **Expansión Doméstica.** La EEB considera que su experiencia, capacidad gerencial e infraestructura en los sectores de transporte de gas natural y transmisión de electricidad en Colombia, sumado al crecimiento esperado en estos sectores para los próximos años, le dan una ventaja competitiva para participar en los nuevos proyectos de expansión que deberán adelantarse en el país para atender el crecimiento esperado de la demanda. En este contexto, EEB tiene la intención de (i) participar en la convocatoria para adjudicar las obras de conexión al sistema a 500kV del proyecto Hidroeléctrico Porce III, cuya inversión se estima en USD\$ 30 millones, (ii) participar en la convocatoria para adjudicar las obras de refuerzo del sistema de transmisión a 220 kV asociado a la subestación El Bosque en Cartagena, cuya inversión se estima en USD\$20 millones y, (iii) participar en la convocatoria para adjudicar las obras de refuerzo de sistema de transmisión a 500kV hacia Bogotá, cuya inversión aproximada es de USD\$80 millones. En el sector de transporte de gas natural, TGI deberá desarrollar las obras asociadas a la conexión al Sistema Nacional de Transporte, del gasoducto proveniente del campo de gas de Gibraltar. Adicionalmente, TGI adelanta las inversiones necesarias para aumentar la capacidad de transporte de los gasoductos Ballena-Barrancabermeja de 190 millones de pies cúbicos por día a 260 millones de pies cúbicos por día y de Cusiana hacia el interior del país de 200 millones de pies cúbicos por día a 400 millones de pies cúbicos por día.
- **Expansión Internacional.** TGI está evaluando las posibilidades de expansión a nivel internacional, teniendo como objetivo países que ofrezcan condiciones económicas favorables y estables, con un marco regulatorio y jurídico estable y que muestren importantes perspectivas de crecimiento de la demanda de gas natural. El 25 de abril de 2008 TGI y EEB, fueron adjudicatarias de la concesión del sistema de gasoductos regionales en el Departamento de ICA en Perú, cuya inversión se estima en US\$ 136 millones.

• **Mantener su Participación en Emgesa y Codensa** y ejercer sus derechos accionarios con el objetivo de aumentar la generación de flujo de caja hacia EEB. EEB tiene como objetivo continuar ejerciendo sus derechos de voto y veto en Emgesa y Condensa relacionadas con decisiones de nuevas inversiones, deuda adicional, adquisiciones, dividendos y otras distribuciones y proyectos de expansión. Lo anterior con el objetivo de apoyar el crecimiento de dichas compañías aumentar su rentabilidad y su capacidad de generar flujo de caja hacia EEB.

• **Aumentar los ingresos de sus principales negocios.** EEB busca aumentar los ingresos de sus negocios de transporte de gas natural y transmisión de electricidad y la contribución de estos a sus ingresos consolidados, con el objetivo de que en el largo plazo la mayor parte de sus ingresos provengan de estas operaciones.

• **Mejorar sus márgenes operativos y aumentar sus ingresos.** EEB busca mejorar los márgenes de sus negocios de transporte de gas natural y de transmisión de energía invirtiendo aún más en la modernización de las operaciones e de la infraestructura e implementando estándares internacionales de operación para mejorar la calidad y confiabilidad de sus servicios de transmisión y transporte de electricidad y gas natural respectivamente. Los principales componentes de ésta iniciativa son:

- Lograr descuentos a través de la contratación conjunta de seguros y servicios de mantenimiento para los negocios de transmisión de electricidad y transporte de gas natural.
- Lograr mayores eficiencias administrativas en TGI y Transcogas, a través, entre otras cosas, de la implementación del sistema SAP en estas compañías para automatizar las funciones de facturación y cobro.
- Explotar su experiencia para aumentar los ingresos provenientes de servicios tales como la administración de proyectos de construcción, la elaboración de estudios de factibilidad y la prestación de servicios de operación de redes de transmisión de electricidad y transporte de gas natural.
- Actualizar las unidades remotas (RTU) que actualmente están instaladas en las subestaciones de EEB con el fin de mejorar el monitoreo en tiempo real de la operación de dichas subestaciones.
- Operar y monitorear el 100% del sistema de gasoductos de TGI a través de un solo centro de control.
- Introducir programas de capacitación para la operación de estaciones de compresión y centros de control y mantenimiento de gasoductos.

• **Capitalizar Sinergias.** EEB considera que puede capitalizar sinergias derivadas de las similitudes de los negocios de gas natural y electricidad. Ambos negocios están sujetos a principios económicos similares, utilizan redes lineales, son intensivos en capital, utilizan tecnologías, prácticas de operación, de mantenimiento y de gerencia similares. EEB considera que su conocimiento de los negocios de electricidad y gas natural le permite actuar de una manera más eficiente e identificar y capitalizar sinergias. EEB considera que también puede obtener valor agregado prestando servicios a sus compañías asociadas como el desarrollo activos de interconexión tales como extensiones de gasoductos para suministrar gas natural a plantas de energía y el desarrollo de activos de interconexión eléctricos requeridos por las compañías de distribución y generación de electricidad para conectarse a los sistemas interconectados o a las redes de transmisión de alto voltaje.

• **Mantener una constructiva relación con sus socios y con los reguladores.** EEB ha desarrollado una relación sólida con sus socios Endesa, Gas Natural e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., o ISA. La relación de EEB con sus socios está enfocada a: (i) desarrollar iniciativas para aumentar los márgenes y los ingresos, (ii) desarrollar sistemas para mejorar la calidad de los servicios y aprovechar las economías de escala para comprar materiales y servicios y reducir los costos de operación, (iii) diseñar planes de contingencia para abordar eventos de interrupción del servicio y contingencias ambientales (i.e., el plan de remediación del Embalse del Muña de Emgesa), (iv) coordinar actividades para apoyar el desarrollo del sector de gas natural (incluyendo el mercado para el gas natural comprimido vehicular, o GNV, a

través de la participación en el fondo de conversión de gas natural) (v) identificar nuevas oportunidades de negocio para sus compañías asociadas; (vi) integrar negocios en los cuales existe propiedad común (i.e., la propuesta de fusionar a TGI y Transcogas), y (vii) desarrollar estrategias conjuntas en procesos de consulta a la CREG y en el desarrollo permanente del marco regulatorio para la electricidad y el gas natural. EEB ha desarrollado una constructiva relación con la CREG y la UPME en Colombia, y a través de REP y Transmantaro, con el OSINERGMIN en Perú.

Fortalezas del Negocio

EEB considera que su negocio de transporte de energía tiene las siguientes fortalezas:

- **El sector del gas natural es estratégico para Colombia.** TGI y Transcogas operan en un sector de mucha importancia para Colombia. Sucesivos gobiernos han apoyado activamente el desarrollo de la industria de gas natural y el aumento de uso del gas natural como combustible menos costoso y más amigable con el medio ambiente comparado con otros combustibles fósiles. EEB considera que el aumento de la producción de gas natural en Colombia muy probablemente resultará en un aumento en el uso de este combustible, que, a su vez, podría exigir inversiones adicionales en los sectores de transporte de gas y transmisión de energía eléctrica.
- **Generación estable de flujo de caja y un sólido marco regulatorio.** La naturaleza altamente regulada de los negocios de transporte de gas natural y de transmisión eléctrica de EEB le proporciona flujos estables y predecibles de ingresos que no se ven afectados por cambios en los precios de la electricidad o del gas natural. Lo anterior en un contexto como el colombiano en donde el marco regulatorio ha sido tradicionalmente estable y bien concebido. Adicionalmente, los ingresos que recibe EEB de sus inversiones sin control también son, en su mayoría, regulados, estables y predecibles.
- **Crecimiento del mercado de energía.** La economía colombiana ha registrado altas tasas de crecimiento económico en los últimos años (pasó de crecer 3,7% en 2003 a 7,52% en 2007). Si la economía colombiana, como se prevé, mantiene altas niveles de crecimiento en los próximos años, ello tendrá un impacto importante en los resultados de EEB, sus subsidiarias y las compañías no controladas en las cuales EEB tiene inversiones debido a que existe una relación estrecha entre el desempeño económico y la demanda de gas natural y electricidad.
- **Una administración con alta experiencia en el negocio.** EEB fue fundada en 1896 y tiene más de 100 años de experiencia en el negocio de energía en Colombia. Los integrantes del equipo gerencial de EEB son profesionales de la industria altamente capacitados con gran experiencia en la operación del negocio de transmisión de electricidad y transporte de gas natural y en el manejo del portafolio inversiones de la compañía. Actualmente, los integrantes del equipo gerencial de EEB tienen entre 19 y 22 años de experiencia en los sectores de transporte de gas natural y transmisión de electricidad en Colombia.
- **Sólidos socios y accionistas.** El accionista principal de EEB es el gobierno de Bogotá. Dentro de los accionistas de EEB también se encuentran el Grupo Endesa de España, la Empresa Colombiana de Petróleos – Ecopetrol y Corficolombiana. El grupo Endesa de España es líder a nivel mundial en la prestación de servicios públicos y controla la operación eléctrica más grande de América Latina. EEB es socia del grupo Endesa en Codensa y Emgesa y la operación de estas dos compañías está del grupo Endesa. Ecopetrol, es la compañía más importante de Colombia, su propiedad es mixta y el estado colombiano posee la mayoría accionaria una compañía petrolera mixta con la mayor parte de la propiedad accionaria en manos del estado colombiano. Corficolombiana es una institución financiera líder en el país. EEB es también socio de ISA en REP y Transmantaro, las dos compañías de transmisión de electricidad más grandes del Perú y del grupo Gas Natural de España con quien comparte la propiedad de la compañía colombiana Gas Natural.
- **Relaciones productivas y constructivas con los reguladores.** EEB mantiene relaciones constructivas con la CREG, la UPME y demás agencias gubernamentales que regulan los negocios de electricidad y gas en Colombia, y a través de sus compañías asociadas REP y Transmantaro, mantiene

buenas relaciones con OSINERGMIN en Perú. Estas relaciones tienen como objetivo primordial cooperar activamente en la construcción de la regulación y apoyar los desafíos relacionados con el desarrollo de estos sectores.

- **Atiende los mercados con mayor potencial de crecimiento en Colombia.** EEB y sus compañías controladas y no controladas atienden, principalmente, los mercados del interior del país que son los de mayor potencial de crecimiento. En 2007, el volumen transportado por TGI representó el 53% del volumen total transportado de gas natural y la demanda de electricidad que atiende Codensa representa, aproximadamente, el 23,2% de la demanda total consumo total de electricidad.

- **Adicionalmente, debido a que en Colombia a nivel doméstico el gas natural y la electricidad son combustibles sustitutos** existe una especie de cobertura natural para EEB ya que una reducción en la demanda de alguno de estos combustibles puede significar un aumento en la demanda del otro combustible.

Negocio de Generación de Electricidad — Emgesa

Generalidades

EEB participa en el negocio de generación eléctrica en Colombia principalmente a través de su compañía no controlada Emgesa. Emgesa fue creada en 1997 durante el proceso de capitalización de EEB en el que se separaron los activos de generación y distribución de la compañía. Aunque EEB es dueña del 51,51% del capital accionario de Emgesa (incluyendo acciones ordinarias y sin derecho a voto), bajo la ley colombiana EEB no ejerce control sobre Emgesa debido a que solo tiene el 43% de las acciones ordinarias con derecho a voto. De acuerdo con los Principios Contables Generalmente Aceptados del país, EEB no debe consolidar los estados financieros de Emgesa.

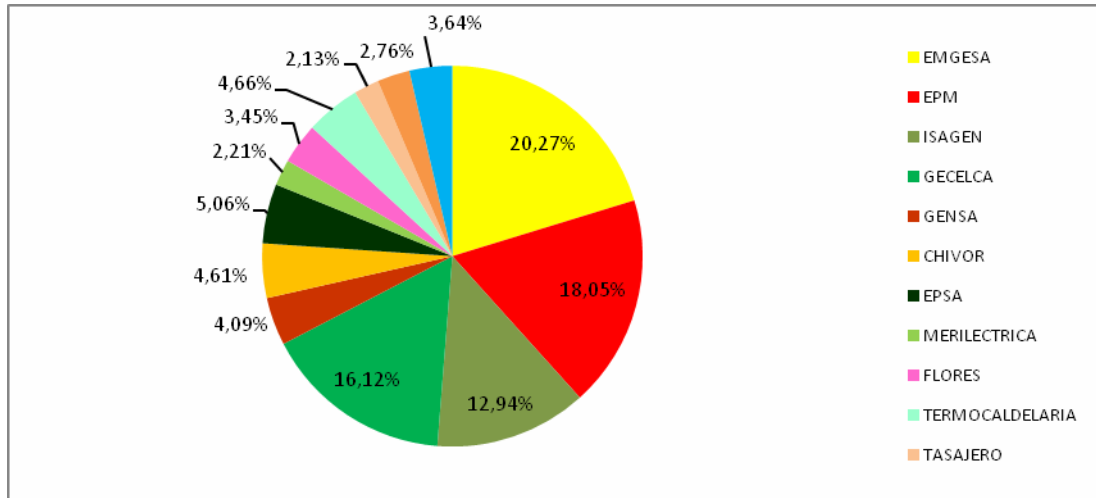
La siguiente tabla resume información financiera seleccionada de Emgesa:

	para el año terminado el 31 de diciembre:		
	2005	2006	2007
	Monto (*)	Monto (*)	Monto (*)
Ingresos operacionales	995.414	1.049.195	1.326.561
Costo de ventas	516.038	552.345	645.077
Utilidad operacional	446.632	463.393	651.540
EBITDA (1)	560.295	569.443	783.367
Margen EBITDA (%)	56,29	54,27	59,05
Dividendos decretados a EEB	115.539	118.965	263.594
Reducciones de capital a EEB	-	-	-
Otros montos recibidos por EEB por cuenta de reducciones de capital de Emgesa	206.053	-	0
(*)Col\$ millones			

(1) El EBITDA para el período de análisis fue calculado tomando la utilidad operacional de Emgesa y agregando la amortización de intangibles y las depreciaciones de activos fijos para dicho período.

Emgesa es la principal empresa de generación de electricidad en Colombia con una capacidad instalada de 2.806 MW de los cuales 87,5 % correspondían a generación hidráulica y 12,5% a generación térmica. La capacidad instalada de la compañía representa el 20,27% del total de la energía en firme de Colombia. Las principales facilidades de generación de Emgesa están ubicadas en el departamento de Cundinamarca en el centro del país.

La siguiente gráfica muestra la capacidad de generación de energía eléctrica en firme por compañías a diciembre 31 de 2007:



Fuente: XM

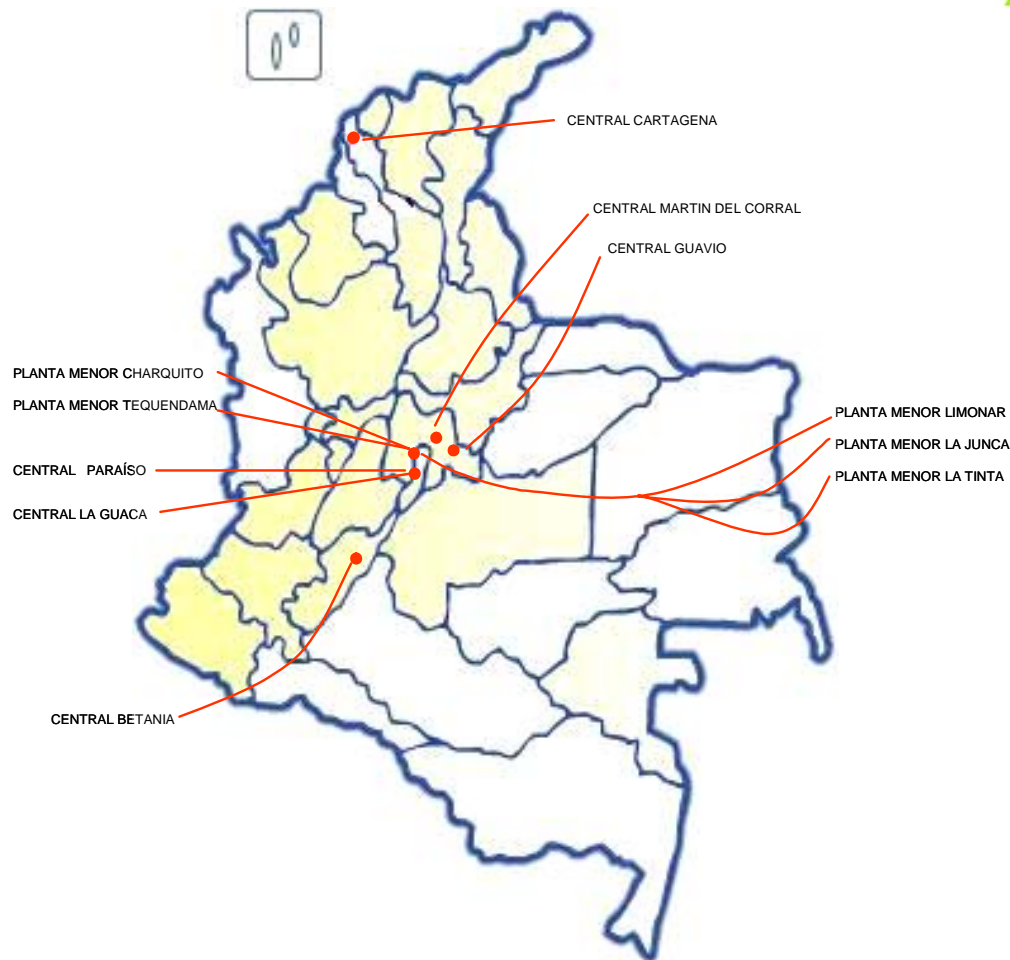
Instalaciones de Generación Eléctrica de Emgesa

Aproximadamente el 87,5% de la generación eléctrica de Emgesa proviene de fuentes hídricas. Las plantas de generación térmica de la compañía se surten de gas natural, carbón o diesel, y generalmente entran en operación para cubrir picos en la demanda de energía y cualquier escasez en sus plantas hidroeléctricas como consecuencia de insuficientes recursos de agua. El uso de combustibles para la generación de electricidad le genera a Emgesa costos de producción más altos en comparación con la generación hídrica.

Actualmente, la capacidad de generación hidroeléctrica de Emgesa está compuesta de la siguiente manera: (i) seis pequeñas plantas con una capacidad instalada total de 96 MW, (ii) el sistema Cadena — Pagua, con una capacidad instalada total de 600 MW, que incluye las plantas de La Guaca y El Paraíso, (iii) La hidroeléctrica de Guavio, con una capacidad instalada total de 1.200 MW y (iv) La hidroeléctrica de Betania con una capacidad instalada de 540MW. Las seis pequeñas plantas y el sistema Cadena – Pagua se nutren de las aguas del río Bogotá para su generación; la hidroeléctrica de Betania utiliza las aguas del río Magdalena, y el Guavio recibe el suministro del río del mismo nombre. Actualmente, la capacidad de generación térmica instalada de Emgesa es proporcionada por su planta térmica Martín del Corral, con una capacidad instalada total de 223 MW, que cuenta con cuatro unidades alimentadas por carbón y una instalación de almacenamiento. La instalación de almacenamiento tiene una capacidad de 220.000 toneladas de carbón, que puede mantener la operación de la planta a su máxima capacidad de producción durante aproximadamente 70 días.

Adicionalmente, el 28 de Febrero de 2006, Emgesa compró Termocartagena, una planta térmica alimentada por gas natural que tiene una capacidad instalada de 188 MW.

La figura muestra la localización geográfica de las plantas de generación de Emgesa:

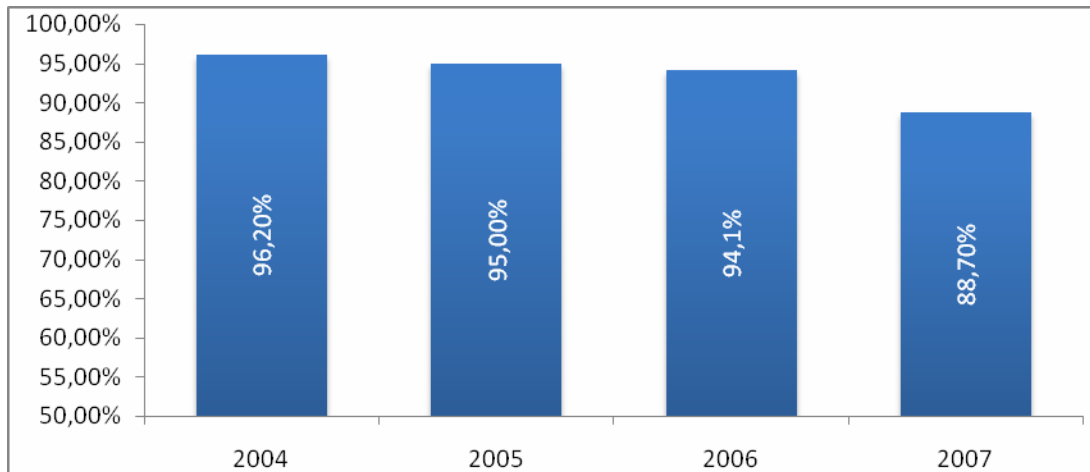


	A diciembre 31				
	2003	2004	2005	2006	2007
Guavio (hidroeléctrica)	1,150	1,150	1,150	1,150 (3)	1,200(1)
Cadena-Pagua (hidroeléctrica)	600	600	600	600	600
Betania (Hidroeléctrica)					540 (5)
Termozipa (Térmica-carbón)	223	223	223	223	223
Termocartagena (térmica- gas natural)				127 (2)	127(4)
Plantas Menores (Hidroeléctrica)	76	95	115	96	96
Total	2,049	2,068	2,088	2,196	2,786

- (1) En febrero de 2006 Emgesa adquirió la planta térmica Termocartagena
- (2) En junio de 2006 la planta San Antonio salió de servicio.
- (3) En febrero de 2007 la central Guavio aumentó su capacidad a 1200MW
- (4) Una vez se terminó la reparación de Termocartagena la capacidad de la planta se incrementará a 188 MW
- (5) En septiembre de 2007 se perfeccionó la fusión con la Central Hidroeléctrica de Betania

La producción anual de Emgesa depende de las condiciones hidrológicas, las prácticas de gestión de los embalses y consideraciones técnicas. En 2007, 2006 y 2005, la generación promedio de Emgesa fue de aproximadamente 11.930 Gwh, 10.356 GWh y 9.767 GWh, respectivamente.

La siguiente tabla muestra la disponibilidad de las plantas de Emgesa para los tres últimos años:



Fuente: Emgesa.

La variación en 2007 obedece al mantenimiento programado por un mes de la central Guavio y a la reparación de la unidad 3 de Termozipa.

Ventas de Electricidad de Emgesa

Los ingresos operativos de Emgesa se derivan, principalmente, de las ventas de electricidad bajo contratos de suministro y en el mercado mayorista.

Los contratos de suministro son acuerdos que Emgesa negocia libremente y bajo los cuales se obliga a vender electricidad a un precio preestablecido. Los precios de los contratos de suministro de electricidad con los Usuarios Regulados se determinan con base en licitaciones llevados a cabo por el comercializador o el distribuidor de energía interesado en el suministro. El proceso se rige por las regulaciones de la CREG según las cuales el generador que ofrezca el menor precio en el proceso de licitación se le asigna el 100% de la energía demandada. Los precios de los contratos de suministro celebrados con los Usuarios no Regulados se negocian libremente entre las partes y no están sujetos a la regulación de la CREG.

A continuación se describen los tres principales tipos de contratos que Emgesa suscribe con sus clientes. La duración de estos contratos oscila entre un mes y dos años. Los precios de estos contratos se ajustan mensualmente con la inflación o con el IPP.

Pague lo contratado. Es un tipo de contrato mediante el cual el comprador se compromete a pagar por toda la electricidad que ha contratado, independientemente del consumo real. Si el consumo es más alto que el volumen contratado, el suministro adicional de energía requerido por el comprador generalmente se adquiere en el mercado mayorista o a través de acuerdos de suministro de electricidad con la misma compañía de generación o con cualquier otra. Si el consumo es más bajo que la cantidad contratada, el comprador puede vender la energía adicional en el mercado mayorista al precio en que se esté tranzando en su momento.

Pague lo demandado. Es un tipo de contrato mediante el cual el comprador solo paga por la electricidad consumida al precio contratado para un periodo específico y no tiene limitación de volumen.

Pague lo demandado con tope. Es un tipo de contrato mediante el cual el comprador paga por la electricidad que consume hasta un volumen máximo preestablecido pagando el precio contratado.

	2005	2006	2007
Pague lo Contratado	73,60%	69,80%	47,5%
Pague lo Demandado y pague lo demandado con tope	26,4%	30,2%	52,5%
Total	100,0%	100,0%	100,0%

Al finalizar el 2007, Emgesa tenía suscritos los siguientes contratos con sus seis clientes regulados más importantes:

- Contrato con la Electrificadora del Caribe, S.A. E.S.P., o Electrificaribe, fechado el 22 de Agosto de 2006. Suscrito bajo la modalidad de “Pague lo contratado” (“Take or Pay”). Emgesa se comprometió a vender electricidad a la Electrificaribe en el período comprendido entre el primero de enero de 2007 y el 31 de diciembre de 2008 de la siguiente manera: (i) 241.240,37 KWh para el año 2007; y (ii) 241.704,43 KWh para el año 2008.
- Contrato con Codensa, fechado el 14 de junio de 2006. Suscrito bajo la modalidad de “Pague lo demandado”. Emgesa acordó vender a Codensa durante el periodo comprendido entre el primero de enero 2007 y el 31 diciembre de 2008, electricidad de la siguiente manera: (i) 6.465, 890,16 KWh para el año 2007, y (ii), 6.892.377,17 KWh para el año 2008. Este acuerdo vence el 31 de diciembre de 2008.
- Contrato celebrado con la Electrificadora de la Costa Atlántica, S.A. E.S.P, o ECA, fechado el 22 de agosto de 2006. Suscrito bajo la modalidad de Pague lo contratado”. Emgesa acordó vender electricidad a ECA entre el primero de enero 2007 y el 31 de diciembre de 2008 de la siguiente manera: (i) 263.706,53 KWh para el año 2007; y (ii) 187.594,56 KWh para el año 2008. Este acuerdo vence el 31 de diciembre de 2008.
- Contrato celebrado con la Empresa Antioqueña de la Costa Caribe, S.A. E.S.P, o Antioqueña, fechado el 28 de febrero de 2005. Suscrito bajo la modalidad de “Pague lo contratado”. Emgesa acordó vender electricidad a Antioqueña durante el periodo comprendido entre el primero de enero de 2007 y el 31 de diciembre de 2008 por una cantidad de 97.568,74 KWh. .
- Contrato celebrado con la Empresa de Energía de Pereira, S.A. E.S.P, o EEP, fechado el 22 de diciembre de 2006. Suscrito bajo la modalidad de “Pague lo contratado”. Emgesa acordó vender a EEP durante el periodo comprendido entre el primero de enero de 2007 y el 31 de diciembre de 2008 los siguientes volúmenes de electricidad: (i) 318.849 KWh para el año 2007; y (ii) 402.513 KWh para el año 2008. Este acuerdo vence el 31 de diciembre de 2008.
- Contrato celebrado con Centrales Eléctricas del Norte de Santander, S.S. E.S.P., o CENS, fechado el 23 de junio de 2005. suscrito bajo las modalidades de de “Pague lo contratado” y “Pague lo demandado” (“Take and Pay”). Emgesa acordó vender a CENS En el periodo comprendido entre el primero de enero 1 de 2007 y el 31 de diciembre de 2008 los siguientes volúmenes de electricidad: (i) 158.066.835 KWh bajo “Pague lo contratado” y 51.411.841 KWh bajo “Pague lo demandado” (“Take and Pay”) para el año 2007; y (ii) 13.472.594 KWh bajo “Pague lo contratado” (“Take or Pay”) y 51.411.841 bajo “Pague lo Demandado” (“Take and Pay”) para el año 2008. Este acuerdo vence el 31 de diciembre de 2008.

La distribución de las ventas de Emgesa entre contratos y mercado mayorista se muestra en la siguiente tabla:

	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Ventas en Contratos	8.354	67,6%	8.170	66,6%	10.539	67,5%
Ventas en Bolsa	4.004	32,4%	4.102	33,4%	5.074	32,5%
Ventas Totales	12.358	100,0%	12.272	100,0%	15.613	100,0%

Fuente: Emgesa

Clientes

En abril de 2001, Emgesa recibió de la compañía comercializadora Endesa su portafolio de clientes del mercado no regulado. Los nuevos clientes se sumaron a los ya existentes para conformar un paquete de 605 cuentas con un consumo promedio de 155,4 GWh. El número de los clientes de Emgesa continúa creciendo. En diciembre 31 de 2007, Emgesa contaba con 735 clientes con un consumo promedio de 2.485 GWh y una participación del 15.21% de la demanda total del mercado no regulado.

Durante el 2007, Emgesa atendió un promedio de 733 Usuarios no Regulados y 8 compañías de distribución. Las ventas de Emgesa a Condensa (compañía en la cual EEB tiene una participación accionaria importante), representaron el 18.84% de las ventas totales en 2007. Las ventas a los seis Usuarios no Regulados más importantes representaron el 13,2% de las ventas contratadas de Emgesa en ese mismo año. Las ventas a los Usuarios no Regulados representaron el 16.0 % de las ventas totales de Emgesa. A continuación, se presenta una tabla con la información de los clientes más representativos de Emgesa:

Compañía	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Codensa	2.936	35,1%	2.077	25,4%	3.139	29,8%
Emgesa (mercado no regulado)	3.074	36,8%	3.025	37,0%	2.242	21,3%
EEPPM	-	0,0%	155	1,9%	1.217	11,5%
Electrocosta	426	5,1%	611	7,5%	674	6,4%
Meta	82	1,0%	50	0,6%	671	6,4%
Electricaribe	341	4,1%	469	5,7%	495	4,7%
Cens	139	1,7%	5	0,1%	-	0,0%
Pereira	8	0,1%	422	5,2%	330	3,1%
Otros	1.356	16,2%	1.363	16,7%	1.772	16,8%
Total	8.363	100,0%	8.177	100,0%	10.539	100,0%

En la siguiente tabla se muestran las ventas de electricidad de Emgesa a sus clientes, divididos por categorías:

	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Ventas Mercado No regulado	3.074	36,8%	3.025	37,0%	2.242	21,3%
Ventas Codensa	2.936	35,1%	2.077	25,4%	3.139	29,8%
Ventas a otros distribuidores	2.353	28,1%	3.075	37,6%	5.158	48,9%
Total	8.363	100,0%	8.177	100,0%	10.539	100,0%

Fuente: EMGESA

Acuerdo de Accionista o Acuerdo de Inversión

En 1997, EEB inició un proceso de reestructuración con el objetivo de mejorar su situación financiera, desarrollar expansiones futuras y mejorar la calidad de sus servicios. Como resultado de dicha reestructuración, EEB transfirió sus negocios de generación y distribución de electricidad a dos entidades, Emgesa y Codensa, conformadas por EEB en asociación con el Grupo Endesa.

En 1997, como parte del proceso de reestructuración que condujo a la creación de Emgesa y Codensa, EEB celebró un Acuerdo de Inversión con Capital Energía S.A. (la compañía predecesora de Emgesa y

Condensa). El Acuerdo de Accionistas de Emgesa establece los derechos y obligaciones de las partes con respecto a algunos asuntos de gobernabilidad.

Según la Sección 3.8 del Acuerdo de Accionistas de Emgesa las partes acordaron votar a favor de toda resolución que autorice distribuir el máximo de dividendos posibles de conformidad con las leyes vigentes, después de constituir las reservas legales y teniendo en cuenta las restricciones que surjan como resultado de contratos de crédito.

El Acuerdo de Accionistas también define que Emgesa puede celebrar transacciones con filiales siempre y cuando estas se establezcan en términos que no sean menos favorables a las que se celebrarían en un contrato con un tercero. Aquellos contratos con filiales que superen un valor equivalente a USD5 millones en un periodo de 12 meses deberán contar con el voto favorable de cuatro de los cinco miembros que componen la junta directiva de Emgesa.

El Grupo Endesa posee más del 50% de los derechos de voto de Emgesa. El Grupo Endesa controla y opera Emgesa, y EEB tiene derechos de veto sobre algunas de las principales decisiones de la compañía. De conformidad con el Acuerdo de Accionistas de Emgesa, las siguientes decisiones requieren un voto favorable de por lo menos el 75% de las acciones en circulación con derecho a voto de Emgesa:

- a) Fusión o escisión;
- b) Emisión de acciones en reserva;
- c) Participación en otros negocios distintos al de la distribución o comercialización de electricidad, o negocios estrictamente relacionados con la generación de energía;
- d) Reformas a los estatutos de Emgesa

Adicionalmente, el Acuerdo de Accionistas prevé que se requiere el voto favorable de cuatro de los cinco directores que componen la junta directiva (en la cual EEB tiene derecho a nombrar dos) para las siguientes decisiones:

- a) Incurrir en deuda o realizar inversiones que superen los USD10 millones si Emgesa no distribuyó más del 50% de sus utilidades en el año fiscal inmediatamente anterior;
- b) La venta, liquidación, transferencia o cualquier otra disposición de los activos de Emgesa, o parte de ellos;
- c) Emisión de cualquier garantía por un valor superior a los USD5 millones;
- d) Ofrecer prendas para garantizar obligaciones que superen los USD10 millones;
- y e) Transacciones con compañías afiliadas para la adquisición de bienes y servicios, cuando los términos y las condiciones de estas transacciones difieran de aquellos que se podrían obtener con un tercero y cuando estas transacciones conjuntamente superen un valor de USD5 millones durante cualquier periodo de 12 meses.

Las decisiones de los literales a), c) y d) de los puntos anteriores no estarán sujetas a los requisitos de voto calificado si son un mandato de la ley o son estrictamente necesarias para cumplir con una obligación contractual. El Acuerdo de Accionistas de Emgesa permanecerá vigente hasta que EEB deje de tener de manera directa o indirecta por lo menos el 25% de las acciones de Emgesa.

Negocio de Transmisión de Electricidad de la EEB

Transmisión de Electricidad

EEB participa de manera directa en la transmisión de electricidad en el STN de Colombia, conectando a las compañías de generación eléctrica con los comercializadores, distribuidores y Usuarios no Regulados.

Los ingresos derivados de la transmisión de electricidad representaron \$73.630 millones, o el 16.24%, de los ingresos operativos de EEB en 2007.

Los ingresos de transmisión se generan a partir de los derechos pagados por compañías generadoras y comercializadoras por el uso de la infraestructura del STN. La CREG define el monto total de los derechos de transmisión de electricidad que deben pagar cada año los generadores y los comercializadores por el uso del STN. Este monto se reparte entre los propietarios de los activos del STN de manera proporcional a la

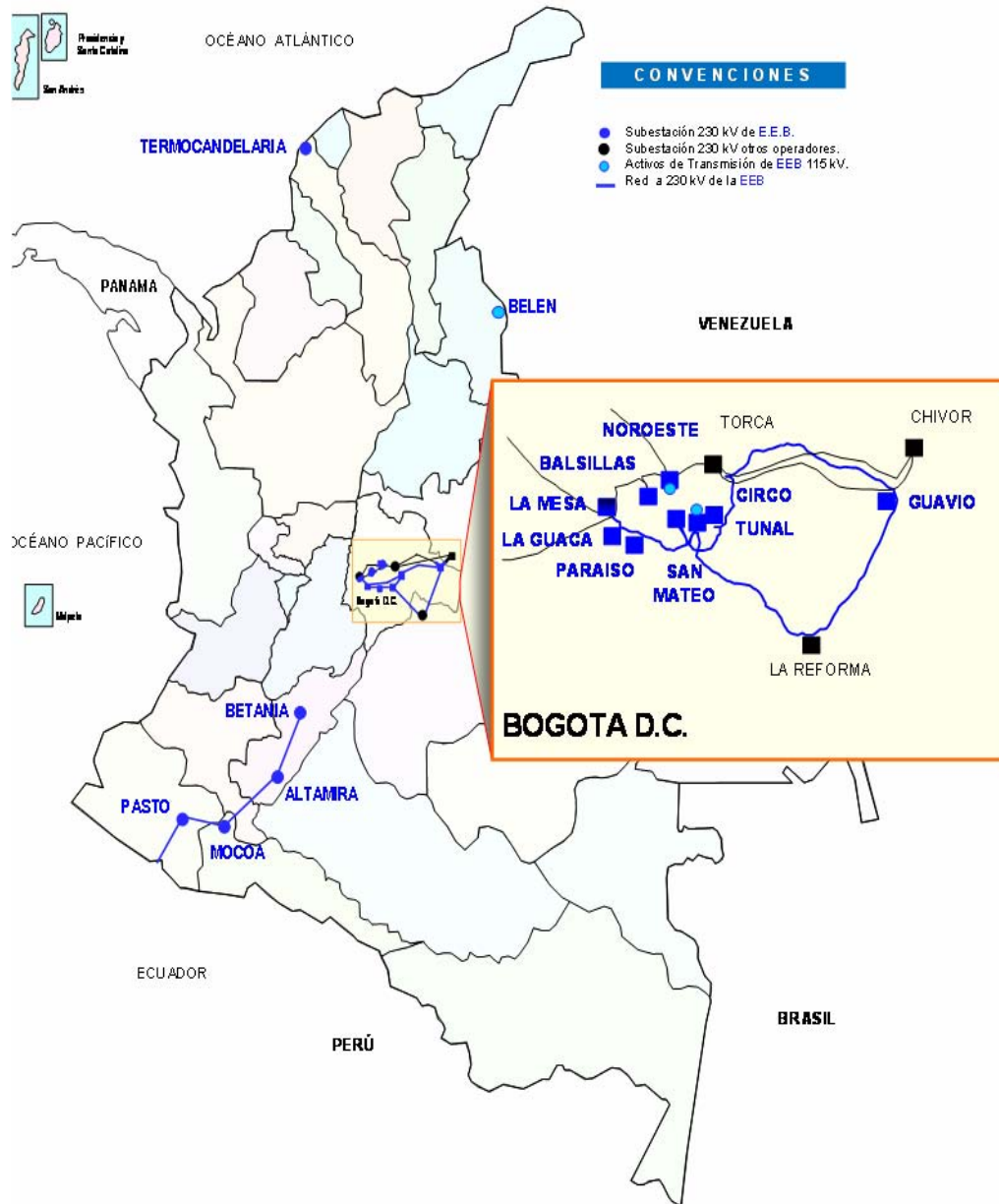
participación de sus activos dentro del monto total de activos del sistema, restándoles las penalidades por la indisponibilidad de sus activos con base en la regulación definida por la CREG.

Red de Transmisión Eléctrica de EEB

Gracias a la terminación del proyecto de interconexión con Ecuador EN 2007, EEB terminó finalizó el año pasado con 18 líneas de transmisión eléctrica con una extensión de 1.445.5 km de 230 kV. La Red de Transmisión Eléctrica de EEB representa el 12.4% de las líneas de Transmisión de Electricidad de 230 kV del STN y el 5.9% del total de las líneas STN.

A diciembre 31 de 2007, la red de EEB tenía un total de 75 MVAR de compensación inductiva y 285 MVAR de compensación capacitiva. La disponibilidad promedio del sistema de EEB en dicho año, excluyendo la no disponibilidad que resulto de ataques terroristas, fue del 99.92%. La red de transmisión eléctrica de EEB está administrada a través de un centro de transmisión ubicado en Bogotá. A continuación se presenta un mapa que describe el sistema de transmisión eléctrico nacional y en el que se resalta la localización del sistema de EEB:

SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL ACTUAL

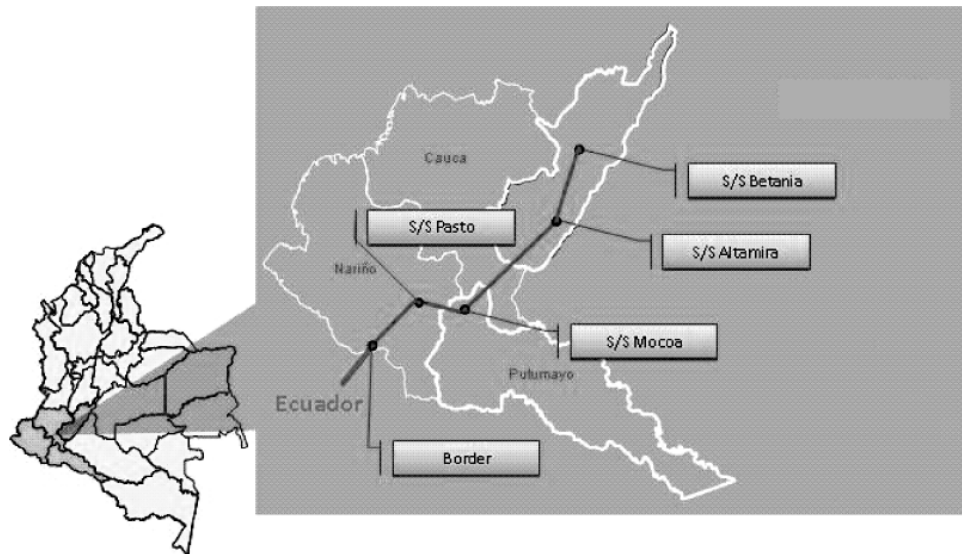


Entre el 2003 y el 2007 EEB invirtió alrededor de Col\$156.000 millones, (aproximadamente USD 73,74 millones) en la expansión de su red de transmisión. El plan de expansión de EEB para el periodo 2008 a 2010 incluye inversiones para reforzar la red en varias ubicaciones en Colombia y la construcción de la infraestructura para conectar por lo menos 650 MW de nueva generación hidroeléctrica al STN. EEB también planea aumentar su compensación inductiva y capacitativa para mejorar la calidad de sus servicios de transmisión eléctrica.

En 2005 a EEB se le adjudicó un nuevo proyecto de interconexión entre Colombia y Ecuador. Dicho refuerzo aumentó la capacidad de intercambio de electricidad entre ambos países de 250 MW a 500 MW. El proyecto está ubicado en el sur oeste colombiano, específicamente en los departamentos del Huila, Cauca, Putumayo y Nariño como lo muestra el siguiente diagrama. Incluye 379 km de líneas a 230kV desde la subestación en la

represa de Betania (en Yaguará, Huila) a la frontera con Ecuador cerca de Ipiales y la expansión y la construcción de 3 nuevas subestaciones y las obras necesarias para la adecuación de la subestación de Betania.

El siguiente mapa detalla la línea de interconexión eléctrica entre Colombia y Ecuador:



Mantenimiento de la Red de Transmisión Eléctrica de EEB

La Red de Transmisión Eléctrica de EEB requiere un mantenimiento especializado y periódico con el fin de garantizar su adecuado funcionamiento y disponibilidad. EEB analiza de manera continua la condición operativa de su Red de transmisión eléctrica y realiza mantenimientos preventivos y correctivos con el fin de mejorar la eficiencia y la confiabilidad de su red de transmisión de electricidad y reparar los equipos dañados.

El mantenimiento de la red de transmisión eléctrica de EEB se realiza a través de Transenelec S.A., un contratista independiente con una experiencia muy importante en el mantenimiento de las líneas de transmisión eléctrica. Sin embargo, EEB tiene un equipo de mantenimiento permanente que consta de 19 personas, 70% de las cuales son ingenieros, y es responsable de la planeación y la auditoría de las actividades de mantenimiento realizadas por Transenelec. Generalmente, las líneas se inspeccionan una vez al año aunque en algunas áreas esta labor se hace con mayor frecuencia debido, entre otras cosas, a las condiciones climáticas en las que operan algunas líneas y subestaciones.

EEB ha dedicado un especial esfuerzo en los últimos años para mejorar la planeación de las actividades de mantenimiento con el fin de garantizar que los recursos de mantenimiento se desplieguen eficientemente. El mantenimiento de los equipos se realiza de conformidad con las recomendaciones del fabricante y con base en las evaluaciones de especialistas. Lo anterior con el objeto de mantener una tasa de cumplimiento de los planes de mantenimiento del 100% en el periodo 2003-2007.

Excluyendo los apagones que resultaron por causa del terrorismo, que sumaron 549 horas, la red de transmisión eléctrica de la EEB experimentó 876 horas de indisponibilidad en circuitos, 98% de los cuales fueron programados para realizar actividades de mantenimiento y el remanente 2% fueron causados por tormentas eléctricas y otros eventos.

Las indisponibilidades de los circuitos generalmente no conducen a interrupciones en el servicio debido a que la mayoría de los puntos de las conexiones en el STN están atendidos por dos o más circuitos. El tiempo promedio para reconectar los circuitos después de un apagón no planeado, con la excepción de apagones relacionados con ataques terroristas, fue de 5 minutos en 2006 y de 5 minutos en 2007. En el 2006 se

presentó un acto terrorista contra la Red de Transmisión Eléctrica de EEB, y en el 2007 se registraron 2 actos del mismo tipo.

EEB ha desarrollado extensos planes para mitigar los efectos de los desastres naturales, actos terroristas y otro tipo de apagones no planeados en sus redes. Estos planes de contingencia incluyen medidas de seguridad, tales como permisos de acceso, apoyo militar, disponibilidad de personal entrenado para emergencias y transporte de equipo por tierra y aire y otros apoyos logísticos necesarios para restaurar el servicio interrumpido prontamente. Adicionalmente, EEB trabaja con las comunidades de las áreas de influencia de sus operaciones para aumentar la seguridad mediante la distribución de información sobre sus proyectos, proporcionando acceso a la electricidad en áreas rurales y dando trabajo relacionado con el manejo y el mantenimiento de los derechos de vía a las organizaciones comunitarias.

Servicios de Interconexión

El negocio de interconexión de EEB consiste en proporcionar a los generadores, las compañías de transmisión regional, las compañías de distribución local y a los grandes consumidores de energía las interconexiones con el STN y asignarles una capacidad de transmisión suficiente para satisfacer sus necesidades. En el caso de los generadores, la interconexión requiere una línea desde el generador hasta el STN y un transformador para ajustar el voltaje de salida del generador con el voltaje de la red. La interconexión también incluye los equipos necesarios de interruptores y la supervisión, protección y control de la interconexión. Se requiere un equipo similar para las compañías de transmisión regional, las compañías de distribución local y los grandes consumidores de energía, aunque en dichos casos, la función de los transformadores es la de ajustar el voltaje de la red a aquel requerido por quien recibe la electricidad.

Cada usuario del STN es responsable de su propio sistema de interconexión y es libre de construir su propia infraestructura de interconexión o contratar con EEB o un tercero para que lo haga. Los servicios de interconexión consisten, en una primera etapa, en la planeación y construcción de los activos de interconexión. Posteriormente, el servicio consiste en mantener y operar los activos de interconexión. Los clientes que buscan un servicio de interconexión pueden contratar con EEB solamente el servicio de planeación y construcción y realizar las labores de operación y mantenimiento con un tercero. A diciembre 31 de 2007, todos los clientes del servicio de interconexión de EEB contrataron ambos servicios, es decir, el de planeación y construcción y el de operación y mantenimiento. A diciembre 31 de 2007, EEB proporcionaba servicios de interconexión a dos generadores y dos distribuidores que representan aproximadamente el 14% de todas las interconexiones de la STN. Los cargos de interconexión se establecen a través de un contrato para cada punto de interconexión al STN de conformidad con la metodología establecida en las Resoluciones de la CREG No. 025 de 1995, No. 030 de 1996 y No. 082 de 2002, que toma en cuenta las inversiones de EEB en equipos y el costo de administrar, operar y mantener los equipos.

Operaciones en Perú

EEB es dueña del 40% de REP, la compañía de transmisión eléctrica más grande del Perú, que a diciembre 31 de 2007 operaba una red de transmisión eléctrica con una extensión de 4.136,67 km de 220 KV y 1.279,51 km de 138 kV lo que representó, aproximadamente, el 51,39% del sistema interconectado nacional del Perú.

La siguiente tabla muestra los ingresos operacionales de REP para los años de 2007, 2006 y 2005:

	US millones
2007	70,7
2006	60,9
2005	58,37

La siguiente tabla muestra las utilidades netas de REP para los años 2007, 2006 y 2005:

	US millones
2007	16,71
2006	10,89
2005	11,47

REP transmitió 22.740 GWh en 2007, lo que representa aproximadamente el 83.44% del total de electricidad transmitida en el Perú y un aumento del 10.5% sobre la cantidad de electricidad transmitida en el 2006.

Adicionalmente, EEB es dueña del 40% de Transmantaro que a diciembre 31 de 2007, operaba una red transmisión eléctrica con una extensión de 1.206,07 km a 220 kV. Transmantaro es un sistema que conecta los sistemas de transmisión eléctricos centrales con los del sur del Perú.

La siguiente tabla muestra los ingresos operacionales de Transmantaro para los años 2007, 2006 y 2005:

	US millones
2007	28,09
2006	27,61
2005	27,17

La siguiente tabla muestra las utilidades netas de Transmantaro para los años 2007, 2006 y 2005:

	US millones
2007	10,06
2006	7,25
2005	6,64

Transmantaro transmitió 1.591 GWh en 2007, lo que representó el 5.84% del total de electricidad transmitida en el Perú a través de líneas de 220 kV y 138 kV durante dicho periodo, y un aumento del 203% sobre la cantidad transmitida en el 2006.

REP y Transmantaro conjuntamente representan, aproximadamente, el 63% del sistema de interconexión Peruano.

REP y Transmantaro proporcionan servicios de transmisión eléctrica bajo Contratos de Concesión celebrados con el MEMP del Perú. El Contrato de Concesión firmado con REP el 5 de septiembre 2002 tiene por objeto la operación y el mantenimiento de las líneas de transmisión eléctricas y las subestaciones de dos compañías controladas por el estado - Etecen y Etesur - y tiene una duración de 30 años. El Contrato de Concesión firmado por Transmantaro el 7 de enero de 1998, tiene por objeto la operación y mantenimiento de las líneas de transmisión eléctrica Mantaro-Socabaya por un periodo de 33 años. Algunos aspectos del contrato de concesión peruano están sujetos a la a la regulación de OSINERGMIN y los ingresos regulados de la REP y Transmantaro se calculan con base en una fórmula establecida en por OSINERGMIN.

Según los contratos de concesión peruanos, REP y Transmantaro deben mantener ciertos estándares de calidad, seguridad y mantenimiento con respecto los activos entregados en concesión. OSINERGMIN puede imponer penalidades y restricciones por el incumplimiento o la violación de las obligaciones contractuales o legales de los concesionarios y el Gobierno Peruano puede asumir el control de las concesiones de REP y Transmantaro o tomar posesión de sus activos y sus operaciones para garantizar la continuidad en la prestación de los servicios de transmisión eléctrica, la operación adecuada de las instalaciones de transmisión eléctrica y el cumplimiento de las leyes y las reglamentaciones aplicables.

Acuerdos de Accionistas

El 19 de julio de 2002, EEB celebró un Acuerdo de Accionistas con ISA y Transelca S.A. E.S.P. para regular los derechos y obligaciones de ISA, Transelca y EEB como accionistas en REP. El Acuerdo de Accionistas de REP define que se requiere un mínimo del 70% de los votos de los accionistas para adoptar decisiones relacionadas con la distribución de dividendos adicionales a las cantidades máximas disponibles, la emisión de nuevas acciones, la transferencia de acciones existentes, la emisión de acciones preferenciales a favor de terceros, nuevas líneas de negocios, fusiones y consolidaciones y la disolución de REP. Adicionalmente, el Acuerdo de Accionistas de REP prevé que en caso de que ISA desee transferir su control en REP, EEB tendrá el derecho de vender sus acciones al comprador de las acciones de ISA en los mismos términos y al mismo precio. Las disposiciones del Acuerdo de Accionistas de REP se han incorporado a los estatutos de la compañía de conformidad con la ley Peruana.

En los términos del Acuerdo de Accionistas de REP, ISA fue designada como el operador técnico calificado de la concesión y tiene el derecho de designar al gerente general de REP. Bajo el Acuerdo de Accionistas de REP, la EEB tiene derecho de designar al director de control interno en la compañía. Tras la adquisición de Transmantaro por parte de ISA y EEB en diciembre de 2006, se incorporaron en los estatutos de esta compañía las mismas disposiciones contenidas en el Acuerdo de Accionistas de REP mismos términos del Acuerdo de Accionistas de REP.

Negocio de Distribución Eléctrica— Codensa

Generalidades

EEB participa en el negocio de distribución de electricidad en Colombia de manera indirecta a través de su inversión accionaria en la compañía Codensa. Codensa fue creada a partir de la separación de los activos de generación y distribución de EEB en 1997.

Aunque EEB tiene una participación accionaria del 51,51% en el capital de Codensa (incluyendo acciones con derecho a voto y sin derecho a voto), no ejerce el control sobre Codensa porque solo tiene el 43% de las acciones ordinarias con derecho a voto de la compañía.

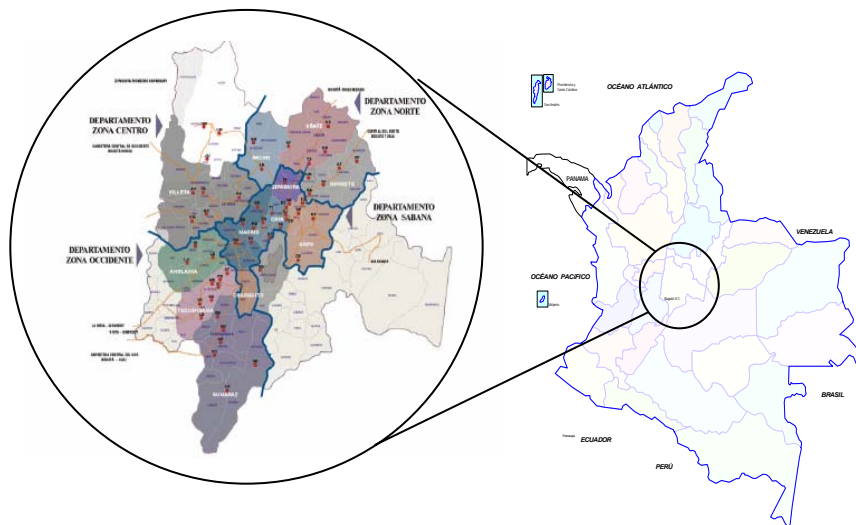
Bajo las leyes colombianas, EEB no ejerce el control sobre Codensa y consecuentemente, EEB no consolida los estados financieros de esa compañía.

En la siguiente tabla se presenta información financiera seleccionada de Codensa para los años 2005, 2006 y 2007:

	para el año terminado en 31 de diciembre,		
	2005	2006	2007
	Monto (*)	Monto (*)	Monto (*)
Ingresos operacionales	1.781.330	1.991.216	2.173.028
Costo de ventas	1.257.580	1.354.885	1.497.471
Utilidad operacional	422.158	564.986	607.672
EBITDA (1)	673.997	798.980	845.141
Margen EBITDA (%)	37,84	40,13	38,89
Dividendos decretados a EEB(2)	110.166	129.681	253.824
Reducciones de capital a EEB	258.534	117.050	0
Otros montos recibidos por EEB por reducciones de capital de Emgesa	193.723	80.256	
(*)Col\$ millones			

- (1) El EBITDA para el período de análisis fue calculado tomando la utilidad operacional de Codensa y sumándoles la amortización de intangibles y las depreciaciones de activos fijos para dicho período.
- (2) En 2007 incluye dividendos decretados y excedentes de reservas decretadas.

Codensa es la compañía de distribución de electricidad más grande de Colombia. Atiende una región con una extensión aproximada de 14.087 km² que incluye a la ciudad de Bogotá y otros 96 municipios en el Departamento de Cundinamarca, Tolima y Boyacá. Más de 9,5 millones de personas o, aproximadamente el 20,7% de la población colombiana, habita bajo el área que atiende Codensa. El mapa que aparece a continuación muestra el área donde se ubican los activos de distribución de electricidad de Codensa:



FUENTE CODENSA

Compras de Electricidad por Codensa

Durante el 2007, Codensa compró aproximadamente el 94.6% de su energía a través de contratos de suministro de largo plazo a precios negociados libremente para reducir su exposición a la volatilidad de los precios de energía en la Bolsa de Energía. Codensa compró el 37.6% de su energía en el 2007 a Emgesa, 57,0% a otros proveedores y 5.4% en la Bolsa de Energía.

Los precios de la energía comprada por Codensa bajo estos contratos de suministro de largo plazo se fijan con base en subastas competitivas llevadas a cabo periódicamente por Codensa de conformidad con las regulaciones de la CREG. El objetivo de Codensa es comprar electricidad a precios más bajos que los negociados en la Bolsa de Energía. La porción del suministro de electricidad que no está contratada bajo contratos de suministro de largo plazo, es adquirida por Codensa en la Bolsa de Energía. Dada la alta dependencia de la generación hidroeléctrica en el sector eléctrico colombiano, Codensa busca asegurar su suministro de energía contratando en las estaciones de alta pluviosidad y mantener en todo momento una exposición a los precios en la Bolsa de Energía que no supere el 20% de las necesidades totales de suministro de energía. Cada año Codensa celebra contratos de compra de energía para sus necesidades de suministro de energía proyectados para los siguientes 2 años.

Las compras de energía para los años 2007, 2006 y 2005 de Codensa totales y en la bolsa de energía se muestran en la siguiente tabla:

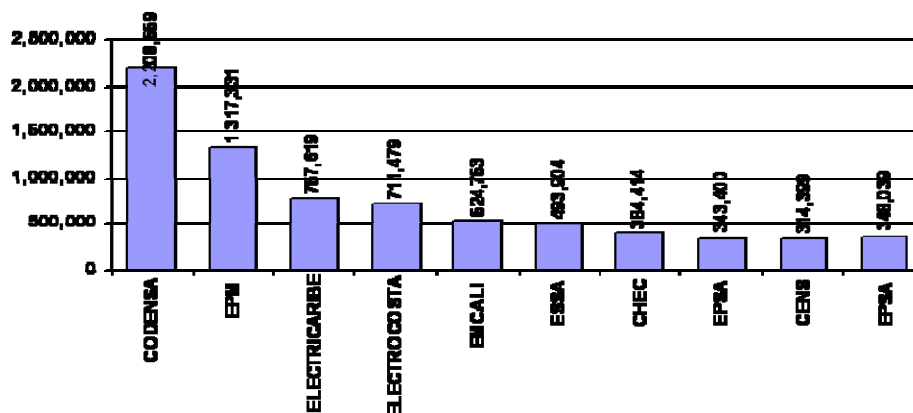
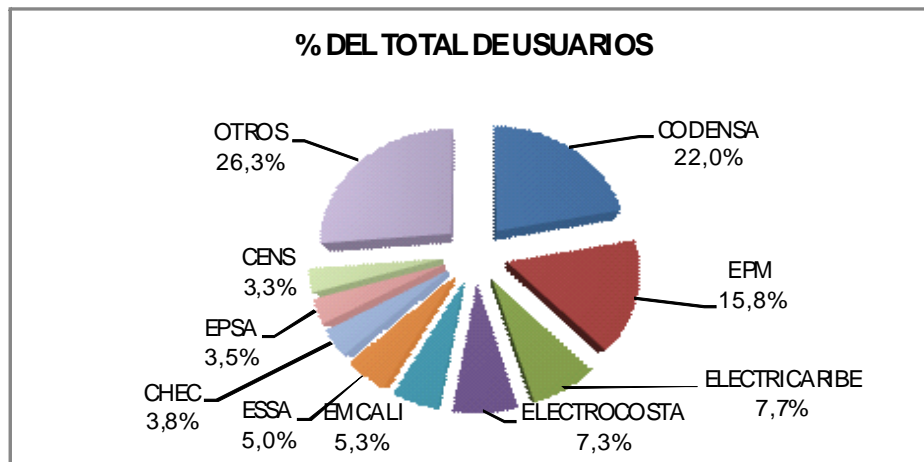
Año	Total (GWh)	Bolsa (GWh)
2007	7.957	427
2006	7.742	489
2005	7.092	349

Los precios promedio pagados por Codensa por sus compras de energía para los años 2007, 2006 y 2005 fueron más bajos que los precios promedio de electricidad cotizados en la Bolsa de Energía durante dichos periodos.

Cientes

En 2007, Codensa atendía a 2.208.559 clientes en su área de servicio. Sus ingresos operativos fueron de Col \$2.049.678 millones, el volumen vendido fue de 6,997.4 GWh, reflejando un aumento del 6.59% comparado con 2006. En dicho año las ventas a los clientes residenciales, comerciales, industriales y otros representaron aproximadamente el 57.81%, 25.37%, 9.95% y 6.87%, de las ventas totales, respectivamente.

La siguiente gráfica muestra el porcentaje del total de clientes atendidos por las compañías de distribución eléctrica en Colombia al 31 de diciembre de 2007:



Fuente: Codensa

La cartera de créditos de Codensa es una de las más sanas y sólidas del sector de distribución en Colombia. A diciembre 31 de 2007, su cartera vencida equivalía al 52,5% de sus ingresos mensuales promedio para este periodo y era equivalente a un ciclo de pago de 17 días. En 2006, 2005 dicho indicador fue de 55,1% y 63,0%, respectivamente. La reducción en la cartera vencida se logró gracias a la implementación de un sistema de puntaje de crédito, de acuerdo con el cual se clasificó a los clientes de conformidad con su historia crediticia de los últimos 12 meses, entre otras medidas.

La siguiente tabla contiene un desglose de los clientes de Codensa, por tipo de cliente:

	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Residencial	1.693.520	1.751.397	1.788.243	1.840.082	1.894.799	1.953.490
Comercial	178.339	181.624	187.034	192.680	204.438	214.090
Industrial	32.608	32.821	33.328	33.919	35.432	37.239
Oficial	6.186	6.090	5.977	6.093	3.737	3.648
No regulados	-	-	-			
Publico	0	84	90	90	91	92
Total clientes	1.910.653	1.972.016	2.014.672	2.072.864	2.138.497	2.208.559
Tasa de crecimiento	3,3%	3,2%	2,2%	2,9%	3,2%	3,3%

Nota: Clientes a diciembre de

Tarifas de Distribución de Electricidad

Las tarifas de distribución de electricidad de Codensa para Usuarios Regulados las establece la CREG de conformidad con la Resolución No. 31 de 1997 que toma en consideración el costo de las compras de energía, el costo de los servicios de transmisión, un nivel asumido de pérdidas de electricidad o (*pérdidas reconocidas*) que se compensan a través de una porción de la tarifa, y la remuneración por la inversión de los activos de distribución y la compensación por gastos de administración, operación y mantenimiento. Las tarifas de distribución se ajustan mensualmente con base en el IPP y cada 5 años se revisa el costo de reposición de los activos y los costos de operación y mantenimiento. Adicionalmente, para el caso de las inversiones en las líneas de distribución con un voltaje de 57,5 kV y 115 kV, las compañías de distribución tienen derecho a aumentar la tarifa teniendo en cuenta las inversiones realizadas para poner a disposición de los usuarios dichas líneas. Las tarifas de distribución también incluyen un cargo de comercialización que compensa la instalación de los medidores, la facturación y otros costos relacionados con los servicios de distribución de energía. En el caso de Codensa, representan aproximadamente el 11,3% del total de la tarifa cobrada a los Usuarios Regulados.

Además, las tarifas de distribución incluyen (i) un aporte a la CREG, la SSPD y XM, relacionados con gastos administrativos de dichas agencias regulatorias que en el caso de Codensa representan aproximadamente el 4% del total de la tarifa de distribución y (ii) un cargo para compensar a los generadores por las restricciones en el despacho de electricidad el cual es asignado a los usuarios finales en proporción a la electricidad que consumen. Este cargo representa entre el 3% y el 8% del total de la tarifa de distribución.

Procedimiento de Facturación

El procedimiento que utiliza Codensa para facturar y recaudar el pago de la energía suministrada a sus clientes es homogéneo. La lectura de los medidores y la facturación correspondiente se realiza mensualmente. Las facturas se preparan con base en las lecturas de los medidores o con base en estimados de consumo. A los clientes se les factura dentro de los 3 días hábiles siguientes a la lectura del medidor, y el pago se exige dentro de los 5 días hábiles después de la fecha de facturación. En caso de no pago durante los 3 días siguientes a la fecha límite de pago se suspende el suministro de electricidad a ese cliente.

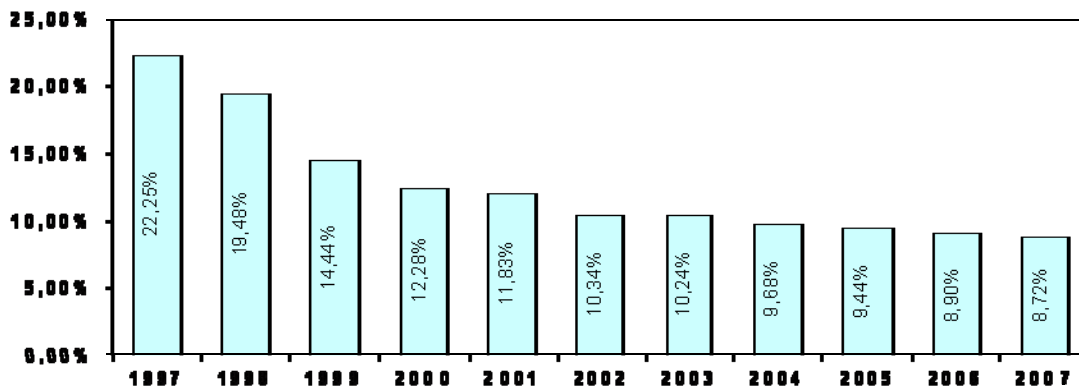
Pérdidas de Electricidad

Las pérdidas de energía equivalen a la diferencia entre la energía comprada y la electricidad facturada y pueden clasificarse como técnicas o no técnicas. Las pérdidas técnicas se refieren a la electricidad que se pierde en el sistema de transmisión eléctrica y en el sistema de distribución como consecuencia de un calentamiento natural de los conductores eléctricos que transmiten electricidad desde las plantas generadoras a los clientes y como consecuencia de otros procesos tales como la transformación de voltaje. Las pérdidas técnicas son una ocurrencia normal y aunque estas se pueden reducir mediante mejoras en la red, su eliminación total no tiene viabilidad económica. Las pérdidas no técnicas están relacionadas, principalmente, con los robos de electricidad, problemas en los medidores y errores administrativos.

Las pérdidas de electricidad tienen efectos negativos para las compañías de distribución de electricidad. Las pérdidas de electricidad exigen la compra de energía adicional para satisfacer los requisitos de carga pero no generan ingresos. Además, los clientes que se conectan ilegalmente generalmente registran niveles muy altos de consumo de energía. La reducción de pérdidas puede reducir la cantidad de energía que las compañías de distribución deben comprar para satisfacer la demanda, y, en el caso de las pérdidas no técnicas pueden aumentar la cantidad de electricidad vendida. La tarifa de distribución compensa parte de las Una porción predefinida de las pérdidas de energía y esta porción de la tarifa puede ajustarse periódicamente. Reducir las pérdidas de energía ha sido y continúa siendo una prioridad para Codensa.

En 2007, las pérdidas de electricidad de Codensa ascendieron a 8.72% del total de la energía distribuida. En los años 2006 y 2005 las pérdidas fueron de 8.90% y 9.44%, respectivamente. La regulación a través de la tarifa reconoce un nivel de pérdidas máximo de 14.75%. Considerando que Condensa atiende un mercado con unidades de negocio en áreas rurales y urbanas, es la compañía más eficiente en el país en su gestión de reducción de pérdidas de electricidad, de acuerdo con la información publicad por la CREG. El promedio de pérdidas de electricidad para otras compañías de distribución en Colombia a diciembre 31 de 2007 era del 16.7 %.

La figura muestra la evolución del indicador de pérdidas técnicas desde 1997:



Red de Distribución

A diciembre 31 de 2007, los activos de distribución eléctrica de Codensa consistían en:

Componente	Nivel de Tensión (kV)	Unidad de Medida	Cantidad
Líneas aéreas de transmisión	115	km	1,147
	57.5	km	115
Transformadores de potencia AT/AT	500/115, 230/115	unidad	50
		MVA	3,264
Transformadores de potencia AT/ATD	115/57.5	unidad	22
		MVA	440
Transformadores de potencia AT/MT	230/34.5, 230/11.4, 115/34.5, 115/13.8, 115/11.4	unidad	116
		MVA	3,290
Transformadores de potencia ATD/MT	57.5/34.5, 57.5/11.4	unidad	18
		MVA	353
Transformadores de distribución MT/MT	34.5/13.2, 34.5/11.4	unidad	83
		MVA	287
Red aérea MT		km	15,418
Red subterránea MT		km	2,595
Alimentadores urbano MT	11.4, 13.2, 34.5	unidad	730
		MVA	8,575
Alimentadores rural MT	11.4, 13.2, 34.5	unidad	165
		MVA	9,438
Transformadores de distribución (total)		unidad	61,339
		MVA	7,323
Red aérea BT		km	21,344
Red subterránea BT		km	643
Compensación reactiva MT		MVAR	209

Niveles de tensión:

- AT: Alta tensión; $100 \text{ kV} < x \text{ kV}$.
- ATD: Alta tensión distribución; $50 \text{ kV} < x \text{ kV} < 100 \text{ kV}$.
- MT: Media tensión; $x \text{ kV} < 50 \text{ kV}$.

Subestaciones

Codensa es dueña de 61 subestaciones y 57 subestaciones de distribución, con una capacidad de transformación total de 7,634 millones MVA, incluyendo subestaciones de reserva. La tabla que aparece a continuación proporciona información acerca de las subestaciones y los transformadores de Codensa:

Tipo	Cantidad Subestaciones	MVA Instalados	Cantidad Transformadores
Subestaciones de potencia AT-AT-MT	61	7,347	206
Subestaciones de distribución MT-MT	57	287	83
Total	118	7,634	289

Líneas de Transmisión

La extensión total de las líneas de transmisión de Codensa de 115, 57.5 y 34.5 kV es 2,590 km. El detalle por niveles de tensión es el siguiente:

Descripción	Urbanas (km)	Rurales (km)	Total (km)
Líneas nivel IV	386	761	1,147
Líneas nivel III	794	650	1,444
Total	1,180	1,411	2,591

Líneas de Media Tensión

La siguiente tabla resume la longitud de la red en este nivel de tensión, discriminando entre rural y urbano:

Descripción	Urbanas (km)	Rurales (km)	Total (km)
Líneas nivel II	7,852	8,833	16,684

Líneas de Baja Tensión

La siguiente tabla resume la longitud de la red en este nivel de tensión, discriminando entre rural y urbano:

Descripción	Urbana (km)	Rural (km)	Total (km)
Red nivel I	7,575	14,412	21,987

Codensa Hogar

En 2002, Codensa comenzó una nueva línea de negocios que consiste en otorgar financiación a sus clientes para adquirir electrodomésticos. Codensa también brinda asistencia a sus clientes para que compren seguros para su hogar y otros servicios tales como mejoras y reparaciones locativas. El cliente objetivo para esta nueva línea de negocio es principalmente el de bajos ingresos el cual, generalmente, no tiene acceso al sistema financiero formal. Gracias a su red de distribución Codensa pueden mercadear los servicios de su negocio de Condensa Hogar sin incurrir en gastos significativos de venta y mercadeo. Los ingresos de Codensa Hogar a Diciembre 31 de 2007 representaron 5.23% de los ingresos totales de Codensa.

En 2005 y 2006, los ingresos derivados de Codensa Hogar sobre el total de ingresos representaron el 2.20% y 3.76%, respectivamente.

Acuerdos de Accionistas

En 1997 EEB inició un proceso de reestructuración cuyo objetivo era mejorar su situación financiera, desarrollar futuras expansiones de sus activos de transmisión de electricidad y mejorar la calidad de sus servicios. Como resultado de dicha reestructuración, EEB transfirió sus negocios de generación y distribución de energía a dos entidades, Emgesa y Codensa, a las cuales ingreso como accionista estratégico el Grupo Endesa.

El 23 de Octubre de 1997, y como parte del proceso de reestructuración que culminó con la creación de Emgesa y Codensa, EEB celebró un Acuerdo de Accionistas con Luz de Bogotá S.A. (empresa del grupo Endesa). La sección 3.8 del Acuerdo de los Accionistas de Codensa, obliga a las partes acuerdan a votar a

favor la máxima distribución de utilidades, teniendo en cuenta la obligación legal de constituir una reserva o cualquier otra restricción relacionada con contratos de crédito.

El Acuerdo de los Accionistas de Codensa también estipula que Codensa puede celebrar transacciones con afiliados siempre y cuando estas se establezcan en términos que no sean menos favorables a las que se celebrarían en un contrato con un tercero estas a las que celebraría con terceros. Sin embargo, las transacciones con afiliados que superen los USD5 millones en un periodo de 12 meses deberán contar con el voto favorable de cuatro de los cinco directores que conforman la junta directiva de Codensa. EEB tiene derecho a elegir a dos de los cinco miembros de dicha junta.

El Grupo Endesa posee más del 50% de las acciones con derecho a voto de Codensa. El Grupo Endesa controla y opera a Codensa y EEB tiene derechos de veto sobre decisiones claves. Según el Acuerdo de los Accionistas de Codensa la siguientes decisiones de de la compañía requieren el voto favorable de por lo menos el 75% de las acciones en circulación con derecho

- a) Fusión y escisión de la compañía;
- b) Emisión de las acciones en reserva;
- c) Realización de negocios diferentes a los de distribución o comercialización de electricidad u otros negocios estrictamente relacionados con ellos; y
- d) Modificaciones a los estatutos de Codensa;

Adicionalmente el Acuerdo de los Accionistas de Codensa define que las siguientes decisiones requieren el voto favorable de la mayoría de los miembros que conforman la junta directiva de Condensa. EEB tiene derecho a asignar dos miembros en la Junta Directiva.

- a) Incurrir en deuda o realizar inversiones que superen los USD10 millones si Codensa distribuyó más del 50% de sus utilidades en el año fiscal inmediatamente anterior;
- b) La venta, liquidación, transferencia o cualquier otra disposición de todo o parte de los activos de la compañía;
- c) Emisión de cualquier garantía que supere los USD5 millones;
- d) Ofrecer prendas para garantizar obligaciones que superen los USD10 millones; y
- e) Transacciones con compañías afiliadas para la adquisición de bienes y servicios cuando los términos y las condiciones de estas transacciones difieran de aquellos utilizados en transacciones con terceros no relacionados y cuando estas transacciones conjuntamente superen un valor de USD5 millones durante cualquier periodo de 12 meses.

Las decisiones corporativas descritas en los literales a), c) y d) no quedaran sujetos a los requisitos de voto calificado si son exigidas por mandato de ley o necesarias para cumplir con obligaciones contractuales. El Acuerdo de Accionistas de Codensa permanecerá vigente siempre y EEB tenga directa e indirectamente por lo menos el 25% de las acciones de Codensa.

Negocio de Transporte de Gas Natural —TGI

Generalidades

Panorama General

El transporte de gas natural es el principal negocio operativo de EEB y representó, a finales de 2007, el 83.75% del total de los ingresos operacionales consolidados de la compañía.

El 16 de febrero de 2007 se constituyó TGI mediante escritura pública No. 67 de la notaria once de Bucaramanga, el 2 de marzo del mismo año, se protocolizó el cierre financiero del proceso de enajenación de activos, derechos y contratos de Ecogás por valor de Col\$3,25 billones. Como parte de este proceso TGI adquirió una red de gasoductos que incluyeron: (i) seis gasoductos y tramos conexos con una extensión total aproximada de 1.901 Km. y una capacidad de entrega de aproximadamente 435 MMPCD y, (ii) tres gasoductos operados y mantenidos por terceros bajo la modalidad de BOMT con una extensión total aproximada de 1.801 Km. y una capacidad de entrega de aproximadamente 400 MMPCD. Bajo estos contratos BOMT, la capacidad total de transporte de dichos gasoductos es exclusiva de TGI, quien además tiene la opción de adquirirlos junto con sus instalaciones asociadas al vencimiento del contrato.

TGI fue creada como una sociedad anónima organizada como empresa de servicios públicos domiciliarios bajo las leyes colombianas. Constituyéndose como la principal compañía de transporte de gas natural del país.

El sistema de gasoductos de TGI es el único en el país que conecta los principales campos de producción de gas natural del país (Guajira y Cusiana) con las principales mercados, incluyendo a Bogotá.

Aproximadamente el 98% de la capacidad contratada de gas natural de TGI está estructurada bajo contratos de transporte de largo plazo en firme con sus clientes, teniendo a 31 de diciembre de 2007 una vida remanente promedio aproximada de seis años.

Historia y Privatización

Ecogás fue constituida de conformidad con la ley 401 del 20 de agosto de 1997, como parte del Plan de Masificación de Gas Natural adoptado por el gobierno colombiano a principios de la década de los 90. Ecogás recibió todos los activos, derechos y contratos del negocio de transporte de gas natural que hasta antes de su creación eran propiedad de Ecopetrol.

En febrero de 2005, con base en una recomendación del CONPES, el gobierno colombiano anunció la privatización de Ecogás.

El 6 de diciembre de 2006, EEB hace la oferta para la adquisición de no menos de 70.926.955 acciones comunes de TGI (que representaban aproximadamente 94,5% de las acciones emitidas y en circulación de TGI) y hasta un monto adicional de 4.073.045 ordinarias de TGI (que representaban un porcentaje adicional de 5,5% de las acciones comunes de TGI sobre las cuales tenía derecho de retiro el Sector Solidario).

De conformidad con los términos del Programa de Disposición de Ecogás, TGI fue constituida el 16 de febrero de 2007, fecha en que EEB suscribió y pagó 73.435.860 acciones ordinarias de TGI (que representaban el 97,91% de las acciones emitidas y en circulación de TGI). El 2 de marzo de 2007, TGI pago el faltante del precio total adjudicado del proceso de enajenación de activos, derechos y contratos de Ecogás. El valor total pagado fue de Col\$3,25 billones.

Según los términos de la privatización, Ecogás siguió siendo responsable de todos sus pasivos.

Estructura de Propiedad de TGI

La siguiente tabla contiene la información de los accionistas de TGI al 31 de diciembre de 2007.

	Número de acciones	%
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	73,435,860	97.91
Sector Solidario	1,564,140	2.03
	<u>75,000,000</u>	<u>100.00</u>

La Industria de Transporte de Gas Natural en Colombia

Generalidades

Colombia tiene reservas de gas natural de alrededor de 6,18 TPC. Estas reservas, a las tasa de producción actual, alcanzarían para 26,4 años.

La demanda de gas natural ha crecido en forma importante en años recientes y en 2007 representó aproximadamente el 20,6% del consumo total de energía en el país. En 2007, el consumo de gas natural alcanzó 731 MMPCD lo que representó un aumento del 29% respecto a los 567 MMPCD que se consumieron en 1997. El consumo de gas natural en el mercado que atiende TGI ha aumentado en un 251% desde 1998, pasando de 105 MMPCD en 1998 a 369 MMPCD en 2007. Se espera que la demanda doméstica de gas natural continúe en aumento a una tasa promedio anual de entre 3,9% a 6,4% hasta el año 2015.

Este crecimiento en la producción y consumo de gas natural se atribuye principalmente a: (i) la sustitución de combustibles fósiles más costosos y menos amigables con el medio ambiente por gas natural, (ii) políticas estatales para estimular el uso del gas natural y (iii) el crecimiento reciente de la economía colombiana.

El gas natural se transporta a través del sistema nacional de gasoductos, que conecta los principales campos de producción en las cuencas de la Costa Atlántica y los Llanos Orientales, con los centros de consumo y distribución localizados en los principales mercados de Colombia. El principal sistema de transporte de gas natural en Colombia es el de TGI.

Antecedentes históricos

La industria de gas natural en Colombia permaneció virtualmente sin desarrollarse hasta mediados de la década de los 70, cuando se realizaron descubrimientos significativos de reservas de gas natural en la cuenca de la Guajira ubicada en la Costa Atlántica colombiana. El gas se utilizó inicialmente para sustituir petróleo, que era el combustible utilizado en aquel tiempo para la generación eléctrica en la Costa Atlántica colombiana. En 1986, el gobierno colombiano lanzó un programa para promover el uso de gas natural domiciliario y lo llamó el Programa de Gas para el Cambio, que consistía en abastecer con gas natural a los centros urbanos de la región Atlántica y aquellas áreas ubicadas en la vecindad de los campos de producción de gas natural a través del país.

Nuevos e importantes descubrimientos de reservas ubicados en la región de los Llanos Orientales a comienzos de la década de los 90, condujo al gobierno colombiano a lanzar otro esfuerzo en 1991 para apoyar el desarrollo de la infraestructura de transporte y distribución de gas a través del Plan de Masificación de Gas. A través de este plan se desarrollo una extensa red de gasoductos, creando incentivos para los

generadores eléctricos que utilizaran unidades accionadas por gas y promovió el aumento en el uso de gas natural por parte de los consumidores industriales y domiciliarios.

Ecopetrol estuvo a cargo de implementar el Plan de Masificación de Gas y desarrollar un marco para la participación de compañías del sector privado en la inversión y en la construcción de infraestructura de gas natural necesaria para apoyar el crecimiento esperado en la demanda de este hidrocarburo. Ecopetrol celebró una serie de contratos BOMT con compañías del sector privado para financiar, construir, mantener y operar activos de transporte de gas natural y sus instalaciones relacionadas, que estarían a disposición del sistema colombiano de gasoductos. Estos contratos BOMT fueron celebrados por Ecopetrol por periodos específicos de tiempo, e incluían el pago por parte de Ecopetrol, de unos honorarios por servicios y disponibilidad. Así mismo, le otorgaban a Ecopetrol la opción de comprar, por una suma adicional, los activos una vez vencieran los contratos. Como resultado del Plan de Masificación de Gas, la extensión del sistema de gasoductos en Colombia aumentó de 1.810 Km. en 1991 a 6.564 Km en la actualidad.

Ecogás en 1997 como una compañía industrial y comercial del Estado dedicada exclusivamente al transporte de gas natural, dentro del Plan de Masificación de Gas. Los activos de transporte de gas natural existentes en ese momento, los derechos y contratos de Ecopetrol fueron transferidos a Ecogás, incluyendo más de 3.600 Km. de gasoductos e instalaciones relacionadas que conectan los campos de Chuchupa, Ballena y Cusiana a los centros de consumo y distribución en las regiones del interior del país. En 2005, el gobierno colombiano anunció la privatización de Ecogás que fue finalizó el 2 de marzo de 2007 cuando TGI adquirió este negocio.

Además, en 1999, el gobierno colombiano comenzó a promover en el interior del país el uso de gas natural comprimido como una alternativa de combustible automotor de menor costo, conocida como gas natural vehicular o GNV. Esto generó un aumento en la cantidad de vehículos convertidos a GNV de aproximadamente 4.600 en 1999 a más de 235.000 en 2007.

A comienzos de 1999, tomando en cuenta el descenso continuo en las reservas de petróleo y con el objetivo de mantener un suministro auto suficiente de petróleo para consumo interno, el gobierno colombiano introdujo una nueva legislación para promover inversiones en el sector privado para la exploración de petróleo y gas. Como resultado de estos cambios regulatorios, las actividades exploratorias en Colombia aumentaron significativamente de 10 nuevos pozos A3 perforados en 1999 a 70 nuevos pozos A3 perforados en 2007 y generó como resultado, aproximadamente 150 contratos de exploración y producción celebrados por la ANH desde el 2004.

En años recientes, la CREG introdujo una serie de incentivos para promover aún más el desarrollo de producción de gas natural dirigida al interior del país, más precisamente en los campos de Cusiana y Cupiagua, incluyendo la liberación de los precios de gas sujeta a algunos aumentos en la capacidad de producción. Como resultado de estas medidas, la producción en estos campos aumentó de aproximadamente 20 MMPCD en 2003 a aproximadamente 200 MMPCD en 2007

Descripción del mercado y participantes

Los sistemas principales de transporte de gas natural en Colombia son el sistema de gasoductos de TGI, que representa aproximadamente el 56% de la extensión total del sistema de gasoductos a nivel nacional y atiende principalmente al interior del país, y el sistema de gasoductos de Promigas, que representa aproximadamente el 35%, que atiende exclusivamente a la Costa Atlántica. El restante 9% del sistema de gasoductos colombianos está representado por 6 compañías más pequeñas.

El cuadro que aparece a continuación proporciona información acerca de las diferentes compañías de transporte de gas natural en Colombia:

Compañía	Longitud Km.	Porcentaje	Volumen (MMPCD) 2007	Participación del mercado (%) 2007
TGI.....	3.702	56%	369	53
Promigas.....	2.286	35%	308	44

Otros (1)	576	9%	20	3
Total.....	6.564	100%	697	100

Fuente: CREG

(1) El Gasoducto del Tolima S.A. E.S.P., o Gastol, Promotora de Gases del Sur S.A. E.S.P., o Progasur, Transcogas, Transportadora de Metano S.A. E.S.P., o Transmetano, Transoccidente S.A. E.S.P., o Transoccidente, y la Sociedad Transportadora de Gas del Oriente S.A. E.S.P., o Transoriente.

Suministro de Gas Natural

Las reservas de hidrocarburos de Colombia están diseminadas en 18 cuencas, 7 de las cuales tienen una producción activa.

La mayoría de las reservas de gas natural están ubicadas en los campos de Cusiana y Cupiagua, aunque los campos de Chuchupa y Ballena también representan gran parte de la producción actual. El Sistema de Gasoductos de TGI está conectado a dichas cuencas y por ende está muy bien posicionado para aprovechar nuevas oportunidades de negocio.

El gobierno está implementando políticas para aumentar la exploración de hidrocarburos y aumentar la tasa de sustitución de consumo de gas natural en vez de petróleo. Por ejemplo, el gobierno ha eliminado progresivamente los subsidios para la gasolina y ha introducido impuestos más altos para productos derivados del petróleo, tales como el diesel y la gasolina.

Adicionalmente, las reservas aún potenciales de Colombia sin explorar se estiman entre 4,2 y 34 Tcf según la ANH (con base en un estudio realizado por Arthur D. Little en 2006). La ANH actualmente realiza inversiones significativas para obtener información geológica básica de áreas no exploradas y aumentar la probabilidad de ubicar estas reservas.

Integración Regional

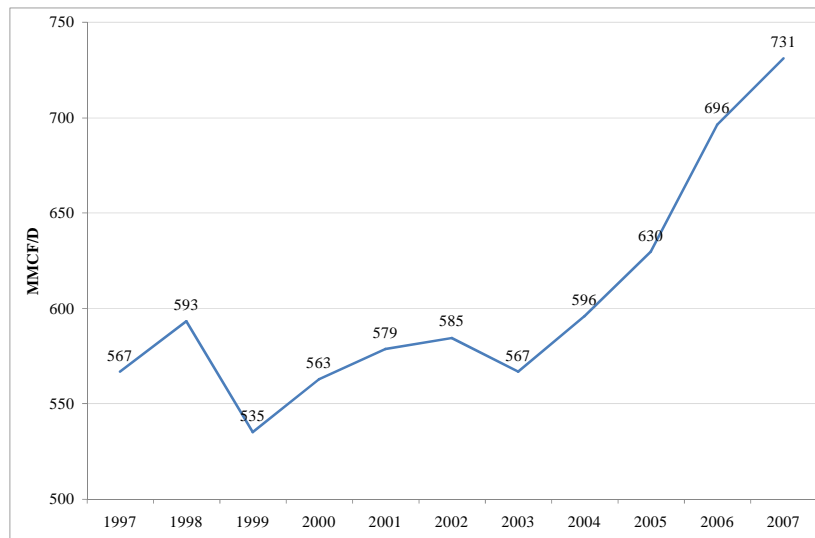
En abril de 2003, Colombia y Venezuela acordaron construir un gasoducto por una suma estimada en USD\$335 millones, de 400 a 500 MMPCD de capacidad de transporte

En enero de 2008 finalizó la construcción de dicho gasoducto que une la cuenca de la Guajira colombiana con la región del Lago de Maracaibo en Venezuela. En la actualidad, y con base en el acuerdo suscrito entre Colombia y Venezuela, Colombia está exportando gas hacia Venezuela y se espera que a partir de 2012 Venezuela le exporte gas natural a Colombia.

Demanda de Gas Natural

El consumo de gas natural ha experimentado un aumento significativo en años recientes, alcanzando aproximadamente el 20,6% del consumo total nacional de combustibles en 2007.

Como lo muestra la gráfica, el consumo de gas natural en Colombia aumentó en 29%, pasando de aproximadamente 567 MMPCD en 1997 a 731 MMPCD en 2007, lo que representa una tasa promedio de crecimiento anual de aproximadamente 2,6%.



FUENTE: UPME

Regulación del Transporte de Gas Natural en Colombia

Generalidades

TGI está regulada por una serie de normas promulgadas y emitidas por diferentes entes gubernamentales colombianos que establecen marcos para:

- La producción, el transporte, la distribución y la comercialización de diferentes formas de energía, incluyendo el gas natural;
- La promoción de la participación del sector privado en el mercado de gas natural;
- La provisión de incentivos para el desarrollo de la industria de gas natural;
- El desarrollo de la competencia en la industria de gas natural;
- Limitaciones a la integración vertical y horizontal; y
- Mecanismos para garantizar un acceso abierto y no discriminatorio a la red de transporte de gas natural.

En 1994, la ley 142 creó el marco legal para los servicios públicos (incluyendo el gas natural) y eliminó el sistema de concesiones para la prestación de los servicios de transporte de gas natural, estableciendo un sistema de acceso abierto y no discriminatorio al sistema de transporte de gas natural en Colombia. Bajo el sistema actual, el gobierno colombiano no asigna concesiones para prestar servicios de transporte de gas natural y por ende cualquier participante en la industria puede ingresar a este mercado a través de la construcción de su sistema de gasoductos.

Entidades Regulatorias

Las entidades gubernamentales que juegan un papel importante en la industria de gas natural son (i) el Ministerio de Minas y Energía (MME), (ii) la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), (iii) la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), (iv) la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y (v) la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

El Ministerio de Minas y Energía — MME

El sector energético está bajo la jurisdicción del MME el cual es responsable de adoptar las políticas sobre: (i) exploración, producción, transporte, procesamiento y distribución de minerales e hidrocarburos; y (ii) el desarrollo de los sectores minero y energético.

Comisión de Regulación de Energía y Gas — CREG

La CREG está compuesta por los siguientes integrantes: El Ministro de Minas y Energía, el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Director del Departamento Nacional de Planeación y cinco expertos técnicos independientes designados por el Presidente de la República. El objetivo principal de la CREG es asegurar que las compañías en el sector proporcionen servicios económicamente eficientes y de alta calidad relacionados con la energía y el gas.

Agencia Nacional de Hidrocarburos — ANH

La ANH fue creada en 2003 para administrar las reservas de hidrocarburos en Colombia e implementar políticas de exploración y explotación de petróleo y gas.

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios — SSPD

La SSPD fue creada por la ley 142 y es responsable primordialmente de: vigilar, controlar y monitorear todas las compañías que prestan servicios públicos domiciliarios; implementar reglamentaciones, imponer penalidades y ser veedor en términos generales del desempeño financiero y administrativo de las compañías de servicios públicos domiciliarios; desarrollar las normas contables para las compañías de servicios públicos domiciliarios; y en general, organizar las redes de información y las bases de datos estadísticas y demás información relacionada con la gestión de las empresas de servicios públicos domiciliarios.

Unidad de Planeación Minero Energética — UPME

La UPME es una unidad administrativa especial adscrita al MME y es responsable de desarrollar y actualizar el Plan Nacional Energético y los planes de expansión de referencia del sector eléctrico nacional. La UPME también es responsable de proyectar los requisitos generales de energía en Colombia, planear y desarrollar las maneras y formas de satisfacer estos requerimientos de energía, incluyendo el desarrollo de fuentes alternas, y establecer programas para conservar y optimizar su uso. La CREG puede utilizar las proyecciones de la UPME para establecer tarifas y procesos de ajuste.

Leyes y Reglamentaciones Relevantes

Constitución Política Colombiana

El artículo 365 de la Constitución Política de Colombia, establece un marco constitucional para las empresas de servicios públicos en Colombia que define que: (i) los servicios públicos son inherentes al objetivo social de la nación, (ii) la nación debe asegurar que dichos servicios, incluyendo los servicios públicos domiciliarios, estén a disposición de todos los ciudadanos de manera eficiente, y (iii) las personas privadas tienen derecho a proporcionar dichos servicios, sujetas a la reglamentación del gobierno colombiano. Este artículo también establece que la prestación de los servicios públicos deberá quedar sujeta al marco regulatorio establecido por ley. A continuación se presentan algunas leyes y resoluciones aplicadas al transporte de gas natural en Colombia.

Ley 142 de 1994

La Ley 142 de 1994 fue promulgada de conformidad con un mandato del artículo 365 de la Constitución Política de Colombia y fue diseñada para garantizar la prestación continua de los servicios públicos bajo algunos estándares de calidad y eficiencia. La Ley 142 contiene el marco legal general aplicable a la prestación de servicios públicos domiciliarios (es decir, agua y alcantarillado, saneamiento básico, distribución

de electricidad, distribución de gas natural y servicio telefónico) como también actividades complementarias a estos servicios tales como el transporte de gas natural.

Bajo la Ley 142: (i) los entes de regulación y control tienen la responsabilidad de asegurar que las entidades de capital público, mixto o privado presten eficientemente los servicios públicos domiciliarios; (ii) que los ciudadanos tengan el derecho a elegir el proveedor de servicio; y (iii) cualquier persona tiene el derecho a organizar u operar compañías dedicadas a la prestación de servicios públicos domiciliarios.

Ley 401 de 1997

La Ley 401 de 1997, o Ley 401, establece la creación de Ecogás como una empresa industrial y comercial del estado bajo la supervisión de MME, así como la transferencia a Ecogás de los activos de transporte de gas natural de Ecopetrol.

Resolución CREG No. 057 de 199 contiene la mayor parte de las disposiciones que afectan el sector de gas natural, entre las que se encuentran:

- *Separación de actividades.* Reconoce cinco participantes independientes en la cadena económica de gas natural: el productor, el transportador, el distribuidor, el agente comercializador y el cliente no regulado (consumidor de más de 100 KPCD).
- *Limites a integración vertical.* Prohíbe a los transportadores de gas natural participar directamente en las actividades de producción, distribución o comercialización, o de tener un interés económico en las compañías que se dedican a esas actividades. Igualmente, le prohíbe a las compañías dedicadas a la producción, distribución o comercialización de gas natural, participar directamente en actividades de transporte, o tener intereses económicos en compañías dedicadas al transporte de gas natural. También prohíbe a los transportadores de gas natural participar directamente en generación de electricidad y tener intereses económicos en compañías dedicadas a la generación de electricidad con gas natural. Para fines de la resolución 057, el interés económico es definido como un interés superior al 25% del capital de la compañía.

Resolución CREG 071 de 1999. Creó Reglamento Único de Transporte (RUT) que define las reglas operacionales del Sistema Nacional Transporte (SNT), tales como los estándares de mejores prácticas y calidad para el transporte de gas natural. El RUT también incluye reglas para asegurar el acceso abierto al SNT a todos los agentes del sector de transporte de gas.

Resolución CREG 001 de 2000 Establece el marco general para la determinación por parte de la CREG de las tarifas a cobrar por los servicios de transporte de gas. La Resolución 001 también establece los criterios para determinar las sumas que la CREG reconocerá como inversión en el sistema de gasoducto y los costos de AO&M para fines de determinar sus tarifas.

También permite a los transportadores de gas negociar los cargos de servicio con sus clientes, cuyos valores no pueden exceder los cargos máximos establecidos por la CREG.

Resolución CREG 085 de 2006 Establece que a partir de la fecha en que culminó el proceso de privatización de Ecogás, TGI deberá aplicar las tarifas reguladas para los servicios de gas de transporte de gas aprobadas para Ecogás de conformidad con las Resoluciones 076, 013 y 125.

Tarifas de Reglamentación de Transporte

La estructura de tarifas para el transporte de gas y otros servicios públicos, debe basarse, entre otros, en los criterios de suficiencia financiera y eficiencia económica. El primer criterio consiste en que las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, reposición y el mantenimiento; y permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable. Bajo el segundo criterio, el esquema de tarifas debe proporcionar mecanismos que establezcan precios por dichos servicios

de una manera similar a los precios que se obtendrían en mercados competitivos. Adicionalmente, bajo dicho criterio las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia.

El sistema de remuneración del transporte de gas natural en Colombia se basa en la suscripción de contratos privados entre los transportadores y los usuarios del servicio. Por consiguiente, un proveedor de servicios de transporte de gas natural solo obtendrá ingresos si celebra contratos con terceros y les cobra las tarifas de transporte, sujetas a las máximas tarifas establecidas por CREG.

Metodología para Determinar las Tarifas

Las tarifas de transporte las determina la CREG aplicando una metodología general establecida en la Resolución 001.

La CREG divide cada sistema de transporte en segmentos y determina las tarifas aplicables a cada segmento por separado, utilizando una metodología que establece cargos que toman en cuenta: (i) costos de inversión (en USD); (ii) costos de administración, operación y mantenimiento, o costos AO&M (en Col\$); y (iii) la demanda proyectada de los servicios de transporte a través del gasoducto. Para realizar estos cálculos, la CREG asume una vida útil de 20 años para los gasoductos y de 30 años para los gasoductos construidos bajo Contratos BOMT.

Utilizando esta información, la CREG establece siete combinaciones de cargos fijos y variables. Los cargos fijos aplican a la capacidad contratada y los cargos variables aplican a los volúmenes realmente transportados. La manera en que los transportadores y consumidores negocian las tarifas de servicio es acordando una combinación de cargos fijos y variables, que se adapte a sus necesidades.

Para cada transportador, la CREG utiliza diferentes tasas de retorno para los cargos fijos y variables. Lo anterior se realiza con base en los costos de capital histórico y actual de la industria, ponderados por la base de activos existente y las inversiones proyectadas del transportador. TGI tiene definida por la CREG una tasa de retorno de 12,5% para sus cargos fijos y 16,5% para sus cargos variables. Los cargos fijos y variables para el transporte de gas se ajustan cada año con base en el PPI, mientras que los cargos AO&M se ajustan anualmente con base en el IPC.

Procedimiento para la Determinación de Tarifas

Para determinar los cargos fijos y variables, los transportadores de gas natural deben presentar a la CREG cada cinco años un expediente que incluye: (i) las inversiones efectuadas en el sistema de gasoductos y las inversiones proyectadas para los siguientes cinco años; (ii) las proyecciones para los siguientes 20 años de capacidad de demanda y los volúmenes de transporte esperados; y (iii) los costos esperados de AO&M para los siguientes 20 años. La CREG analiza esta información con base en sus estándares de eficiencia, las proyecciones presentadas por otros transportadores de gas, los lineamientos establecidos en UPME y otra información.

Las resoluciones de la CREG que determinan las tarifas de transporte de gas natural aplicables pueden debatirse mediante un recurso de reposición, que se presenta ante la CREG. En caso que la CREG niegue el recurso de reposición, el transportador puede acudir a un proceso judicial a través de los tribunales administrativos.

Negocio

Estrategia del Negocio

TGI busca mantener su posición de liderazgo en el sector del transporte de gas natural en Colombia. Para lograr este objetivo, sus acciones se encaminan a lograr un crecimiento estable y sostenido de sus negocios

principales, aumentando sus márgenes operacionales, gracias a la implementación de las siguientes acciones:

- **Mejorar el control operacional del Sistema de Gasoductos de TGI.** TGI decidió asumir directamente la operación y mantenimiento de sus gasoductos, los cuales eran operados por contratistas independientes. Se espera que con esta decisión se mejore el control y supervisión de la operación del sistema de gasoductos de TGI. TGI considera que esta estrategia le permitirá monitorear más de cerca indicadores claves tales como presión del gasoducto, flujos de entrega y el desempeño de las válvulas del sistema para aumentar el uso del gasoducto y mejorar la calidad de sus servicios. TGI también evaluará la conveniencia de ejercer el derecho de adquirir los activos de transporte de gas natural bajo la modalidad de contratos BOMT.
- **Mejorar la confiabilidad y la eficiencia del sistema de gasoductos de TGI y reducir los costos operativos.** A través de un mejor control operacional del sistema de gasoductos, TGI procurará aumentar su eficiencia y confiabilidad operacional en su sistema de transporte, reduciendo las pérdidas de gas natural y sus costos operativos. Para lograr este objetivo, TGI pretende:
 - Completar la instalación del sistema de adquisición de datos y control de supervisión o SCADA, para la porción del Sistema de Gasoductos de TGI e instalaciones relacionadas que aún no opera remotamente con este sistema.
 - Introducir programas de entrenamiento liderados por instructores, incluyendo la operación de centros de control de Enbridge Technology, la operación de las instalaciones de compresión y los programas de entrenamiento y mantenimiento de los gasoductos;
 - Evaluar las condiciones operacionales de los sistemas de medición para mejorar la exactitud de dichos sistemas con el fin de reducir pérdidas de gas natural; y
- **Expansiones domésticas e internacionales.** TGI considera su posición estratégica en Colombia y su experiencia en el sector de transporte de gas natural le permitirán aprovechar las oportunidades de crecimiento en Colombia, América del Sur y América Central. TGI se encuentra adelantando gestiones encaminadas a ampliar la capacidad de transporte del gasoducto de Cusiana – Porvernir – La Belleza. Se espera con esta ampliación aumentar la capacidad de transporte de 200 Mpcd a 270 Mpcd y posteriormente a 400 Mpcd. Además, TGI está adelantando gestiones para aumentar la capacidad de transporte del gasoducto de Ballena-Barrancabermeja de 192 Mpcd a 260 Mpcd.

EEB evaluará oportunidades para construir o adquirir activos de transporte de gas natural existentes que cumplan con sus criterios de inversión en países con reservas relevantes de gas y que ofrezcan condiciones económicas estables y favorables y prospectos de crecimiento y con un marco regulatorio sólido.

- **Aumentar la utilización y el volumen del gas natural transportado en los gasoductos.** Aproximadamente el 88% de la capacidad de transporte en los principales gasoductos de TGI están actualmente contratados. Sin embargo, la tasa de utilización es aproximadamente del 66%, por lo que la compañía tiene un margen importante para aumentar dicha utilización y generar un mayor volumen de ingresos. Para lograr esto, la dirección comercial de TGI esta, proponiendo a sus clientes la celebración de contratos interrumpibles donde la empresa acuerda transportar gas para dichos clientes en la medida que exista capacidad de transporte no utilizada en el Sistema de Gasoducto TGI y proponiendo servicios complementarios tales como parqueo de gas natural y *peak shaving*. Además, TGI busca aumentar el volumen de gas natural transportado para el negocio de GNV. También espera

desarrollar estrategias conjuntas con distribuidores para lograr una mayor sustitución de otros combustibles por gas natural, especialmente en los mercados de Cali y Medellín.

- **Capitalizando la experiencia y la idoneidad de la EEB.** TGI procura capitalizar la amplia experiencia y el conocimiento de la EEB en el desarrollo, la operación y la integración de infraestructura energética. TGI considera que los integrantes de su equipo gerencial pueden beneficiarse de la experiencia y los recursos gerenciales de la EEB para implementar su estrategia de negocio.

Fortalezas del Negocio y Competitividad

- **El gas natural es estratégico para Colombia.** TGI opera en un sector de alta importancia estratégica para el gobierno colombiano. El gobierno apoya activamente el desarrollo de la industria de gas natural y el aumento de su uso como un combustible menos costoso y más amigable al medio ambiente comparado con otros combustibles fósiles. TGI considera que el enfoque del gobierno en fortalecer el sector de gas natural, contribuirá muy probablemente, al crecimiento estable del negocio de TGI en la medida en que los subsidios de otros combustibles se reduzcan o eliminen y como resultado, la tasa de sustitución de gas natural por otros combustibles más costosos iría en aumento.
- **Volumen de Ingresos Estable y Predecible.** Los ingresos y el flujo de caja del negocio de TGI, son estables y predecibles debido a las siguientes razones:
 - TGI opera un monopolio natural cuyos ingresos están regulados por el estado. Aproximadamente el 98,34%, 98,57%, 98,80% de los ingresos operacionales de TGI en el año 2007 y Ecogás en 2006 y 2005 respectivamente, fueron del negocio regulado de transporte de gas;
 - La mayor parte de los ingresos de TGI se derivan de contratos de transporte de largo plazo que tienen una vida remanente promedio de seis años;
 - En 2007, aproximadamente el 72,33% de los ingresos de TGI se derivaron de cargos por capacidad que no dependen de los volúmenes del gas natural transportado por TGI; y
 - TGI tiene una base de clientes muy sólida los cuales son compañías de distribución de gas natural que tienen ingresos regulados estables y una base de clientes diversa.
- **Competencia Limitada y Altos Costos de Entrada.** Los altos costos de capital y la existencia de contratos de largo plazo para la prestación del servicio de transporte de gas hacen que este negocio tenga una competencia limitada con altos costos de entrada. De hecho la Costa Atlántica es atendida por un solo transportador (Promigas) y el interior es atendido principalmente por TGI
- **Sistema de Gasoductos más Grande en Colombia.** TGI posee el sistema de gasoductos de más grande en Colombia con una extensión de 3.702 Km. que, entre otras cosas, le permite aprovechar nuevas oportunidades de negocio para atender clientes y participar en proyectos de expansión en otras regiones. Esto genera economías de escala que le permiten a TGI reducir sus costos operativos y aumentar su eficiencia y confiabilidad operacional.
- **Ubicación Estratégica del Gasoducto TGI.** TGI es el único sistema que conecta los principales campos de producción de gas en Colombia, opera la base de clientes más grande en los mercados más importantes (Antioquia, Cundinamarca y Valle del Cauca), los cuales representan aproximadamente el 60% del consumo de gas natural en Colombia y el 70% de la población colombiana.

- **Experiencia gerencial.** Los miembros del equipo gerencial de TGI son profesionales muy bien capacitados con alta experiencia en el negocio de transporte de gas natural.
- **Experiencia del Accionista Controlador.** La estrategia de la EEB como accionista controlador de TGI es capitalizar sobre su experiencia y conocimiento en los sectores de transmisión de electricidad y transporte de gas natural para apoyar las iniciativas de TGI. TGI considera que las industrias de transporte de gas natural y de transmisión de energía eléctrica son complementarias y que puede beneficiarse de la experiencia de la EEB en desarrollar y operar proyectos de infraestructura energética y de las sinergias entre su experiencia técnica, los recursos gerenciales y las operaciones de TGI.
- **Relación Proactiva y Constructiva con sus Reguladores.** TGI tiene una relación constructiva con la CREG, UPME y demás agentes gubernamentales que regulan el negocio de TGI, y coopera activamente con ellas en el manejo de asuntos regulatorios y en abordar los retos relacionados con el desarrollo del sector energético en Colombia. TGI considera que también puede beneficiarse de la participación activa de la EEB en el desarrollo de la visión integrada de la CREG para el sector energético colombiano.

El Sistema de Gasoductos TGI

Generalidades

El sistema de gasoductos de TGI, consta de dos componentes principales: los gasoductos y las estaciones compresoras; además de otras instalaciones auxiliares necesarias para desarrollar el negocio del transporte de gas natural. El mapa que aparece a continuación indica los gasoductos y las estaciones de compresión que conforman el Gasoducto de TGI.



Los gasoductos de TGI están conformados por tuberías en acero enterradas de gran diámetro, que transportan gas natural a lo largo de extensos tramos y en volúmenes considerables, a presiones entre 60 y 1.200 libras por pulgada cuadrada de presión de manómetro las cuales se consideran de “presión alta”. TGI transporta gas natural a través de seis gasoductos principales: Centro Oriente, Cusiana-Apiay-Usme, Cusiana-El Provenir-La Belleza, Ballena Barrancabermeja, Mariquita-Cali y Gasoductos de Boyacá y Santander, y varios gasoductos troncales, como las líneas de El Morichal-Yopal y Dina-Tello-Los Pinos. La longitud total del Gasoducto de TGI es de aproximadamente 3.702 Km., de los cuales 1.901 Km. son gasoductos propios operados directamente por TGI, mientras que los 1.801 Km. restantes son de propiedad de terceros y operados por terceros, y cuya capacidad de transporte es exclusiva de TGI de acuerdo a los contratos BOMT celebrados. El Gasoducto de TGI recibe gas, principalmente, de los campos de Ballena/Chuchupa y Cusiana.

Los gasoductos de TGI se encuentran en buenas condiciones de operación y mantienen altas tasas de disponibilidad y la tasa de pérdidas de volumen de gas transportado son inferiores al 1%.

Los gasoductos propios y operados directamente por TGI son:

- **Gasoducto Centro Oriente.** El gasoducto Centro Oriente se construyó en 1997 y se extiende aproximadamente de norte a sur desde Barrancabermeja hasta Neiva y de occidente a oriente desde Vasconia hasta Cogua (Bogotá). La longitud total del gasoducto Centro Oriente es de 1.056 Km., incluyendo gasoductos troncales y una estación de compresión.
- **Gasoducto Cusiana-Apiay-Usme.** El gasoducto Cusiana-Apiay-Usme se construyó en 1992 y se extiende aproximadamente de oriente a occidente desde Cusiana hasta Apiay, y desde Apiay hasta Usme (Bogotá). La longitud total del gasoducto Cusiana-Apiay-Usme es de 421 Km., incluyendo gasoductos troncales y una estación de compresión.
- **Gasoducto Cusiana-El Provenir-La Belleza.** El gasoducto Cusiana-El Provenir-La Belleza se construyó en 1987 y se extiende aproximadamente de oriente a occidente desde Cusiana hasta La Belleza. La longitud total del gasoducto Cusiana-El Provenir-La Belleza es de 222,98 Km., incluyendo gasoductos troncales y una estación de compresión.

Los gasoductos bajo contratos BOMT celebrados con Ecogás conforme al Programa de Disposición de Ecogás, son:

- **Gasoducto Ballena-Barrancabermeja.** El gasoducto Ballena Barrancabermeja se construyó en 1996, es operado mediante un Contrato BOMT y se extiende aproximadamente de norte a sur desde Ballena hasta Barrancabermeja. La longitud total del gasoducto Ballena Barrancabermeja es de 771,49 Km., incluyendo gasoductos troncales y dos estaciones de compresión.
- **Gasoducto Mariquita-Cali.** El gasoducto Mariquita-Cali se construyó en 1997, es operado a través de un Contrato BOMT y se extiende aproximadamente de nororiente a suroccidente desde Mariquita hasta Cali. La longitud total del gasoducto Mariquita-Cali es de 777 Km., incluyendo gasoductos troncales. El gasoducto Mariquita-Cali no cuenta con estación de compresión. Transgas de Occidente S.A. es dueña y operadora de este gasoducto, mediante un Contrato BOMT.
- **Gasoducto Boyacá y Santander.** El gasoducto Boyacá y Santander se construyó en 1999, es operado a través de un Contrato BOMT y atiende a 40 poblaciones ubicadas en los Departamentos de Boyacá y Santander. La longitud total del gasoducto Boyacá y Santander es de 305,9 Km. El gasoducto Boyacá y Santander no cuenta con estación de compresión de gas. Gases de Boyacá y Santander S.A. es dueña y operadora de este gasoducto, mediante un Contrato BOMT.

Ubicación de puntos de recepción

El gas natural ingresa al Gasoducto de TGI desde siete puntos de recepción con una capacidad total diaria de aproximadamente 443 MMPCD; de las cuales, las estaciones receptoras de La Guajira y Cusiana constituyen las más importantes al aportar cerca del 90% del gas transportado por TGI. A través de dichos puntos de recepción, los clientes de TGI pueden tener acceso al gas natural desde diversas fuentes de producción. La ubicación de los puntos de recepción de TGI ofrece acceso a áreas de producción importantes, que incluyen además de La Guajira y Cusiana, otros puntos como: Apiay, Montañuelo, Toqui, Floreña/Morichal y Tello., y próximamente Don Pedro.

Estaciones de transferencia de custodia y medición de gas

Todos los puntos de recepción y distribución de gas del Gasoducto de TGI cuentan con una estación medidora de transferencia de custodia. Las estaciones medidoras de recepción de gas miden el volumen, la presión y la temperatura del gas natural recibido, así como su potencia, contenido de agua, azufre y sulfuro de hidrógeno, y cuentan con un cromatógrafo continuo de gas y otros instrumentos empleados para realizar dichas funciones.

Estaciones de compresión

Las estaciones de compresión restauran la presión a su valor operacional óptimo, lo que garantiza el uso máximo de la capacidad y un transporte eficiente.

Las estaciones de compresión de TGI son: Hato Nuevo, Norean, Vasconia, Apiay, Miraflores, Barrancabermeja y Casacará.

Centros de control y supervisión

El centro de control de TGI, ubicado en Bucaramanga, es la sede donde se programa todo el despacho de gas natural, mediante la recepción de órdenes de los clientes y la programación de los gasoductos.

Válvulas principales

Las principales válvulas seccionales se encuentran instaladas a lo largo del Gasoducto de TGI en lugares determinados de acuerdo con las leyes pertinentes. Las válvulas principales le permiten al Gasoducto aislarse por secciones para evitar la pérdida del gas, en caso de presentarse un escape. Los sitios de las válvulas principales tienen instalados los siguientes instrumentos y controles:

- controles para permitir la apertura y cierre de las válvulas a control remoto;
- unidades de control para permitir el monitoreo del estatus de abierto o cerrado;
- transmisores de presión aguas arriba y aguas abajo de las válvulas;
- señal remota de las alarmas de caída de presión; y
- módems para manejar los requisitos de comunicación remota.

Puntos de distribución del gasoducto

El Gasoducto de TGI comunica a varios departamentos y tiene cerca de 240 puntos de medición. Los principales puntos de entrega están ubicados en las siguientes empresas o ciudades:

Gas Natural, CIB, Cali, Transmetano, Usme, Drummond, Termocentro, Ferticol, Omimex (Jazmín), Turbogeneración, Cemex, Termo-Ocoa, Manizales, Merieléctrica, Transoriente, Los Pinos (Neiva), Ibagué, Villavicencio, Valledupar, Omimex Vasconia, Sucromiles, Petrobras Monterrey, Termosierra, Buga, Chinchiná, Cartago, Armenia, Dosquebradas, Pereira, Termovalle, Tuluá, Perenco, Termoemcali y TermoDorada.

Contratos de Construcción, Operación, Mantenimiento y Enajenación (BOMT)

Las obligaciones de los contratistas de acuerdo con los contratos BOMT incluyen: (i) construcción del gasoducto; (ii) recepción, transporte y distribución del gas natural; (iii) limpieza y mantenimiento del gasoducto; (iv) cumplimiento de las disposiciones ambientales de acuerdo con las licencias; y (v) autorización para que TGI supervise el cumplimiento de dichas obligaciones. A cambio, Ecopetrol le paga al contratista una tarifa de servicio que es reembolsada por Ecogás. De acuerdo con el programa de privatización de Ecogás, la obligación de pago de las tarifas de los contratos BOMT quedo en cabeza de Ecogás y Ecopetrol.

Al vencimiento de los Contratos BOMT en octubre de 2009, febrero de 2011 y agosto de 2017, TGI tendrá la opción de adquirir los gasoductos construidos conforme a dichos Contratos BOMT a un precio fijado por una fórmula establecida en cada Contrato.

Las contrapartes de TGI en los Contratos BOMT están obligadas a proporcionar garantías de cumplimiento, que serán aplicables hasta que los activos del gasoducto asociados a dicho Contrato BOMT sean efectivamente transferidos a TGI al vencimiento del contrato.

Clientes y mercado

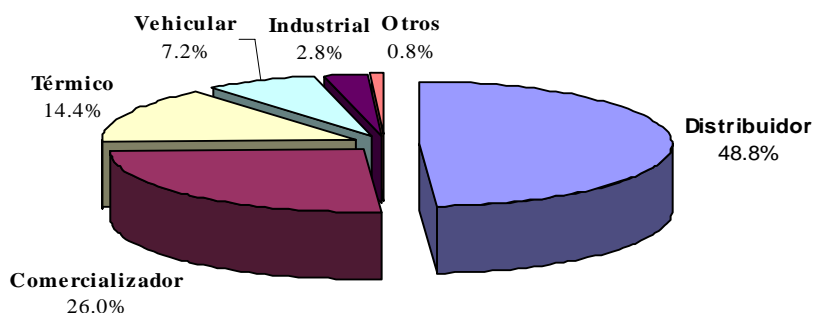
Todos los ingresos de TGI se derivan principalmente del negocio del transporte de gas. Los servicios de transporte de gas se suministran a través de contratos de transporte en firme o interrumpibles. Bajo los contratos de transporte interrumpibles, TGI transportará si existe capacidad no utilizada en el Gasoducto de TGI. Este servicio de transporte está sujeto a interrupciones producidas cuando las distribuciones bajo dicho servicio puedan interferir con las distribuciones bajo servicios de transporte con mayor prioridad. Por el contrario, el servicio de transporte en firme no está sujeto a solicitudes previas de otros clientes y tiene prioridad sobre el servicio interrumpible.

El cuadro a continuación sintetiza el portafolio de contratos de TGI con los clientes:

Contrato	Numero de contratos	Volumen Mpcd	% de Contratos
Firme	59	390,165	96.72%
Interrumpible	1	7,9	1.64%
Contrato Especial con Promigas para Gasoducto Embebido	1		1.64%

El siguiente diagrama indica la parte de los ingresos operacionales de TGI imputable a cada uno de los sectores que sirve:

Ingresos por Sector Marzo-Diciembre 2007



En 2007, aproximadamente el 77% de los ingresos de TGI se derivaron de los contratos de transporte de gas natural celebrados con Ecopetrol, Gas Natural, Gases de Occidente, Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P. e Isagen S.A., E.S.P.. Todas estas compañías tienen una calificación de crédito AAA, que es la calificación crediticia más alta otorgada a compañías colombianas.

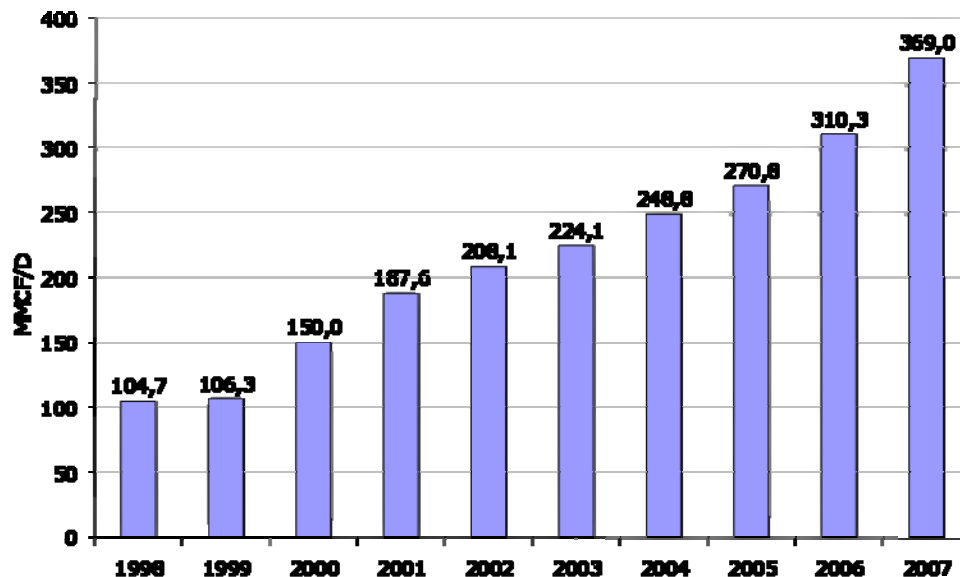
Además, TGI deriva aproximadamente el 49%, de sus ingresos de transporte de clientes que son compañías de distribución, lo que reduce el riesgo relacionado con una alta dependencia en los clientes del sector de generación eléctrico, tales como las condiciones hidrológicas, cambios en la producción industrial y en las tasas de crecimiento económico.

Capacidad de transporte; capacidad contratada

La capacidad de transporte es la capacidad máxima de gas natural que se puede transportar a través del Gasoducto de TGI en cualquier momento. La capacidad contratada es la capacidad de transporte contratada y pagada por los clientes, sin importar si los clientes realmente utilizan dicha capacidad.

En los años 2005, 2006 y 2007 Ecogás y TGI transportaron 271 MMPCD, 310 MMPCD y 369 MMPCD respectivamente. La disponibilidad del Sistema de Gasoductos de TGI fue del 99,39% en 2007 reflejando la alta confiabilidad del sistema de transporte de la empresa para atender los requerimientos de los clientes. La mayoría de las interrupciones fueron el resultado de trabajos de mantenimiento programado o reparaciones.

El consumo de gas natural en los mercados que atiende TGI ha aumentado en 251%, al pasar de 105 MMPCD en 1998 a 369 MMPCD en 2007, representando una tasa promedio de crecimiento anual de aproximadamente 15%. Este crecimiento ha sido motivado primordialmente por los sectores domiciliarios e industrial, la sustitución de gas natural a cambio de otros combustibles más costosos y más recientemente por el rápido desarrollo del GNV. La gráfica que aparece a continuación muestra el consumo de gas natural en los mercados que atiende TGI para el periodo de 1998 a 2007:



De acuerdo con un reciente estudio divulgado por la UPME, se espera que la demanda nacional de gas natural aumente a una tasa promedio anual de 3,9% en un escenario de bajo consumo, a 6,4% en un escenario de alto consumo hasta el 2015. Lo anterior debido principalmente a un aumento esperado en la generación de energía termoeléctrica, en la demanda industrial y un aumento del consumo de GNV. TGI

espera capturar una porción significativa de este crecimiento esperado, dado que aproximadamente el 60% del potencial de consumo en Colombia está ubicado en las áreas que TGI atiende.

El mercado de GNV es el segmento de mayor crecimiento en el sector de gas natural en Colombia y representó el 10% del consumo de gas natural total en el 2007 según la UPME. Esto constituyó un aumento de casi siete veces respecto al 1,3% de participación en el consumo total de gas natural en 1997. Este crecimiento ha sido el resultado de aumentos significativos en los precios de combustibles alternos tales como gasolina y otros derivados del petróleo, así como la política del gobierno nacional de reducir gradualmente los subsidios y aumentar los impuestos aplicables a dichos combustibles alternos.

Además del aumento en la demanda experimentada por el segmento de GNV, en años recientes, la demanda de gas natural ha aumentado de manera significativa en los segmentos industriales y comerciales, tanto por como resultado de la sustitución de gas natural a cambio de otros combustibles más costosos y menos amigables con el ambiente, como debido al crecimiento significativo de la industria y la economía Colombia.

Desarrollos recientes

Proyecto de construcción de gasoducto en Perú.

En Abril del presente año, TGI en consorcio con la EEB resultó ganadora de un proceso de licitación en Perú que demandará inversiones por cerca de USD 140 millones, para construir y operar una red de gasoductos de 280 Km. de extensión, cuya construcción se estima tardará 30 meses y la operación de la red según las condiciones fijadas por el Gobierno Peruano es de 30 años.

El proyecto busca llevarle gas a por lo menos 50.000 clientes residenciales de las poblaciones de Ica, Pisco, Nazca, Marcona y Chincha, las cuales están ubicadas al sur de ese país. Se espera que el proyecto esté en operación en el primer trimestre del 2011.

Operación y mantenimiento DIRECTO

TGI ha asumido en el año 2008 el manejo directo de la operación y mantenimiento de su sistema de gasoductos lo que le permitirá mejorar su rentabilidad, gracias a la reducción de los costos de operación, lo que redundará en mejores márgenes y un mejor flujo de caja para TGI. La operación y mantenimiento directo tendrá un impacto importante en la compañía, por cuanto permitirá a TGI profundizar en el Know how del negocio, proyectarse como una empresa prestadora de estos servicios y mejorar el control sobre el sistema de transporte.

PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA DE TGI

Los estados financieros auditados anuales de Ecogás para los años terminados el 31 de diciembre de 2006 y 2005 incluidos en este documento se prepararon de conformidad con las reglas y las metodologías estipuladas en el plan de contabilidad para entes prestadores de servicios públicos domiciliarios publicado por la SSPD, y los requisitos contables de CGN. Estas reglas y metodologías y requisitos contables difieren en algunos aspectos significativos de los principios contables generalmente aceptados en Colombia, o los PCGA colombianos.

Los Estados Financieros de TGI se prepararon de conformidad con los PCGA colombianos, estos incluyen, en la opinión de la gerencia de TGI, todos los ajustes necesarios para una interpretación justa de la información allí estipulada.

Factores que Afectan la Comparabilidad de los Resultados Históricos de Ecogás y los Resultados Futuros de TGI

- ***Cuota de fomento.*** De conformidad con la Ley No. 401 de 1997, Ecogás cobraba a las compañías que utilizaban sus activos de transporte de gas natural una Cuota de Fomento, que es la imposición de un gravamen sobre las ventas del servicio de transporte de gas natural y actividades conexas y se utiliza para financiar y promover la infraestructura de transporte de gas natural en Colombia, y es igual

al 1,5% de las tarifas de transporte cobradas a Ecogás con base en el volumen realmente transportado por dichas compañías. Ecogás registraba estas cantidades cobradas por concepto de la Cuota de Fomento como ingresos operativos en los Estados Financieros de Ecogás y no los registraba como un pasivo asociado relacionado al uso requerido de los cobros de la Cuota de Fomento.

TGI debe continuar cobrando esta Cuota de Fomento y transferir periódicamente a Ecogás todos los montos cobrados. TGI registra en su balance general un pasivo actual a Ecogás por una suma de los pagos que recibe por concepto de la Cuota de Fomento. Como resultado de ello, TGI no recibirá ningún ingreso operativo del cobro de esta Cuota de Fomento.

- **Derechos bajo los Contratos BOMT.** De conformidad con la Resolución 189911-1608 del 2 de noviembre promulgada por CGN o la Resolución 189911, para los años terminados el 31 de diciembre de 2005 y 2006, Ecogás registró la suma de Col\$43.828 millones y Col\$45.372 millones respectivamente, que representaban el 78,48% y 75,82%, respectivamente de sus pagos a Ecopetrol con respecto a los Contratos BOMT para dichos periodos como gastos operativos y Col\$12.018 millones y Col\$14.470 millones respectivamente que representaban el 21,52% y 24,18%, respectivamente de sus pagos a Ecopetrol con respecto Contratos BOMT para dichos periodos como bienes entregados a terceros. La porción de los pagos registrados como gastos operativos fue reconocida por Ecogás en el periodo en que dichos gastos se incurrieron. Sin embargo, la porción de los pagos registrado bajo bienes entregados a terceros, no se amortizó ni se registró en gastos por parte de Ecogás en los periodos en que dichos pagos se efectuaron de conformidad con la Resolución No. 19911-1505 del 2 de noviembre promulgada por CAO, o Resolución 19911-1505, Ecogás debía depreciar la porción de esos pagos registrados bajo bienes entregados a terceros una vez adquirió los activos del gasoducto sujetos a los Contratos BOMT a través de ejercer la opción de compra dispuesta en dichos contratos. TGI no queda sujeta a las Resoluciones 189911-1505 y 18991-1608. En relación con la adquisición del Negocio de Ecogás por parte de TGI. TGI contrató a *Consortio Consultores Unidos S.A. y TF Auditores y Asesores Ltda.*, un consorcio especializado en evaluaciones independientes relacionado con el sector energético, o *Consortio Consultores Unidos*, para determinar la plusvalía que se debía asignar en relación con dicha adquisición. Como parte de dicha asignación, el evaluador independiente realizó una evaluación técnica del valor de reemplazo y vida útil de los activos del gasoducto sujetos a los Contratos BOMT para determinar el valor en libros al cual dichos activos se registrarían en el balance general de TGI. Esta evaluación técnica se basó en la metodología de depreciación técnica, una metodología que TGI considera se utiliza generalmente en compañías y reguladores (incluyendo la Asociación Nacional Norte Americana de los Reguladores de los Servicios Públicos) en la industria de petróleo y gas para determinar la vida útil de los activos de oleoductos comparados con aquellos sujetos a los Contratos BOMT tal como lo exige la evaluación técnica. Con base en esta evaluación técnica, TGI registró en su balance general a diciembre 31 de 2007 activos intangibles por una suma de Col\$1,841 millones, que representaba el valor neto de reemplazo de los activos del gasoducto sujeto a los Contrato BOMT tal como lo determinó la evaluación técnica. TGI está amortizando este activo intangible utilizando el método de amortización de línea recta sobre la vida útil remanente de los activos sujetos a los Contratos BOMT, que, con base en la evaluación técnica, van de 54 a 58 años.. Como resultado de estos cambios, los resultados futuros de TGI se afectarán por un aumento en los gastos de amortización atribuibles a este activo intangible que no amortizó previamente Ecogás.
- **Gastos bajo los Contratos BOMT.** De conformidad con las Resoluciones 189911-1505 y 189911-1608, para los años terminados el 31 de diciembre de 2005 y 2006, Ecogás registró la suma de, Col\$43.828 millones y Col\$45.372 millones respectivamente, que representaban el 78,48% y 75,82% respectivamente de sus pagos a Ecopetrol de los Contratos BOMT para dichos periodos como costos operativos. TGI registró en su balance general a diciembre 31 de 2007, gastos prepagados por la suma de Col\$136.845 millones que representaban una porción del precio de compra para el Negocio de Ecogás pagado por TGI según el Programa de Disposición de Ecogás igual a la suma que Ecogás reembolsaría a Ecopetrol por los pagos que realiza Ecopetrol bajo los Contratos BOMT. TGI está amortizando estos gastos prepagados sobre el término remanente de los Contratos BOMT. De conformidad con el Programa de Disposición de Ecogás, Ecogás acordó pagar a Ecopetrol Col\$2.590 millones por concepto de todos los servicios de operación y mantenimiento y demás derechos

existentes bajo los Contratos BOMT transferidos de conformidad con el Programa de Disposición de Ecogás. Esta suma se registró en el balance general de Ecogás a marzo 31 de 2007, como una cuenta por pagar al gobierno colombiano.

Estos gastos prepagados no exigirán pagos en efectivo por parte de TGI ya que Ecogás sigue siendo responsable frente a Ecopetrol de los pagos adeudados bajo los Contratos BOMT tal como lo contempla el Programa de Disposición de Ecogás. Sin embargo, el reconocimiento de estos gastos prepagados en los periodos correspondientes puede afectar los resultados de TGI para dichos periodos ya que aumentará los gastos operativos relacionados con los servicios de operación y mantenimiento relacionados con los Contratos BOMT que son atribuibles a dichos periodos.

- **Obligaciones bajo los Contratos BOMT.** De conformidad con la Resolución 189911-1608, Ecogás registró sus obligaciones de reembolso a Ecopetrol (70% del valor presente de todos los pagos adeudados por Ecopetrol bajo los Contratos BOMT) con respecto a los Contratos BOMT bajo cuentas de orden, que son cuentas y pasivos extracontables que se registran bajo los PCGA colombianos. TGI no debe registrar ningún pasivo por los servicios de operación y mantenimiento bajo los Contratos BOMT existentes.
- **Amortización de la Plusvalía - Goodwill.** TGI registró una plusvalía relacionada con la adquisición del Negocio de Ecogás la diferencia entre el precio de compra pagado por el Negocio de Ecogás y el valor neto en libros de los activos, derechos y contratos adquiridos como parte del Negocio de Ecogás, tomando en cuenta el desgaste de los activos adquiridos a partir de la fecha en que comenzaron su operación comercial. Esta plusvalía asociada con la adquisición del Negocio de Ecogás por parte de TGI es de Col\$305.839 millones. El valor de dichos activos, sus derechos y contratos se determinó con base en una evaluación técnica preparada por *Consortio Consultores Unidos*, que estima el valor de reemplazo neto de dichos activos utilizando la metodología de depreciación técnica. EEB y TGI consideramos que TGI procura amortizar la plusvalía registrada como un resultado de la adquisición del Negocio de Ecogás utilizando el método de línea recta durante un periodo de 65 años. Como resultado, los resultados futuros de TGI pueden verse afectados por un aumento en los gastos de amortización relacionados con la amortización de la plusvalía.
- **Cambios en el Valor en Libros y Depreciación de Activos Fijos.** Los activos fijos transferidos por Ecogás a TGI como parte de la adquisición de TGI del negocio de Ecogás, se registraron por parte de Ecogás a diciembre 31 de 2006 al valor en libros neto de Col\$472.823 millones, más Col\$193.869 millones en valorización de activos fijos, que resultó en un saldo de valorización de activos fijos de Col\$666.692 millones. Este valor en libros fue determinado con base en una valoración conducida por Ecogás en 2005. En relación con la asignación de plusvalía asociada con la adquisición del Ecogás por parte de TGI, TGI determina el valor en libros de sus activos fijos según la evaluación técnica realizada por *Consortio Consultores Unidos*, que estimaba el valor neto de reemplazo de dichos activos utilizando una metodología de depreciación técnica. Después de completar esta evaluación técnica, TGI registró su propiedad, planta y equipo como valor neto en libros por la suma de Col\$985.577 millones a junio 30 de 2007, que representa un aumento del 47,83% del valor en libros de la propiedad, planta y equipo registrada por Ecogás en su balance general a diciembre 31 de 2006. A 31 de diciembre de 2007 la propiedad, planta y equipo registrada por TGI fue de Col\$964.229 millones. Ecogás depreció los activos de gasoducto de gas natural que comprendían su sistema de gasoducto por un periodo de 15 años. TGI depreciar sus activos de gas natural utilizando el método de línea recta durante un periodo promedio de 51,08 años, que es el promedio ponderado de vida útil de los activos que comprenden el sistema de gasoducto TGI.
- **Cambio en el Método de Reconocimiento de Ingresos.** Ecogás reconoció ingresos por los servicios de transporte de gas natural provistos en un mes específico y al mes siguiente cuando dichos servicios fueron facturados a los clientes de Ecogás aunque los costos asociados de operación y depreciación y los gastos de amortización atribuibles a dicho servicio, se reconocieron en el mes en que dichos servicios fueron realmente provistos. Debido a que este método de reconocimiento de ingresos, los Estados de Ingresos de Ecogás a diciembre 31 a 2006 y 2005 reflejan los ingresos atribuibles a los servicios de transporte de gas natural de diciembre de un año cualquiera, hasta

noviembre 30 del siguiente año. El efecto acumulativo del método de reconocimiento de ingresos de Ecogás para el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre 2006 fue que Ecogás no reconoció ingresos de los servicios provistos pero no facturados a sus clientes por una suma de Col\$24.910 millones.

- **TGI reconoce ingresos de los servicios de transporte de gas natural** como también de los costos operativos relacionados y de los gastos de depreciación y amortización atribuibles a dichos servicios en el mismo mes en que los servicios se prestan.
- **Reservas para contingencias.** Ecogás no registró como pasivos ni generó provisiones para obligaciones contingentes y sólo registró pasivos y generó provisiones con respecto a los procesos legales cuando el tribunal relevante emitió una decisión adversa con respecto a dicho proceso legal. Las obligaciones contingentes de Ecogás (incluyendo procesos legales con respecto sobre los cuales no se emitió una decisión adversa) se registraron bajo las cuentas de orden, que son cuentas extracontables que no constituyen pasivos bajo los PCGA colombianos. A 31 de diciembre de 2006, Ecogás tenía registrados bajo las cuentas de orden la suma de Col\$3.413 billones, que incluyen las obligaciones contingentes de Ecogás a rembolsar a Ecopetrol por los pagos bajo los Contratos BOMT. La política de provisiones de TGI es la de clasificar sus contingencias como probables, posibles y remotas, y hacer una provisión con respecto a los pasivos contingentes probables y divulgar las contingencias posibles y remotas en las cuentas de orden. Debido a que el Programa a Disposición de Ecogás no contemplaba la asunción por parte de TGI de las obligaciones contingentes de Ecogás y que TGI no debe efectuar pagos por los servicios de operación y mantenimiento bajo los Contratos BOMT hasta su vencimiento, TGI no registró ninguna obligación relacionada. Sin embargo a diciembre 31 de 2007, el valor de la reclamaciones de TGI por litigios civiles y arbitrales ascienden a Col\$7.779 millones, que de acuerdo a la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, TGI ha provisionado Col\$606 millones para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias.

Además, los Estados Financieros de Ecogás y los resultados de las operaciones discutidos en el mismo no son un indicativo de los resultados ni del desempeño futuro de TGI.

DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE LA GERENCIA

Factores Importantes que Afectan los Resultados de las Operaciones de TGI.

Ingresos por Transporte de Gas Natural

Los ingresos por concepto de transporte de gas natural para TGI son una función de (a) el nivel al cual se han establecido los cargos fijos y variables de transporte bajo los acuerdos de transporte de gas natural de largo plazo de TGI, (b) los cargos máximos fijos y variables de transporte establecidos por la CREG cada cinco años que TGI puede cobrarle a sus clientes bajo los contratos de transporte, (c) la capacidad y el volumen de los servicios de transporte de gas suscritos por los clientes de TGI, y (d) la capacidad real y el volumen real de los servicios de transporte de gas natural utilizados por los clientes cuando el gas natural transportado realmente supera la capacidad de transporte suscrita.

Para los años terminados el 31 de diciembre de 2005, 2006 y 2007 Ecogás y TGI percibieron aproximadamente el 84,21%, 76,59% y 72,33% respectivamente de sus ingresos regulados de los cargos fijos de transporte cobrados a sus clientes bajo contratos de transporte; aproximadamente el 14,59%, 21,98% y 26.01% respectivamente de sus ingresos de negocio regulados de cargos variables cobrados a sus clientes bajo contratos en firme. El restante 1,20% , 1,43% y 1,66% respectivamente corresponde a otros cargos, tales como los cargos de odorización del gas y operación y mantenimiento de las interconexiones del gasoducto.

Aproximadamente el 99% de los ingresos de TGI se derivan de contratos de transporte en firme (el 1% restante es de contratos interrumpibles) y aproximadamente 72,33% de dichos ingresos es por cargos fijos cobrados bajo dichos contratos. Solo aproximadamente el 27,66% de los ingresos de TGI de los contratos de transporte de gas se afectan por las fluctuaciones en la demanda de gas natural. A diciembre 31 de 2007, los

contratos de transporte de gas natural de largo plazo tenían una vida remanente promedio de aproximadamente seis años.

Las tarifas de TGI remuneran a TGI por la base de activos regulados (tomado en cuenta por la CREG al establecer las tarifas de transporte máximas de TGI), inversiones adicionales en dichos activos y gastos de operaciones. Una parte significativa de los ingresos de TGI (aproximadamente el 60% en 2007) está nominada en dólares de Estados Unidos. Adicionalmente, los cargos fijos y variables se ajustan por inflación todos los años para reflejar los cambios en el PPI, sin la aprobación previa de la CREG. En los años terminados el 31 de diciembre 2005, 2006 y 2007 Ecogás y TGI derivaron el 98,80%, 98,57% y 98,34% respectivamente de sus ingresos operacionales totales de sus negocios de transporte de gas natural y el remanente 1,20%, 1,43% y 1,66% respectivamente de cargos a sus clientes por otros servicios tales como odorización del gas y operación y mantenimiento de conexiones al gasoducto.

La CREG establece las tarifas de transporte de gas natural en Colombia diseñadas para permitir al proveedor de servicios cubrir costos operacionales y gastos adicionales y obtener un retorno sobre la inversión que las compañías de transporte de gas natural realizan en los activos de transporte de gas natural. Sin embargo, el gobierno colombiano no garantiza ingresos mínimos ni flujos de caja mínimos por proporcionar los servicios de transporte de gas. Las compañías de transporte de gas natural celebran contratos de transporte de gas natural, que ellas negocian con sus clientes, que proveen cargos fijos para capacidad en firme sobre el Sistema de Gasoductos TGI y cargos variables por unidad del volumen realmente transportado a través del Sistema de Gasoductos TGI. Los dos están sujetos a tarifas máximas reguladas establecidas periódicamente por la CREG. La CREG revisa las tarifas máximas fijas y variables cada cinco años con base entre otras cosas, en la base de activos de cada transportador, las inversiones proyectadas para los siguientes cinco años, la demanda de capacidad de transporte y los volúmenes de transporte esperados para los próximos 20 años, y los costos esperados de AO&M para los siguientes 20 años. Debido a que las compañías de transporte generalmente no enfrentan una competencia en su área de servicios, las tarifas de transporte acordadas entre dichas compañías y sus clientes generalmente son las tarifas máximas reguladas establecidas por la CREG.

Crecimiento Económico Colombiano

La economía colombiana ha experimentado un crecimiento económico sostenido con tasas de crecimiento del PIB que oscilan entre el 1,93% al 7.5% anual en los últimos seis años. Estas tasas aumentadas del PIB y de la economía afectan los resultados de las operaciones de TGI porque generalmente generan un aumento en la demanda en los sectores manufactureros e industriales de consumo de gas y un aumento en la demanda de uso residencial, que a su vez aumenta la demanda de servicios de transporte de gas natural. Las tasas de crecimiento del PIB de 4,72%, 6,8% y 7.5% en 2005, 2006 y 2007, respectivamente, según datos del DANE, han contribuido al aumento del consumo de gas en Colombia en 3,39% en 2005 y 5,13% en 2006. El crecimiento promedio proyectado en el mercado de gas natural colombiano según datos publicados por UPME para el periodo de 2006 a 2015 oscila entre el 3,8% y el 6,2%. Los resultados de las operaciones de TGI se ven afectados por el crecimiento en la demanda de los servicios de transporte de gas natural en las áreas geográficas que atiende. Estas áreas, actualmente representan el 53% de la demanda de transporte de gas natural colombiano y tienen un potencial de representar el 58% de futura demanda.

Debido a que aproximadamente el 51% de la base de clientes de TGI está compuesta de compañías de distribución de gas natural, los cambios en el crecimiento económico afectan menos a TGI que a otras compañías de transporte de gas natural, que dependen más del sector de generación eléctrica para sus ingresos de transporte, y dichas compañías están más expuestas a las fluctuaciones en la demanda de transporte que resulta de fluctuaciones en la generación y en el consumo de electricidad.

Disponibilidad de Reservas de Gas Natural y Fuentes Alternas de Energía.

La situación financiera de largo plazo de TGI depende de la disponibilidad continua para transporte en Colombia o en las importaciones de gas natural de países vecinos. La vida de reserva esperada en Colombia actualmente es de aproximadamente 26,4 años según información suministrada por Ecopetrol.

Además, los cambios en el costo de gas natural comparado con combustibles alternos afectan la demanda del gas natural y por ende pueden afectar los resultados de las operaciones de TGI. El costo de gas natural entregado a usuarios en Colombia a tarifas de distribución es actualmente menos costoso que el costo de combustibles alternos excepto el carbón. Los combustibles alternos, primordialmente el petróleo y el carbón para las industrias y plantas de generación; y el gas licuado de petróleo para clientes domiciliarios y usuarios comerciales pequeños, se utilizan actualmente cuando el suministro de gas natural no es disponible o se interrumpe, y es muy probable que continúen utilizándolo como sustituto del gas natural. Aunque las tarifas actuales y otras ventajas están a favor del uso de gas natural sobre estos combustibles alternos, si los precios del gas natural aumentan o los precios de estos combustibles alternos bajan, la demanda de consumo de gas natural y de los servicios de transporte del gas natural podrían verse adversamente afectados.

Fluctuación en las Tasas de Interés

Los resultados de las operaciones de TGI no se ven significativamente afectados por las fluctuaciones en las tasas de interés en el corto plazo porque actualmente el 100% de la deuda financiera está a tasa fija y vence en el 2017.

Descripción de las Principales Partidas

Los Estados Financieros de TGI se han preparado de conformidad con los PCGA colombianos y los Estados Financieros de Ecogás han sido preparados de conformidad con las reglas y metodologías establecidas en el Manual de Contabilidad de la SSPD y los requisitos contables de la CAO.

Ingresos Operacionales

- Los ingresos operacionales constan de las siguientes partidas:
- **Ingresos Fiscales:** Solo aplicable para Ecogás. Este ítem hace referencia a los ingresos recibidos por el Fondo Especial de Cuota de Fomento, que es un impuesto de la Ley 401 de 1997 a las compañías de transporte de gas natural a una tasa igual al 1,5% de la tasa de transporte cobrada de gas natural efectivamente transportada por dichas compañías con el fin de promover y financiar el desarrollo de infraestructura de transporte de gas natural en Colombia.
- **Ingresos por Ventas:** Este ítem hace referencia a los ingresos recibidos en relación con el negocio de transporte de gas natural y consta de las siguientes partidas:
- **Cargos por Capacidad o cargo fijo:** Este ítem hace referencia a los pagos efectuados por la disponibilidad del sistema de transporte de gas natural por parte de los usuarios del Sistema de Gasoducto TGI.
- **Cargo por Uso del Sistema o Cargo Variable:** Este ítem hace referencia a los pagos efectuados por el uso real del sistema de transporte de gas natural por parte de los usuarios de los activos de transporte de gas natural de TGI
- **Cargo por Estampilla (Cargo de Timbre):** Este ítem hace referencia al cargo plano aplicable a todos los clientes independientemente de la ubicación de dicho cliente y el volumen de gas transportado en nombre suyo. Para los años terminados el 31 de diciembre de 2006 y 2005 y el periodo de tres meses terminados el 31 de marzo de 2007 y 2006, el cargo por estampilla se reclasificó como cargos de capacidad, cargos variables y cargos ocasionales y el ingreso derivado de este cobro de estampilla se reasignó proporcionalmente a aquellas tres partidas.
- **Cargo Ocasional:** Este ítem hace se refiere a cargos por los servicios de transporte provistos a los clientes por encima de la capacidad de transporte suscrita por dichos clientes.
- **Otros Ingresos:** Este ítem hace referencia a los cargos relacionados con la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones ubicadas en los puntos de entrega, por la compensación de pérdidas y por la provisión de los servicios de odorización de gas.

Costos Operativos

Los costos operativos constan de las siguientes partidas:

- *Operación y mantenimiento:* Este ítem hace referencia a los gastos directamente atribuibles a la operación del Sistema de Gasoducto TGI y la prestación de los servicios de transporte de gas natural e incluye (a) gastos de arrendamiento, seguro, nómina y vigilancia relacionados con la operación del Sistema de Gasoducto TGI; (b) honorarios de operación y mantenimiento pagados bajo los Contratos de Operación y la porción de los pagos de TGI bajo los Contratos BOMT que aumentan durante el periodo en que dichos pagos fueron efectuados.
- *Depreciación y amortización:* la depreciación hace referencia a la depreciación relacionada con la propiedad, planta y equipo que compone los activos de transporte de gas natural y se asocia con las instalaciones de propiedad de TGI y la amortización hace referencia a las amortizaciones de activos de derechos intangibles que TGI tiene con respecto a los activos de transporte de gas natural y a las instalaciones relacionadas de propiedad de las contrapartes de los Contratos BOMT.

Gastos Operativos y Administrativos

Los gastos administrativos y operativos constan de los siguientes ítems:

- *Personal y servicios generales.* Este ítem hace referencia a los gastos generales y administrativos que no están directamente relacionados con la prestación de los servicios de transporte de gas natural ni con la operación de Sistema de Gasoducto TGI, incluyendo nómina, seguros, mantenimiento y servicios públicos que no están directamente relacionados con los servicios de transporte de gas natural o con la operación del Sistema de Gasoducto TGI.
- *Provisiones, depreciación y amortización.* La depreciación hace referencia a la depreciación relacionada con la propiedad, planta y equipo que componen los activos diferentes a aquellos del Sistema de Gasoducto TGI y amortización se refiere a la amortización de activos intangibles que no están directamente relacionados con la prestación de los servicios de transporte de gas natural. Provisiones se refiere a las provisiones para contingencias relacionadas con las cuentas por cobrar incobrables.

Ingreso no Operativo

- El ingreso no operativo se refiere al ingreso derivado de inversiones y otras utilidades financieras.

Gastos no Operativos

- Este ítem hace referencia a gastos que no están relacionados con el objetivo del negocio, tales como pérdidas en instrumentos financieros y otras inversiones que tiene TGI.

Utilidad Antes de Impuestos Sobre la Renta

- La utilidad antes de impuestos es el resultado de la suma de la utilidad operacional y la diferencia entre la utilidad no operacional y el gasto no operacional.

Provisión de Impuesto Sobre la Renta

- La provisión de impuesto sobre la renta hace referencia a los impuestos estimados pagaderos para el periodo relevante.

RESULTADOS DE LAS OPERACIONES

Los Resultados de las Operaciones para el año terminado el 31 de diciembre de 2007, Comparado con el año terminado en diciembre 31 de 2006.

Se aclara que para hacer comparable el análisis de las variaciones en las cuentas del Estado de Pérdidas y Ganancias entre el año 2006 de Ecogás y el año 2007 de TGI, se han anualizado los valores correspondientes a TGI del periodo de 3 de marzo a 31 de diciembre de 2007, dividiendo cada valor en 304 días transcurridos en este período y multiplicándolo por 365.

TGI tuvo una utilidad neta anualizada de Col\$348.178 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2007, un 100,15% de aumento comparado con los Col\$173.957 millones de utilidad neta obtenidos por Ecogás para el año terminado el 31 de diciembre de 2006. Este aumento estuvo basado principalmente en el significativo ingreso generado por la diferencia en cambio, además de un aumento de los ingresos operacionales y una reducción en los costos y gastos de operación para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 comparado con el año 2006.

La tabla a continuación resume los resultados de las operaciones de Ecogás para los años terminados el 31 de diciembre de 2007 y 2006:

	Año terminado el 31 de diciembre.		Cambio en porcentaje
	2007	2006	
	(En millones de pesos colombianos)		
INGRESOS OPERACIONALES	423.151	406.496	4,10%
Ingresos Fiscales			
Aportes a la cuota de fomento para infraestructura	—	7.426	(100,00%)
Ventas	423.151	399.070	6,03%
Cargos de Capacidad	306.084	305.656	0,14%
Cargos Variables	65.330	46.828	39,51%
Cargos por Estampilla	—	—	—
Cargos Ocasionales	44.729	40.887	9,40%
Otros	7.008	5.699	22,97%
COSTOS OPERACIONALES	141.816	144.992	(2,19%)
Operación y mantenimiento	59.854	98.780	(39,41%)
Depreciación y amortización	81.962	46.212	77,36%
UTILIDAD BRUTA	281.336	261.504	7,58%
GASTOS DE OPERACIONALES Y ADMINISTRATIVOS	30.954	54.537	(43,24%)
Personal y servicios generales	25.084	10.857	131,04%
Provisiones, depreciación y amortización	5.870	43.680	(86,56%)
UTILIDAD OPERACIONAL	250.382	206.967	20,98%
INGRESOS NO OPERACIONALES	330.780	61.476	438,06%
GASTOS NO OPERACIONALES	207.249	63.059	228,66%
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS SOBRE LA RENTA	373.913	205.384	82,06%
IMPUESTO DE RENTA	25.734	31.427	(18,11%)

UTILIDAD NETA	348.178	173.957	100,15%
----------------------	---------	---------	---------

Ingresos Operacionales

Los ingresos operacionales anualizados para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fueron de Col\$423.151 millones, un aumento del 4,10% sobre los ingresos operacionales de Col\$406.496 millones obtenidos por Ecogás en el año 2006, por las razones que se describen a continuación.

Ingresos Fiscales

Los ingresos fiscales derivados de los servicios de transporte de gas para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 representaron el 0% de los ingresos operacionales, con un total de Col\$0 millones, una reducción del 100% comparado con Col\$7.426 millones alcanzados en el año 2006. Al entrar TGI en operación dejó de registrar como un ingreso operacional los recursos recaudados por este concepto, los cuales son transferidos al Ministerio de Minas y Energía en un plazo menor a 5 días después de haberlos recibido.

Ingresos de Ventas

Los ingresos anualizados de TGI, derivados de las ventas de los servicios de transporte de gas natural para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 representaban el 100% de los ingresos operacionales, para un total de Col\$423.151 millones, un aumento del 6,03% comparado con Col\$399.070 millones obtenidos por Ecogás en el año 2006. Este aumento reflejó el mayor volumen del gas natural transportado por TGI durante su operación en el año 2007 comparado con el año 2006.

Cargos por Capacidad

Los ingresos anualizados de TGI, derivados de los cargos por capacidad de TGI para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 representaron un 72,33% de los ingresos operacionales, para un total de Col\$306.084 millones, un aumento del 0,14% comparado con Col\$305.656 millones de Ecogás para el año 2006. Este leve aumento reflejaba un aumento en la capacidad suscrita en Sistema de Gasoducto TGI que resulta de la conexión de nuevos clientes al Sistema de Gasoductos, aunque se vio afectado de manera negativa por la revaluación del peso en el año 2007.

Cargos Variables

Los ingresos anualizados de TGI, derivados de los cargos variables para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 representaron el 15,44% de los ingresos operacionales, para un total de Col\$65.330 millones, un aumento del 39,51% comparado con Col\$46.828 millones de Ecogás para el año 2006. Este aumento reflejaba un aumento en el volumen del gas natural transportado por TGI durante su operación en el año 2007 comparado con el año 2006, al pasar de 310 Mpcd a 369 Mpcd.

Cargos Ocasionales

Los ingresos anualizados de TGI, derivados de los cargos ocasionales para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 representaron el 10,57% de los ingresos operacionales para un total de Col\$44.729 millones, un aumento del 9,40% comparado con Col\$40.887 millones de Ecogás para el año 2006. Esta variación se debe al incremento en el consumo de gas de los clientes, el cual pudo ser atendido gracias al aumento de la capacidad de transporte de TGI.

Otros

Los ingresos anualizados de TGI, derivados de otros ingresos operacionales para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 representaron el 1,65% de los ingresos operacionales para un total de Col\$7.008 millones, un aumento del 22,97% comparado con Col\$5.699 millones de Ecogás para el año 2006. Este aumento reflejaba ingresos más altos por los servicios de construcción, operación y mantenimiento provistos a los

clientes en algunos puntos de entrega y el aumento en la compensación por las pérdidas de gas y mayores recaudos por servicios de odorización durante el 2007.

Costos Operacionales

Los costos operacionales anualizados de TGI para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fueron de Col\$141.816 millones, una reducción del 2,19% comparado con Col\$144.992 millones de Ecogás para el año 2006. Esta reducción se debió principalmente a factores que se describen a continuación.

Operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento anualizados de TGI para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fueron Col\$59.854 millones, que representaron una reducción del 39,41% comparado con Col\$98.780 millones de Ecogás para el año 2006. Este decremento se explica, principalmente por los gastos de operación y mantenimiento de los gasoductos BOMT, los cuales se incluían dentro de este rubro en la contabilidad de Ecogás, mientras que para TGI, estos conceptos se pagaron por anticipado y son amortizados como un costo operacional

Depreciación y amortización

Las costos anualizados de depreciación y amortización de TGI para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fueron Col\$81.962 millones, representando un aumento del 77,36% de comparado con Col\$46.212 millones de Ecogás para el año 2006. Este aumento se debe principalmente al aumento en el valor en libros en los activos utilizados para calcular la depreciación y amortización en TGI con respecto al valor base utilizado en Ecogás y adicionalmente a diferencias contables en el manejo de este concepto en TGI con respecto a Ecogás.

Utilidad Bruta

La utilidad bruta anualizada de TGI para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de Col\$281.336 millones, un aumento del 7,58% comparado con Col\$261.504 millones de Ecogás para el año 2006, por las razones antes expuestas.

Gastos Operacionales y Administrativos

Los gastos operacionales y administrativos anualizados de TGI para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 descendieron a Col\$30.954 millones, una reducción del 43,24% comparado con Col\$54.537 millones de Ecogás para el año 2006, por las razones que se describen a continuación.

Personal y servicios generales

Los gastos de personal y servicios generales anualizados de TGI para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 ascendieron a Col\$25.084 millones, un aumento del 131,04% comparado con Col\$10.857 millones de Ecogás para el año 2006. Este aumento resultó de unos honorarios y gastos de representación y puesta en marcha incurridos por TGI en el año 2007 durante el inicio de su operación.

Provisiones, depreciación y amortización

Los gastos de provisiones, depreciaciones y amortizaciones anualizados para TGI en el año terminado el 31 de diciembre de 2007 descendieron a Col\$5.870 millones, una reducción del 86,56% comparado con Col\$43.680 millones de Ecogás para el año 2006. Este aumento reflejó un descenso en las provisiones de cartera para el año 2007.

Utilidad Operacional

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 TGI obtuvo una utilidad operacional anualizada de Col\$250.382 millones, un aumento del 20,98% sobre las utilidades operacionales de Col\$206.967 millones de Ecogás para el año 2006, por las razones antes discutidas.

Ingresos No Operacionales

Los Ingresos no operacionales anualizados de TGI para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fueron de Col\$330.780 millones, un aumento del 438,06% comparado con Col\$61.476 millones de Ecogás para el año 2006. Este aumento se debe principalmente a mayores ingresos financieros producto de la revaluación del peso en el año 2007, lo que produjo una ganancia por diferencia en cambio proveniente del saldo de la deuda financiera de TGI denominada en dólares.

Gastos No Operacionales

Los gastos no operacionales anualizados de TGI para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fueron de Col\$207.249 millones, un aumento del 228,66% comparado con Col\$63.059 millones de Ecogás para el año 2006. Este aumento se debió principalmente a los gastos relacionados con el pago de intereses de la deuda financiera de TGI, la cual no existía en Ecogás.

Utilidad antes de Impuesto de Renta

La utilidad antes del impuesto sobre la renta anualizada para TGI para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de Col\$373.913 millones, un aumento del 82,06% comparado con Col\$205.384 millones para el mismo periodo de 2006, por las razones antes discutidas.

Impuesto de Renta

La provisión de impuestos sobre la renta anualizada de TGI para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de Col\$25.734 millones, una reducción de 18,11% comparado con Col\$31.427 de Ecogás para el año 2006. Este descenso se explica por los incentivos tributarios sobre el impuesto de renta de los que fue objeto TGI en el año 2007, de acuerdo a la reforma tributaria.

Utilidad Neta

La utilidad neta anualizada de TGI para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de Col\$348.178 millones, un aumento de 100,15% comparado con Col\$173.957 millones para el mismo periodo 2006, por las razones antes expuestas.

Resultados de las Operaciones para el Año Terminado el 31 de Diciembre de 2006 Comparado con el Año Terminado el 31 de diciembre de 2005

Ecogás tuvo una utilidad neta de Col\$173.957 millones para el años terminado el 31 de diciembre de 2006, un 2,07% de reducción comparado con Col\$177.630 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2005. Esta reducción se debió primordialmente al resultado de un impuesto sobre la renta más alto para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 comparado con el mismo periodo en el 2005. Esta reducción se compensó parcialmente por un aumento de los ingresos operacionales y una reducción en los gastos de operación y mantenimiento para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 comparado con el mismo periodo de 2005. La tabla a continuación resume los resultados de las operaciones de Ecogás para los años terminados el 31 de diciembre de 2006 y 2005

	Año terminado el 31 de diciembre,		Cambio en porcentaje
	2006	2005	
	(En millones de pesos colombianos)		
INGRESOS OPERACIONALES	406.496	354.810	14,57%
Ingresos Fiscales	7.426	6.327	17,37%
Ventas	399.070	348.483	14,52%
Cargos por Capacidad	305.656	293.458	4,16%
Cargos Variables	46.828	32.618	43,56%
Cargo por Estampilla	—	290	(100,00)%
Cargos Ocasionales	40.887	17.938	127,94%
Otros	5.699	4.179	36,37%
COSTOS OPERACIONALES	144.992	151.482	(4,28)%
Operación y Mantenimiento	98.780	105.483	(6,35)%
Depreciación y amortización	46.212	45.999	0,46%
MARGEN BRUTO	261.504	203.328	28,61%
GASTOS OPERATIVOS Y ADMINISTRATIVOS	54.537	46.196	18,06%
Personal y Servicios Generales	10.857	9.085	19,50%
Provisiones, depreciación y amortización	43.680	37.111	17,70%
UTILIDADES OPERACIONALES	206.967	157.132	31,72%
UTILIDADES NO OPERACIONALES	61.476	29.520	108,25%
GASTOS NO OPERACIONALES	63.059	8.022	686,08%
UTILIDAD ANTES DE IMP. SOBRE LA RENTA	205.384	178.630	14,98%
IMPUESTO DE RENTA	31.427	1.000	3.042,70%
UTILIDAD NETA	173.957	177.630	(2,07)%

Ingresos Operacionales

Los ingresos operacionales para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron de Col\$406.496 millones, un aumento del 14,57% sobre los ingresos operacionales de Col\$354.810 millones para el mismo periodo en el 2005, por las razones que se describen a continuación.

Ingresos Fiscales

Los ingresos fiscales derivados de los servicios de transporte de gas para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 representaron el 1,83% de los ingresos operacionales, con un total de Col\$7.426 millones, un aumento del 17,37% comparado con Col\$6.327 millones para el mismo periodo en 2005. Este aumento reflejaba el aumento en el volumen del gas natural transportado por Ecogás durante el 2006 comparado con el 2005.

Ingresos de Ventas

Los ingresos derivados de las ventas de los servicios de transporte de gas natural para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 representaban el 98,17% de los ingresos operacionales, para un total de Col\$399.070 millones, un aumento del 14,52% comparado con Col\$348.483 millones para el mismo periodo de 2005. Este

aumento reflejado en el volumen del gas natural transportado por Ecogás durante el 2006 comparado con el 2005.

Cargos por Capacidad

Los ingresos derivados de los cargos por capacidad de Ecogás para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 representaron un 75,19% de los ingresos operacionales, para un total de Col\$305.656 millones, un aumento del 4,16% comparado con Col\$293.458 millones para el mismo periodo de 2005. Este aumento reflejaba un aumento en la capacidad suscrita en Sistema de Gasoducto TGI que resulta de la conexión de nuevos clientes al Sistema de Gasoductos y la reclasificación de un tercio de sus ingresos derivados del cobro de los cargos por estampilla durante el periodo.

Cargos Variables

Los ingresos derivados de los cargos variables para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 representaron el 11,52% de los ingresos operacionales, para un total de Col\$46.828 millones, un aumento del 43,56% comparado con Col\$32.618 millones para el mismo periodo de 2005. Este aumento reflejaba un aumento en el volumen del gas natural transportado por Ecogás durante el año terminado el 31 de diciembre de 2006 comparado con el mismo periodo de 2005 y la reclasificación de un tercio de sus ingresos derivados del cobro del cargo por estampilla durante el periodo.

Cargos No Recurrentes

Los ingresos derivados de los cargos no recurrentes para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 representaron el 10,06% de los ingresos operacionales para un total de Col\$40.887 millones, un aumento del 127,94% comparado con Col\$17.938 millones para el mismo periodo de 2005. Este aumento reflejaba un aumento en los servicios de transporte de gas natural de Ecogás durante el periodo terminado en diciembre 31 de 2006 como resultado de las expansiones de capacidad en el Sistema de Gasoductos TGI para atender un aumento en la demanda de GNV y el consumo industrial de gas natural en ese año comparado con el mismo periodo de 2005, y la reclasificación de un tercio de sus ingresos derivados del cobro del cargo por estampilla durante el periodo.

Otros

Los ingresos derivados de otros ingresos operacionales para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 representaron el 1,40% de los ingresos operacionales para un total de Col\$5.699 millones, un aumento del 36,37% comparado con Col\$4.179 millones para el mismo periodo de 2005. Este aumento reflejaba ingresos más altos por los servicios de construcción, operación y mantenimiento provistos a los clientes en algunos puntos de entrega y el aumento en la compensación por la pérdida de gases durante el 2006.

Costos Operacionales

Los costos operacionales para el año terminado el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron de Col\$144.992 millones, una reducción del 4,28% comparado con Col\$151.482 millones para el mismo periodo de 2005. Esta reducción se debió principalmente a factores que se describen a continuación.

Operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron Col\$98.780 millones, que representaron una reducción del 6,35% comparado con Col\$105.483 millones para el mismo periodo de 2005. Esta reducción se debe principalmente a unos costos más bajos en operación y mantenimiento en los que se incurrieron durante el periodo como resultado de la renegociación por parte de

Ecogás de sus honorarios de mantenimiento y operación pagaderos a sus contrapartes bajo los Contratos de Operación.

Depreciación y amortización

Las deducciones de depreciación y amortización para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron Col\$46.212 millones, que representaban el 0,46% de aumento comparado con Col\$45.999 millones para el mismo periodo de 2005. Este aumento se debe principalmente al aumento en el valor en libros en los activos utilizados para calcular la depreciación relacionada con las nuevas inversiones en los activos de transporte de gas natural de Ecogás.

Margen Bruto

El margen bruto para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue de Col\$261.504 millones, un aumento del 28,61% comparado con Col\$203.328 millones para el mismo periodo de 2005, por las razones antes discutidas.

Gastos Operacionales y Administrativos

Los gastos operacionales y administrativos para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 ascendieron a Col\$54.537 millones, un aumento del 18,06% comparado con Col\$46.196 millones para el mismo periodo de 2005, por las razones antes discutidas.

Personal y servicios generales

Los gastos de personal y servicios generales para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 ascendieron a Col\$10.857 millones, un aumento del 19,50% comparado con Col\$9.085 millones para el mismo periodo de 2005. Este aumento resultó de unas comisiones, honorarios y servicios tercerizados más altos durante el 2006.

Provisiones, depreciación y amortización

Los gastos de provisiones, depreciaciones y amortizaciones para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 ascendieron a Col\$43.680 millones, un aumento del 17,70% comparado con Col\$37.111 millones para el mismo periodo de 2005. Este aumento reflejó el aumento en provisiones relacionados con cuentas por cobrar incobrables durante el 2006.

Utilidades Operacionales

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 Ecogás tenía utilidades operacionales que ascendían a Col\$206.967 millones, un aumento del 31,72% sobre las utilidades operacionales de Col\$157.132 millones para el mismo periodo de 2005, por las razones antes discutidas.

Utilidades No Operacionales

Las utilidades no operacionales para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron de Col\$61.476 millones, un aumento del 108,25% comparado con Col\$29.520 millones para el mismo periodo de 2005. Este aumento se debe principalmente a un aumento en las utilidades de intereses y utilidades devengadas por títulos valores y otras inversiones que tenía Ecogás.

Gastos No Operacionales

Los gastos no operacionales para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron de Col\$63.059 millones, un aumento del 686,08% comparado con Col\$8.022 millones para el mismo periodo de 2005. Este aumento se debió principalmente a pérdidas no realizadas que resultaron de la reducción en el valor del mercado de los títulos valores comerciables y otras inversiones.

Utilidad antes de Impuesto sobre la Renta

La utilidad antes del impuesto sobre la renta para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue de Col\$205.380 millones, un aumento del 14,98% comparado con Col\$178.630 millones para el mismo periodo de 2005, por las razones antes discutidas.

Impuesto sobre la Renta

La provisión de impuestos sobre la renta para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue de Col\$31.427 millones, un aumento de 3.042,70% comparado con Col\$1.000 millones para el mismo periodo de 2005. Este aumento se debió principalmente al hecho de que los impuestos cancelados en efectivo superaban esta base pagadera mediante el método de acumulación debido a que la utilidad por efectivo para el periodo superó la utilidad acumulada.

Utilidad Neta

La utilidad neta para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue de Col\$173.957 millones, una reducción de 2,07% comparado con Col\$177.630 millones para el mismo periodo 2005, por las razones antes expuestas.

Flujos de caja

La tabla a continuación muestra los flujos de caja de TGI y Ecogás para los años terminados el 31 de diciembre de 2007, 2006 y 2005.

	Años Terminados el 31 de Diciembre,		
	2007	2006	2005
Efectivo generado por (utilizado en)			
Actividades de Operación	29.122	261.591	212.688
Actividades de Inversión	(3.262.605)	(243.786)	(208.407)
Actividades de Financiación	(3.345.021)	0(0)	0(0)
Reducción en efectivo y en equivalentes de efectivo	111.538	17.805	4.281

Flujo de Caja de las Actividades Operacionales

El flujo de caja generado por las actividades operacionales en el 2007 fue de Col\$29.122 millones, comparado con Col\$261.591 millones en 2006 y Col\$212.688 millones en 2005. Los factores más significativos en la generación de flujo de caja de las actividades operacionales son las de cuentas por cobrar a los clientes en consideración de la prestación de los servicios de transporte de gas natural y los pagos efectuados por los proveedores a nuestras contrapartes bajo los Contratos de Operación.

Efectivo Utilizado en Actividades de Inversión

Las actividades de inversión relacionadas con gastos de capital utilizaron efectivo neto por Col\$(3.262.605) millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2007, Col\$(243.786) millones durante el año terminado a diciembre 31 de 2005, y Col\$(208.407) millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2004. Durante cada uno de esos periodos, las actividades de inversión se relacionaron primordialmente con las inversiones en la extensión y la capacidad de transporte de Ecogás. Para el año 2007 este valor incluyó la compra de los activos, derechos y contratos de Ecogás por parte de TGI.

Efectivo Provisto (Utilizado) en Actividades de Financiación

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2006 y 2005, Ecogás no utilizó efectivo para sus actividades de financiación, mientras que TGI utilizó Col\$3.345.021, de los cuales Col\$ 774.703 correspondieron a aportes de capital y Col\$ 2.570.318 a aumento en obligaciones financieras.

Gastos de Capital

2007	2006	2005
(Pesos colombianos en millones)		
6.077	56.169	10.546

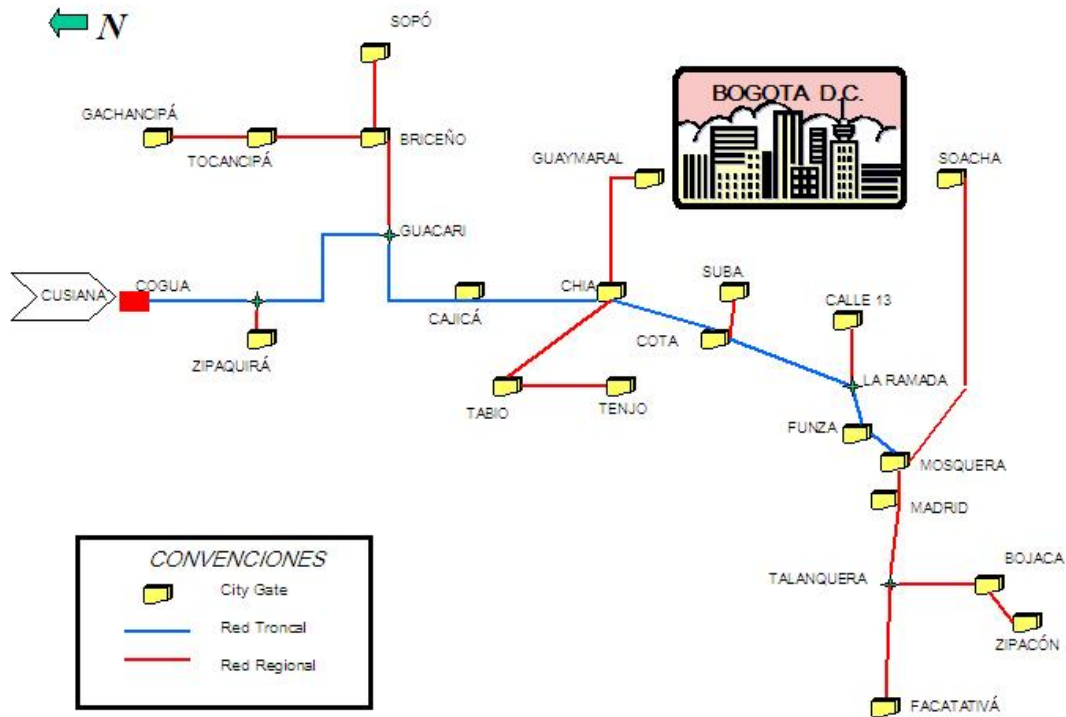
El Capex de inversión para el año 2006 ascendió a \$56.169 millones, representados principalmente por proyectos realizados para la ampliación de la capacidad de transporte, como la ampliación de la capacidad del gasoducto Ballena Barranca, construcción de estaciones compresoras y la construcción de redes domiciliaria y conexiones. Un menor porcentaje de este Capex fue destinado al mantenimiento de las condiciones adecuadas del estado de los gasoductos.

Para el año 2007, en el período comprendido entre el 3 de marzo y el 31 de diciembre el Capex de inversión disminuyó un 89,18%, respecto al 2006, ejecutándose \$6.077 millones, representados principalmente por la ampliación de la capacidad de la estación compresora de Hato Nuevo, donde se invirtieron \$5.814 millones.

Negocio de gas natural - Transcogas

Transcogas es una *sociedad anónima* organizada como una empresa de servicios públicos bajo las leyes de Colombia. Transcogas es el tercer transportador más grande gas natural en Colombia en términos de volumen transportado. El Sistema de gasoductos de Transcogas tiene una extensión aproximada de 150km y una capacidad de entrega de aproximadamente 2,83 MMm³/d (100 MMCF/D). Alrededor del 85% de la capacidad de transporte de Transcogas está suscrita en contratos de largo plazo de transporte en firme. A diciembre 31 de 2007, estos contratos de tenían una vida remanente promedio de aproximadamente 6,5 años. El Sistema de Transcogas está conectado con el sistema de TGI en Cagua. El Sistema de Gasoductos de Transcogas también está conectado con dos compañías de distribución de gas natural que en 2007 transportaron el 53% del total de gas natural distribuido en Colombia. Transcogas transporta aproximadamente 85% de la demanda de la ciudad de Bogotá y 100% de la demanda de los municipios circundantes de la sabana de Bogotá. A continuación se presenta un mapa que ilustra los gasoductos de gas natural y las estaciones de compresión que hacen parte del Sistema de Gasoductos de Transcogas.

SUBSISTEMA DE TRANSPORTE DE LA SABANA



Los ingresos operacionales de Transcogas en los tres últimos años fueron:

	Col \$ Millones
2007	27,132
2006	24,196
2005	17,152

Las utilidades netas de Transcogas en los tres últimos años fueron:

	Col \$ Millones
2007	6,295
2006	5,01
2005	1,979

Negocio de Distribución de Gas Natural—Gas Natural

EEB participa en el negocio de distribución de gas natural en Colombia a través de su inversión accionaria en Gas Natural S.A. ESP, donde tiene el 25% de participación (según las reglamentaciones de la CREG esta es la máxima capacidad accionaria que se le permite a EEB). Gas Natural es la compañía de distribución de gas más grande de Colombia Gas Natural atiende aproximadamente 1.453.499 clientes en Bogotá, que representa el 31.7% del total de clientes en Colombia.

A diciembre 31 de 2007, la red de distribución de Gas Natural tenía una extensión total de XX km, lo que representó un aumento de XX km con respecto a 2006. El socio de EEB en Gas Natural es el grupo español Gas Natural; una multinacional de servicios de energía cuyas actividades se enfocan al suministro, distribución y comercialización de gas natural en América Latina, España, Italia y Francia, en donde atiende a cerca de 10,7 millones de clientes.

La siguiente tabla contiene información comercial de Gas Natural:

Ventas de gas	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Volumen MPCD.....	572,3	632	750	903	1110	1275,7
Ingresos por Ventas (Millones de COP\$)	239,645	301,121	376,185	446,86	576,526	692,321
Tasa de crecimiento (%).....	13,1	10,4	18,7	20,4	22,9	14,9

Fuente. Gas Natural S.A.

La siguiente describe los clientes de Gas Natural por tipo:

	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Residencial	1.004.625	1.102.866	1.194.386	1.276.133	1.345.773	1.424.485
Comercial	11.960	14.489	17.465	22.905	25.385	28.417
Industrial	848	636	691	758	878	597
Total clientes	1.017.433	1.117.991	1.212.542	1.299.796	1.372.036	1.453.499
Tasa de crecimiento	11,9%	9,9%	8,5%	7,2%	5,6%	5,9%

Nota: Clientes a diciembre de cada año

Según la Resolución CREG No. 071/1998, a partir del año 2015 las compañías de distribución de gas natural en Colombia no podrán tener, directa o indirectamente, una participación en el mercado nacional mayor al 30% (medida por número de clientes) en el sector de distribución de gas natural colombiano. Al 31 de diciembre de de 2007, Gas Natural tenía una participación de 31,9%.

Seguros

EEB cuenta actualmente cuenta con todos los seguros que se acostumbran (incluyendo el seguro que exige la Escritura) de los tipos y por las cantidades que sean generalmente coherentes con prácticas prudentes de la industria y de conformidad con los requerimientos legales aplicables para los sistemas de transmisión eléctrica de un tamaño similar y de un carácter similar al de Colombia. La cobertura de seguros de la EEB está sujeta a límites y exclusiones o límites de cubrimiento que consideramos razonables, dado el costo de compra de seguros y las condiciones operativas actuales.

A continuación un resumen de las pólizas para EEB:

Vigencia para estas pólizas: Agosto 03 de 2007 -Agosto 03 de 2008

- Póliza Multirriesgo Daños (incluye los activos del proyecto Ecuador)

Valor Asegurable: USD268.981.500

Valor Asegurado o Límite Indemnización: USD35.000.000

Deducible

Eventos de la naturaleza incluyendo la presa de Tominé: 3% del valor asegurable del ítem afectado, mínimo USD20.000, toda y cada pérdida.

Demás eventos: USD5.000 toda y cada pérdida

Demás eventos en la presa de Tominé: 10% de la pérdida mínimo USD5.000, toda y cada pérdida.

- Póliza Multirriesgo Terrorismo

Valor Asegurable: USD220.258.500

Valor Asegurado o Límite Indemnización:

USD20.000.000 para Edificios y contenidos (parte administrativa), subestaciones, Presa de Tominé.

USD1.500.000 para torres de transmisión (excluye líneas de transmisión)

Deducible

Para torres de transmisión USD60.000 toda y cada pérdida y en el agregado anual y una vez agotado el agregado, operará un deducible de USD10.000 toda y cada pérdida

Para los demás activos 10% toda y cada pérdida, mínimo USD125.000.

- Póliza Multirriesgo Terrorismo - Proyecto Ecuador

Valor Asegurable: USD40.792.970

Valor Asegurado o Límite Indemnización:

USD13.000.000 toda y cada pérdida

USD1.500.000 para torres de transmisión (excluye líneas de transmisión)

Deducible

Para Torres de Transmisión USD60.000 toda y cada pérdida y en el agregado anual y una vez agotado el agregado, operará un deducible de USD10.000 toda y cada pérdida

Para los demás activos, 10% toda y cada pérdida, mínimo USD125.000.

Empleados y Plan de Pensiones

A 31 de diciembre de 2007, EEB contaba con 120 empleados, de los cuales 45 estaban cubiertos por la *Convención Colectiva de Trabajo*. La Convención Colectiva de Trabajo se negocia con el Sindicato de Trabajadores de la Electricidad de Colombia — *SINTRAELECOL*. La Convención Colectiva de Trabajo vence el 31 de diciembre de 2007. De conformidad con la ley colombiana, si no se presenta una propuesta de renovación, la Convención Colectiva de Trabajo se prorroga automáticamente por periodos de 6 meses.

De los 120 empleados a 31 de diciembre de 2007, 109 tienen contrato de trabajo permanente con EEB, 7 contratos de trabajo a término fijo para apoyar distintos Proyectos y 4 son aprendices. EEB considera que sus relaciones con sus empleados son constructivas.

De otra parte, a 31 de diciembre de 2007, EEB tenía 1.857 pensionados. En efecto, en 1997, EEB efectuó una reorganización corporativa resultado de la cual los negocios de generación y distribución de energía fueron transferidos a Emgesa y Codensa, respectivamente. En conexión con dicha reorganización, EEB asumió las obligaciones de pensión de aproximadamente 2.000 pensionados y antiguos empleados de los negocios de transmisión, generación y distribución de energía. EEB financió el 100% de las obligaciones relacionadas con dichos pensionados y antiguos empleados con un aporte de \$243.500 millones, equivalente al 11% de la inversión del grupo Endesa en EEB. Estos fondos inicialmente fueron administrados por EEB y en el 2002 los se transfirieron a una fiducia que es administrada actualmente por Fiducolombia (60% de los activos del plan) y Consorcio Pensiones de Energía (40% de los activos del plan).

Las obligaciones de pensión de EEB, mientras el Sistema de Seguridad Social vigente en Colombia subroga o asume en su totalidad la paga de pensiones, están completamente financiadas. Al final de cada año fiscal, una compañía independiente (*Asesorías Actuariales Ltda.*) realiza un cálculo actuarial y redefine los superávit o déficit relacionado con las obligaciones pensionales de EEB. La diferencia entre los activos de los fideicomisos y el resultado del cálculo actuarial se suma o se resta de los activos de los activos de los fideicomisos, según el caso.

En los últimos años, las actualizaciones actuariales han arrojado un déficit, y en consecuencia EEB ha hecho aportes adicionales para mantener totalmente financiados el plan de pensión:

Aportes de EEB a los fideicomisos que administran los recursos de los planes de pensión

Año	Contribución EEB	Numero de pensionados (a 31 de diciembre)
2005	22.389	1.892
2006	13.112	1.869
2007	22.193	1.857

CAPITULO IV INFORMACION FINANCIERA

A. CAPITAL AUTORIZADO, SUSCRITO Y PAGADO DEL EMISOR, SEÑALANDO EL NÚMERO DE ACCIONES EN CIRCULACION Y LAS RESERVAS.

Capital autorizado: El capital autorizado de la sociedad es la suma de DOS BILLONES TRESCIENTOS SETENTA MIL MILLONES DE PESOS (\$2.370.000.000.000.00) MONEDA LEGAL COLOMBIANA, representado en la cantidad de TRESCIENTAS SEIS MILLONES CUARENTA Y UN MIL OCHOCIENTAS NOVENTA Y DOS (306.041.892) de acciones nominativas de un valor nominal de 7.744,04 MONEDA LEGAL COLOMBIANA cada una, representadas en títulos negociables.

Capital Suscrito: El capital suscrito de la sociedad es la suma de SEISCIENTOS SESENTA Y CUATRO MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y DOS MILLONES SEISCIENTOS CINCUENTA MIL PESOS MCTE (\$664.992.650.000.).

Capital Pagado: El capital pagado de la sociedad es la suma de SEISCIENTOS SESENTA Y CUATRO NOVECIENTOS NOVENTA Y DOS MILLONES SEISCIENTOS CINCUENTA MIL PESOS MCTE (\$664.992.650.000) representado en OCHENTA Y CINCO MILLONES OCHOCIENTAS SETENTA Y UN MIL QUINIENTAS SESENTA Y CINCO acciones (85.871.565).

Reserva legal – De acuerdo con la ley colombiana, la Empresa debe transferir como mínimo el 10% de las utilidades del año a una reserva legal, hasta que ésta sea igual al 50% del capital suscrito. Esta reserva no está disponible para ser distribuida, pero puede ser utilizada para absorber pérdidas. Al 31 de diciembre de 2007, el saldo de la Reserva Legal ascendió a la suma de \$238.323 millones.

Reserva para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas – Para efectos de que las utilidades del ejercicio de 1997 disfruten de la exención del impuesto sobre la renta del artículo 211 del Estatuto Tributario, éstas fueron apropiadas como reserva para la rehabilitación, extensión y reposición de los sistemas para la prestación del servicio público domiciliario. El saldo de esta reserva al corte diciembre 31 de 2007 es de \$125.696 millones.

Reservas Ocasionales – Al corte marzo de 2008 la empresa tiene constituidas reservas ocasionales por \$484.386 millones, principalmente por la aplicación del método de participación (Decreto 2336 de 1995) y para adquisición de acciones en sus participadas.

B. OFERTAS PÚBLICAS DE ADQUISICION DE ACCIONES CELEBRADAS EN EL ÚLTIMO AÑO.

Durante el último año, la empresa no ha realizado ofertas públicas de adquisición de acciones.

C. RESERVAS PARA LA READQUISICIÓN DE ACCIONES

La Compañía no tiene constituidas reservas o provisiones para la re adquisición de acciones.

D. INFORMACIÓN SOBRE DIVIDENDOS

Según los Estatutos Sociales de la Compañía, las utilidades se repartirán entre los accionistas, previa aprobación de la Asamblea General, con sujeción a las normas del Código de Comercio y la Ley, una vez se hagan las reservas legales, las ocasionales y la provisión para el pago de impuestos.

Se repartirán como dividendos, por lo menos, el cincuenta por ciento (50%) de las utilidades líquidas en cada ejercicio o del saldo de las mismas, si hubiese que enjugar pérdidas de ejercicios anteriores.

Si las sumas de las reservas legales y ocasionales excedieron del ciento por ciento (100%) del capital suscrito, el porcentaje que deberá repartir la sociedad será del setenta por ciento (70%) cuando menos. No obstante la Asamblea General de Accionistas, con el voto del setenta y ocho por ciento (78%) de las acciones representadas en la reunión, podrá disponer que la distribución de utilidades se efectúe en porcentaje menor o no se lleve a cabo.

Las utilidades deberán estar justificadas por balances fidedignos y su reparto se hará en proporción a la parte pagada del valor nominal de las acciones. El pago del dividendo se hará en dinero en efectivo, en la época en que determine la Asamblea General de Accionistas al decretarlo, a quien tenga la calidad de accionista al tiempo de hacerse exigible cada pago.

Los dividendos pendientes pertenecen al adquirente de las acciones desde la fecha de la carta de traspaso, salvo pacto en contrario expresamente estipulado en el mismo documento.

Por considerarlo de interés para los accionistas, se relaciona la siguiente información:

EGRESOS DE EFECTIVO PARA EEB POR CONCEPTO DE DIVIDENDOS DECRETADOS A SUS ACCIONISTAS COL (000) MILES			
ACCIONISTAS	AÑO 2005	AÑO 2006	AÑO 2007
Distrito Capital	249.036.329	203.304.948	202.883.414
ECOPETROL	22.444.664	18.323.074	16.946.024
Grupo Endesa	33.573.600	27.408.366	22.984.692
Otros Accionistas	235.951	302.326	6.560.776
TOTAL	305.290.544	249.338.714	249.374.905

EGRESOS DE EFECTIVO PARA EEB POR CONCEPTO DE REDUCCIONES DE CAPITAL DECRETADAS			
ACCIONISTAS	AÑO 2005	AÑO 2006	AÑO 2007
Distrito Capital	195.716.370	157.971.317	0
ECOPETROL	17.639.150	14.237.332	0
Grupo Endesa	26.385.340	21.296.756	0
Otros Accionistas	280.500	217.594	0
TOTAL	240.021.360	193.723.000	0

EGRESOS DE EFECTIVO PARA EEB POR CONCEPTO DE READQUISICION DE ACCIONES			
ACCIONISTAS	AÑO 2005	AÑO 2006	AÑO 2007
Distrito Capital	230.390.664	0	0
ECOPETROL	20.764.212	0	0
Grupo Endesa	31.059.840	0	0
Otros Accionistas	60.690	0	0
TOTAL	282.275.406	0	0

TOTAL EGRESOS DE EFECTIVO DE EEB	827.587.310	443.061.714	249.374.905
---	--------------------	--------------------	--------------------

EEB - INFORMACIÓN FINANCIERA

	2005	2006	2007
Utilidad neta del ejercicio (Col\$ Millones)	582.493	422.480	869.037
Utilidad por acción (Col \$)	\$6.783	\$4.920	\$10.120
Dividendo x acción (Col \$)	\$1.968	\$4.428	\$3.483
Forma de pago	Efectivo	Efectivo	Efectivo
% de la utilidad distribuida como dividendo	0	0	0
Valor patrimonial de la acción / (Col \$)	\$58.967,14	59.786,08	\$71.007,86
Valor patrimonial / utilidad por acción (veces)	8,69	12,15	7,01
Valor patrimonial / dividendos por acción (veces)	29.96	13.50	20.38

E. INFORMACIÓN SOBRE LA GENERACIÓN DE EBITDA EN LOS TRES ÚLTIMOS AÑOS Y AL CORTE DEL ÚLTIMO TRIMESTRE.

EBITDA Consolidado y EBITDA Consolidado y Ajustado:

El EBITDA consolidado de EEB para un periodo, o el EBITDA Consolidado, está conformado por los ingresos operacionales de EEB para dicho periodo, menos el costo de ventas, los gastos administrativos y los ingresos por intereses en inversiones de activos de pensión para dicho periodo, más dividendos e intereses ganados, que incluye dividendos declarados por las compañías relacionadas de la EEB durante dicho periodo (sean estos pagados o no), impuestos, amortización de intangibles y depreciación de activos fijos, pagos a pensiones y provisiones para dicho periodo, en cada caso sobre una base consolidada.

El EBITDA AJUSTADO para un periodo, o el EBITDA CONSOLIDADO y AJUSTADO están conformados por el EBITDA CONSOLIDADO para dicho periodo más las REDUCCIONES DE CAPITAL efectuadas por las compañías relacionadas de EEB durante dicho periodo, en cada caso sobre una base consolidada.

A continuación se relaciona El EBITDA CONSOLIDADO y el EBITDA CONSOLIDADO Y AJUSTADO de la Compañía durante los últimos cuatro años:

En COP millones	2004	2005	2006	2007
EBITDA CONSOLIDADO	228.563	338.248	342.013	948.706
EBITDA AJUSTADO	228.563	1.048.246	539.319	948.706

F. PRESENTAR LA EVOLUCION DEL CAPITAL SOCIAL EN LOS TRES ULTIMOS AÑOS.

El capital social de la Compañía, al cierre de los últimos tres años, se relaciona a continuación:

En Col\$ millones	2005	2006	2007
CAPITAL SOCIAL	858.716	664.993	664.993

La cuenta de capital suscrito y pagado en al año 2006 presenta una disminución del 22.56%, es decir \$193.723 frente a diciembre de 2005, principalmente por la reducción de capital llevada a cabo en septiembre de 2006, la cual se realizó disminuyendo el valor nominal de la acción de \$10.000 pesos a \$7.744,037854672850 pesos cada una.

G. PRINCIPALES ACTIVOS DEL EMISOR.

Las inversiones de EEB en empresas participadas tales como Emgesa, Codensa, Gas Natural, REP, Consorcio Transmantaro y Electrificadora del Meta son un parte muy importante de los activos y de los ingresos de EEB, por tal motivo se tiene una política del manejo de sus inversiones que busca apoyar su crecimiento sostenido, su solidez financiera y en todos los casos su gestión eficiente y eficaz de los servicios públicos a los usuarios.

Los parámetros fundamentales de esta política de manejo de las inversiones se pueden resumir como: Apoyar el crecimiento con generación de valor y un flujo de dividendos permanente y creciente que permita a EEB atender las necesidades de sus propios accionistas.

Inversiones

Inversiones temporales (Col \$ Millones):	
Títulos de Tesorería TES	\$ 611
Certificados de Depósito a Término	308.635
Bonos y Títulos	36.477
Títulos hipotecarios	4.633
Derechos fiduciarios	3.599
Subtotal inversiones temporales	353.955
Inversiones permanentes (Col \$ Millones):	
Acciones	2.855.964
Menos – Provisión para protección de inversiones	(3.025)
	2.852.939
	\$ 3.206.894

Al 31 de diciembre de 2007, los certificados de depósitos a término corresponden a USD\$55.856.461 (USD\$13.382.138 al 31 de diciembre de 2006) en moneda extranjera y en moneda nacional por \$196.098 millones (\$24.163 millones al 31 de diciembre de 2006).

Las inversiones en acciones al 31 de diciembre de 2007 corresponden a:

	Número de acciones	Porcentaje accionario	Costo Col\$ Millones
En compañías controladas:			
Transcogas S.A. E.S.P.	183.599.975	71,99%	28.381
Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P. (1)	73.435.860	97,91%	1.042.488
EEB International Ltd.	1.000	100,00%	2
			<u>1.070.871</u>
En compañías no controladas:			
Emgesa S.A. E.S.P. (2) (3)	76.710.851	51,51%	1.219.637
Codensa S.A. E.S.P. (2)	68.036.719	51,51%	261.978
Consortio Transmantaro (4)	56.921.704	40,00%	96.337
Red de Energía del Perú S.A.	28.864.000	40,00%	90.722
Gas Natural S.A. E.S.P.	9.229.121	24,99%	47.640
Isagén S.A. E.S.P.	68.716.000	2,52%	34.611
Interconexión Eléctrica S.A. (5)	18.448.050	1,83%	21.462
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	31.026	16,23%	4.077
Financiera Energética Nacional	22.122	0,53%	4.208
Gestión Energética S.A. E.S.P.	161.811.391	0,06%	2.662
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	11.050.014	0,04%	854
Banco Popular	8.772.703	0,11%	598
Electrificadora de la Costa Atlántica S.A. E.S.P.	4.417.787	0,03%	159
Promotora Hidroeléctrica Pescadero - Ituango S.A.	111.154	0,81%	117
Hidrosogamoso S.A.	1	0,70%	20
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	10	0,07%	10
Grupo Nacional de Chocolates S.A.	223	0,00%	1
			<u>1.785.093</u>
			<u>\$ 2.855.964</u>

Propiedades, Planta y Equipo, Neto (Col\$ millones)

No depreciables:	
Terrenos	\$ 2.974
Construcciones en curso	2.593
	<u>5.567</u>
Depreciables:	
Edificaciones	19.110
Plantas y ductos / subestaciones	120.804
Redes, líneas y cables	295.143
Maquinaria y equipo	1.949
Muebles y enseres	449

Equipo de computación y comunicación	6.050
Equipo de transporte, tracción y elevación	1.001
Equipo de comedor, cocina, despensa	89
	<u>444.595</u>
Subtotal	450.162
Menos – Depreciación acumulada	(122.076)
Provisión para propiedades, planta y equipo	<u>(33.696)</u>
	<u>\$ 294.390</u>

H. RESTRICCIONES PARA LA VENTA DE LOS ACTIVOS

Teniendo en cuenta la naturaleza jurídica de EEB y la composición accionaria de la compañía, en la que el porcentaje mayoritario corresponde a entidades estatales: Bogotá, D.C. (81.5%), Ecopetrol (7.3%), para la venta de sus activos representados en acciones de diferentes empresas, debe darse aplicación a la Ley 226 de 1995. En este sentido, en el caso de una posible venta de sus participaciones accionarias, en primer lugar se ofrecerán al sector solidario dando aplicación al procedimiento señalado en la citada ley.

El 31 de octubre de 2007, EEB emitió notas en los mercados internacionales de capitales por un valor de Usd 610.000.000 bajo la regulación S y la regla 144A de los Estados Unidos. La emisión de dichas notas estuvo acompañada de la suscripción por parte de EEB de un contrato que, entre otras cosas, impone limitaciones para la venta de activos. Estas limitaciones estarán vigentes hasta el 2014, plazo al cual fueron emitidas las notas. Se presenta a continuación un resumen de las limitaciones para la venta de activos contenidas en dicho contrato:

Ventas de Activos:

EEB no realizará, y no permitirá que ninguna Subsidiaria realice, Ventas de Activos, excepto cuando:

EEB o las Subsidiarias reciba en contraprestación, (incluso mediante la liberación de responsabilidad de o por cualquier otra Persona que asuma la responsabilidad exclusiva de cualquier obligación, aún contingente o similar), al momento de la Venta de inversiones por lo menos el Valor del Mercado de las acciones o activos sujetos de tal Venta de Activos:

1. Por lo menos el 75% de la contraprestación recibida por EEB o por la Subsidiaria sea en efectivo o en Inversiones Temporales de Efectivo. Lo siguiente se considerará como efectivo:
 - (i) el valor de cualquier obligación consolidada (de acuerdo con los estados financieros o con las notas a los estados financieros más recientes EEB, o de la Subsidiaria) de EEB o de la Subsidiaria (distintas de las Obligaciones Subordinadas) que de manera expresa sean asumidas por el adquirente en tal Venta de Activos;
 - (ii) el monto de los valores recibidos por EEB, o por tal Subsidiaria, que sean convertidos por EEB o por la Subsidiaria en efectivo (*siempre y cuando* se reciba efectivo) dentro de los 270 días siguientes al cierre de tal Venta de Activos; y
 - (iii) activos recibidos a cambio de los activos de cuya disposición se trata con Valor del Mercado equivalente, *siempre y cuando*, cualquiera de los activos que se reciben sean normalmente utilizados o útiles para el negocio de transporte de gas EEB; y
2. Dentro de los 270 días siguientes a lo que ocurra después, entre la fecha de tal Venta de Activos y el recibo de tal Efectivo Neto Disponible, EEB o la Subsidiaria utilice una suma equivalente al 100% del Efectivo Neto Disponible de tal Venta de Activos para lo siguiente:

- (a) repagar y reducir de manera permanente cualquier Endeudamiento que esté garantizado por un Gravamen; o
- (b) reinvertir en Activos Adicionales (incluyendo mediante una Inversión en Activos Adicionales por cualquier Subsidiaria en efectivo en una suma equivalente al valor del Efectivo Neto Disponible recibido por, o que recibirá, EEB u otra Subsidiaria).

Con posterioridad a la utilización de tal Efectivo Neto Disponible, el valor del Efectivo Neto Disponible quedará en cero y EEB o la Subsidiaria tendrán derecho a usar los recursos restantes para sus operaciones en cuanto estén permitidos.

Ni EEB ni las Subsidiarias tendrán que utilizar el Efectivo Neto Disponible excepto si el Efectivo Neto Disponible total de todas las Ventas de Activos que no se haya utilizado sea superior a US\$30 millones. En este caso, EEB y/o la Subsidiaria deberá utilizar todo el Efectivo Neto Disponible que no haya sido previamente utilizado de acuerdo con este compromiso.

I. INFORMACIÓN SOBRE LAS PRINCIPALES INVERSIONES EN CURSO DE REALIZACIÓN Y SU MODO DE FINANCIACIÓN

El 25 de abril de 2008 la Agencia Peruana de Promoción de las Inversiones - PROINVERSIÓN declaró al consorcio EEB (50%) – TGI (50%) como vencedor de la licitación pública internacional con la que se concede el derecho a suscribir la concesión por 30 años para realizar los diseños, financiación, construcción, operación y mantenimiento del sistema de distribución en el departamento de ICA, Perú.

La adjudicación se realizó a quien ofreciera una combinación entre mayor cobertura (Mayor valor presente neto de los usuarios a conectar en el horizonte de 8 años, con un límite máximo de 50.000 usuarios) y mayor componente peruana en la inversión (con un límite máximo de 51%).

Según los estudios preliminares, la inversión será cercana a USD\$140 millones y estará compuesta en un 85% por red troncal, con una longitud aproximada de 280 km y en un 15% por red de distribución para atender los municipios de Ica, Pisco, Nazca, Marcona y Chincha. Según el plazo de construcción previsto, se espera que el proyecto entre en operación en el primer trimestre de 2011.

Se espera financiar el proyecto mediante un 30% de aportes de capital y un 70% de endeudamiento.

Adicionalmente, en el sistema de transmisión de EEB se están adelantando las siguientes inversiones:

Inversiones en la Red de Transmisión de EEB Col\$ miles

Refuerzos estructurales sistema Guavio	90.000
Diseño obras estabilización geotécnica, estructural y diseño de solución Torres 1, 20, 78 y 248, Corredor Sur	120.000
Interconexión Centros de Control CCG,CCC y CCT- Suministro de equipos	75.200
Realizar overhaul y diagnóstico de subestaciones encapsuladas (Guavio y Circo)	1.277.201
Reconfigurar el Sistema de Comunicaciones del CCT	1.226.800
Ampliar el CCT	563.879
Implementación EMS del CCT	1.035.000
Modernización sistema de protecciones SSEE Balsillas, Noroeste	840.000
Actualizar el sistema de información de transmisión	638.000

J. DESCRIPCIÓN DE LOS ACTIVOS FIJOS SEPARADOS POR PROPIOS, EN LEASING, RENTADOS Y OTROS.

A diciembre 31 de 2007 en millones de pesos:

PROPIEDADES PLANTA Y EQUIPO	1.330.877
Terrenos	6.770
Construcciones en Curso	7.736
Edificaciones	25.338
Plantas y Ductos	1.166.103
Redes Líneas y Cables	295.142
Maquinaria y Equipo	3.323
Muebles Enseres y Equipo Oficina	745
Bienes Muebles en Depósito	1.399
Plantas y Equipos no explotados	114
Bienes y Muebles en Bodega	239
Equipo Comunicación y Computación	7.656
Equipo de Transporte Tracción y El	1.188
Equipo de Comedor cocina y despensa	90
Depreciación Acumulada (Cr)	(151.271)
Provisión Propiedad Planta y Equipo	(33.696)

Para mayor información, ver capítulo aspectos relacionados con la actividad del emisor.

K. PATENTES, MARCAS Y OTROS DERECHOS DE PROPIEDAD DEL EMISOR QUE ESTÁN SIENDO USADAS BAJO CONVENIOS CON TERCERAS PERSONAS.

EEB no tiene a la fecha ninguna patente.

Registros de marcas de EEB:

Resolución	34925
Fecha	26/12/2005
Marca Mixta	EEB Según modelo adjunto
Servicio a distinguir;	COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA. Servicios comprendidos en la clase 35 de la Octava Edición de la Clasificación Internacional Niza
Vigencia	10 años a partir de la fecha de la Resolución citada.

Resolución	33520
Fecha	16/12/2005
Marca Mixta	EEB Según modelo adjunto
Servicio a distinguir;	GENERACIÓN DE ENERGÍA Servicios comprendidos en la clase 40 de la Octava Edición de la Clasificación Internacional Niza
Vigencia	10 años a partir de la fecha de la Resolución citada.

Resolución	33521
Fecha	16/12/2005
Marca mixta	EEB Según modelo adjunto
Servicio a distinguir;	TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA Servicios comprendidos en la clase 39 de la Octava Edición de la Clasificación Internacional Niza
Vigencia	10 años a partir de la fecha de la Resolución citada.

L. OPERACIONES DURANTE EL AÑO INMEDIATAMENTE ANTERIOR CON COMPAÑÍAS VINCULADAS, CUANTÍA Y CONDICIONES DE DICHAS OPERACIONES.

Transacciones con Partes Relacionadas

EEB realiza transacciones y operaciones con partes relacionadas en contratos con base general y de conformidad con las prácticas comunes del mercado. A continuación encontrará una descripción de las transacciones que ha celebrado la EEB con algunas de las partes interesadas:

- **“Contrato de Prestación de Servicios”** celebrado entre EEB y Codensa, como proveedor del servicios, fechado el 23 de octubre de 1997, y sus enmiendas, para la operación, mantenimiento y supervisión local de las subestaciones de transmisión eléctrica San Mateo, Tunal, Circo, Noroeste y Balsillas.
 - **“Contrato de Conexión Subestación Noroeste 115 kV”**, celebrado entre EEB y Codensa, fechado el 10 de noviembre de 2004 para la conexión de algunos equipos de transmisión eléctrica para la subestación Noroeste 115 kv, propiedad de Codensa.
 - **“Contrato de Prestación de Servicios”** celebrado entre EEB y Emgesa, como proveedor del servicio, fechado el 10 de Julio de 1999, para el suministro de bienes y la operación, supervisión, administración y mantenimiento de las plantas de generación eléctrica de Guavio, El Paraíso y La Guaca, propiedad de EEB.
 - **“Contrato de Prestación de Servicios de Telecomunicaciones”** celebrado entre EEB, como proveedor del servicio, y Emgesa, fechado el 13 de mayo de 2003, y sus enmiendas.
 - **“Contrato de Prestación de Servicios de Telecomunicaciones”** celebrado entre EEB, como proveedor del servicio y Codensa, fechado el 30 de marzo de 2004 y sus enmiendas.
 - **“Contrato de Conexión de la Compensación Capacitiva en la Subestación Tunal Proyecto UPME-01- 211 2004”** celebrado entre la EEB y Codensa el 16 de junio de 2006, para la conexión de algunos equipos a la subestación eléctrica el Tunal 115 kv, propiedad de Codensa.
 - **“Contrato de Servicio de Apoyo Técnico”** celebrado entre EEB y Transcogas, fechado el 24 de julio de 2006, mediante el cual EEB se compromete a proporcionarle a Transcogas el apoyo técnico y administrativo necesarios para apoyar la realización de la actividad corporativa.
- Acuerdo de Préstamo Inter Compañía** • celebrado entre EEB, como el prestatario y Transcogas, como prestamista, fechado el 20 de septiembre de 2005, por una suma de COP 16.600.000.000.
- **Acuerdo de Préstamo Inter Compañía** celebrado entre EEB, como prestatario y Transcogas, como prestamista, fechado el 17 agosto de 2006, por la suma de COP12.150.000.000 millones.

- **Pagaré subordinado No. TGI-EEB 003/2007** celebrado entre la EEB como prestatario y TGI como prestamista, fechado el 31 de octubre de 2007, por USD150.000.000.

- **Pagaré subordinado No. TGI-EEB 004/2007** celebrado entre la EEB como prestatario y TGI como prestamista, fechado el 31 de octubre de 2007, por USD220.000.000.

M. CRÉDITOS O CONTINGENCIAS QUE REPRESENTAN EL CINCO POR CIENTO (5%) O MÁS DEL PASIVO TOTAL DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DEL ÚLTIMO EJERCICIO.

Endeudamiento Consolidado de EEB

Millones de pesos.

	Tasa de interés	Fecha de vencimiento	2007
Obligaciones financieras:			
Kreditansantl Fur Wiederaufbau	5.5%	30/06/2013	9.770
Credit Suisse	Sin interés	10/08/2012	6.179
Banco Davivienda	DTF + 1,4%	22/08/2008	20.679
BBVA	12,29% Nom.	22/08/2008	39.438
BBVA	DTF + 3,88%	23/11/2008	106.299
Banco de Crédito	DTF + 2,5%	27/12/2008	8.943
Suleasing	DTF + 6%	Ene/2008	105
ABN AMRO BANK	Libor+1,75%	30/04/2008	201.476
Bonos EEB	8,75%	31/10/2014	1.247.225
Bonos TGI	9,50%	3/10/2017	1.546.559
Otras			
Subtotal			<u>3.186.676</u>
Obligaciones con compañías vinculadas (Ver Nota 12):			
Gas Natural S.A. E.S.P.	DTF+4%	17/01/2008	2.320
	DTF+4%	23/10/2008	<u>10.017</u>
Subtotal			<u>12.337</u>
			3.199.013
Menos – Porción corriente			<u>(446.003)</u>
			\$ 2.753.010

Incluye préstamos otorgados por la Empresa a TGI por valor de US\$370.000.000 a una tasa del 8.75% anual con vencimiento en 2017.

Financiamiento para la adquisición de los Activos, derechos y contratos de ECOGÁS

Mediante el Decreto 1404 de Mayo de 2005, el Gobierno Nacional aprobó el programa de enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de la Empresa Colombiana de Gas -ECOGÁS-, relacionados con el transporte de gas natural, su operación y explotación, mediante la

constitución por suscripción sucesiva de acciones de la sociedad Transportadora de Gas del Interior S. A. E.S.P. -TGI-.

El 6 de diciembre de 2006 la Empresa resultó adjudicataria del 97,91% de las acciones de TGI por \$3,25 billones de pesos correspondientes al valor ofertado por la Empresa.

El 16 de febrero de 2007 fue celebrada la Asamblea General de Accionistas, en la cual se formalizó la constitución de la empresa Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P. – TGI S.A. E.S.P., la cual se llevo a cabo en la ciudad de Bucaramanga.

Crédito puente:

Como consecuencia del proceso de compra de activos de ECOGÁS, en diciembre de 2006, EEB gestionó un crédito sindicado con los bancos ABN AMRO BANK, BBVA, CALYON, MIZUHO Y BANCOLOMBIA PANAMÁ, por USD1.460 millones. Para lo anterior, fue necesario contar previamente con visto bueno del Departamento Nacional de Planeación –DNP- y resoluciones de gestión y endeudamiento emitidas por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público -MHCP-.

El cierre de esta operación de crédito se realizó el 29 de enero de 2007, y los desembolsos proporcionales a EEB por parte de cada uno de los bancos se efectuaron el 31 de enero de 2007 por USD 900 millones y el 13 de febrero de 2007 por USD560 millones, el vencimiento de este endeudamiento se pactó para el 31 de octubre de 2007, con el compromiso de ser refinanciado a través de estructuras de financiamiento de largo plazo. El crédito anteriormente descrito se garantizó con la firma de pagarés por parte de EEB. Como agente administrador de esta operación, se designó al ABN AMRO BANK.

El 12 de junio de 2007, EEB cedió a TGI a través de un contrato de asignación y aceptación y previas autorizaciones de DNP y MHCP USD900 millones del contrato de crédito original.

Crédito de EEB a TGI para capital de trabajo:

EEB otorgó a TGI, una vez iniciadas sus operaciones en marzo, un crédito para capital de trabajo por COP 76.000 millones con un plazo de 10 meses y tasa de interés de DTF + 4%. Crédito cancelado en su totalidad de manera anticipada en noviembre de 2007.

Emisión de bonos de TGI:

El 3 de octubre de 2007 se refinanciaron por parte de TGI USD750 millones del crédito a través de una emisión de bonos de su filial en el exterior TGI International Limited en el mercado de capitales internacional bajo la regla 144A/RegS y con garantía de TGI Colombia. Los bonos fueron emitidos a 10 años y una tasa de interés en dólares de 9,50% con pagos semestrales. ABN AMRO actuó como agente estructurador de la oferta; BBVA, CALYON y MIZUHO co-dirigieron la transacción.

La emisión de TGI International Limited fue calificada BB con una perspectiva estable tanto por Standard & Poors como por Fitch Ratings Inc. Los bonos son obligaciones Senior y están total e incondicionalmente garantizadas por TGI.

En el proceso de oferta de la emisión de TGI International Limited hubo una demanda aproximada superior a dos veces el tamaño de la emisión, y contó la participación de más de 150 inversionistas en Estados Unidos, Europa y Asia. Esta emisión es la más grande realizada por una empresa colombiana.

Emisión de bonos de EEB y extensión de crédito puente:

El 31 de octubre de 2007 se realizaron dos operaciones para refinanciar el saldo del crédito puente de USD710 millones por parte de EEB. La primera operación fue otra emisión de bonos por USD610

millones esta vez por parte de EEB International Limited filial en el exterior de EEB en el mercado de capitales internacional bajo la regla 144A/RegS y con garantía de EEB Colombia. Los bonos fueron emitidos a 7 años y una tasa de interés en dólares de 8,75% con pagos semestrales. ABN AMRO actuó como agente estructurador de la oferta; BBVA, CALYON y MIZUHO co-dirigieron la transacción.

La emisión de EEB International Limited fue calificada BB con una perspectiva estable tanto por Standard & Poors como por Fitch Ratings Inc. Los bonos son obligaciones Senior y están total e incondicionalmente garantizadas por EEB.

En el proceso de oferta de la emisión de EEB International Limited hubo una demanda aproximada superior a 3,4 veces el tamaño de la emisión, y contó la participación de más de 100 inversionistas en Estados Unidos, Europa y Asia. Esta emisión es la segunda más grande realizada por un corporativo en Colombia después de la de TGI International.

Tanto la emisión de TGI como la de EEB se dieron en un escenario difícil del mercado internacional de capitales, y contribuyeron a la reactivación del mercado corporativo. Cabe resaltar que la revista especializada Credit Magazine catalogó la emisión de TGI Internacional Limited como la transacción más importante del mes de octubre de 2007.

La segunda operación fue una extensión del crédito puente por USD100 millones con ABN AMRO por 6 meses, es decir hasta el 30 de abril de 2008 con tasa de interés de Libor más 1,75% hasta el 31 de diciembre de 2007 y Libor más 2% a partir del 1 de enero de 2008.

EEB tiene planeado sustituir el crédito con ABN AMRO de USD100 millones, con un crédito de largo plazo con la Corporación Andina de Fomento –CAF- en las siguientes condiciones:

Monto:	USD100 millones
Plazo:	12 años
Gracia:	5 años
Tasa:	Libor + 1.60%

Las condiciones del crédito y la operación fueron aprobadas el 6 de diciembre de 2007 tanto por el Comité de Crédito de CAF como por su Directorio. De esta manera EEB espera finalizar en el primer trimestre de 2008 completamente la financiación para la adquisición de los activos, derechos y contratos de ECOGÁS.

Crédito Inter – compañía:

Como resultado final de la financiación de esta operación, EEB debe pagar a los inversionistas del exterior USD 610 millones y TGI debe pagar USD 750 millones. Adicionalmente y con el fin de hacer una óptima estructuración financiera, TGI debe pagar el servicio de deuda y su financiación de dos créditos intercompany a EEB por valor total de USD 370 millones a una tasa de 8,75% anual y con plazo hasta 2017, en consideración a la subordinación del crédito a los bonos emitidos por TGI.

TRANSPORTADORA COLOMBIANA DE GAS S.A. ESP -TRANSCOGAS-

EEB ha financiado la expansión de la infraestructura de Transcogas, a través de diferentes tramos de crédito otorgados desde septiembre de 2005. Al 31 de diciembre de 2007, el saldo de este crédito tenía las siguientes condiciones financieras:

Monto:	COP 35.529 millones
Plazo:	Octubre de 2008
Tasa de interés:	DTF + 4%,
Amortización:	Al final del plazo.

Por otra parte, continuó vigente el contrato de prestación de servicios N° 027 de 2006 suscrito entre EEB y Transcogas, contrato mediante el cual EEB se compromete a prestar los servicios de apoyo técnico y administrativo”.

N. PROCESOS PENDIENTES CONTRA LA SOCIEDAD EMISORA.

Procesos Legales Materiales Relevantes

INSTANCIA	CANT. PROCESOS	
T.A.C. Sección Primera.- Acciones de nulidad de actos administrativos que imponen multas.	5	\$1.332.240.621,73
T.A.C. Sección Segunda -. Acciones de Nulidad y Restablecimiento del Derecho por actos administrativos (Empleados públicos)	8	\$1.320.097.502,91
T.A.C. Sección Segunda - (Demandas de Ley Sexta/92). (Empleados públicos)	14	\$628.353.706,82
T.A.C. Sección Tercera - Reparación Directa, y Contractual - por hechos, omisiones u operaciones administrativas y Nulidad de Actos Administrativos que versen sobre asuntos contractuales	26	\$19.784.814.218,22
T.A.C. Sección Tercera - Reparación Directa, y Contractual - por hechos, omisiones u operaciones administrativas y Nulidad de Actos Administrativos que versen sobre asuntos contractuales	7	\$7.401.960.902,87
T.A.C. Sección Cuarta.	5	\$3.981.018.216,94
Juzgados Administrativos Primera.- Acciones de nulidad de actos administrativos que imponen multas.	0	\$0,00
Juzgados Administrativos Segunda -. Acciones de Nulidad y Restablecimiento del Derecho por actos administrativos (Empleados públicos)	10	\$1.360.038.727,51
Juzgados Administrativos Segunda - (Demandas de Ley Sexta/92). (Empleados públicos)	19	\$830.109.688,95
Juzgados Administrativos Sección Tercera - Reparación Directa, y Contractual - por hechos, omisiones u operaciones administrativas y Nulidad de Actos Administrativos que versen sobre asuntos contractuales	6	\$1.404.208.118,98
Juzgados Administrativos. Sección Cuarta.	0	\$0,00
Jurisdicción Civil Ordinaria	22	\$2.543.761.988,26
Jurisdicción Ordinaria Laboral	155	\$6.651.140.739,93
Jurisdicción Ordinaria Laboral Ley 6ta/92	12	\$498.126.382,90

EEB es parte de varios procesos y demandas civiles, impositivas, comerciales, ambientales y laborales que han surgido durante el curso normal del negocio. Aunque no existe garantía respecto a un pronunciamiento definitivo sobre estos asuntos, EEB opina, con base en información disponible en este momento y con base en consultas con los abogados externos que adelantan dichos procesos, que el resultado esperado de estas demandas y acciones legales, de forma individual o en total, no tendrán un efecto materialmente adverso en la situación financiera, el flujo de caja ni los resultados

de las operaciones de EEB. A diciembre 31 de 2007, la EEB tenía reservas por un total de 365.405 millones con las que podría cubrir las eventuales pérdidas ante esas demandas. Sin embargo, el resultado real de estas demandas podría variar de los estimativos registrados. A continuación encuentra un resumen de las demandas y acciones legales más importantes:

- En 1993, un residente de la municipalidad de Sibaté, interpuso una acción popular, según el Código Civil Colombiano, contra EEB ante el 4 Juzgado del Circuito Civil, alegando daños al pueblo de Sibaté debido a la concentración de moscas en la planta hidroeléctrica del Muña de Emgesa, o la Represa del Muña. El demandante no iba en busca de daños altos ni compensación alguna para Sibaté. El juzgado emitió sentencia a favor del demandante y le solicitó a EEB implementar todas las acciones necesarias para mitigar el daño causado en la Represa del Muña dentro de 24 meses. Para así proceder, EEB contrató unos expertos para determinar los pasos y las medidas a tomar, o el Plan de Mitigación. Después de que el juzgado le concediera una prórroga a EEB para cumplir con dicha sentencia, EEB pudo, exitosamente, completar la implementación del Plan de Mitigación. El 2 de marzo de 2007, el juez determinó que EEB cumplió con sus obligaciones para mitigar los daños y cerró el proceso. En concordancia con su política de provisiones, EEB no ha creado una provisión con respecto a estos procesos debido a la posibilidad de que una decisión adversa se considera remota.
- En 2001, los ciudadanos del Municipio de Sibaté instauraron una acción de grupo contra EEB y Emgesa ante la Corte Administrativa de Cundinamarca, quienes buscaban se les otorgara la suma aproximada de U.S.\$1,500 millones en daños por el dolor y la molestia moral que la Represa del Muña les ha generado a ellos y a su comunidad. Aun estamos pendientes de la resolución. Con base en los méritos del caso, y posterior a una consulta con nuestros asesores legales externos que manejan el caso, EEB determinó que la posibilidad de un resultado materialmente adverso para ella era muy bajo.
- En 2002, los ciudadanos del Municipio de Sibaté instauraron una acción de grupo ante la Corte Administrativa de Cundinamarca contra todas las entidades gubernamentales y privadas, incluyendo EEB y Emgesa, quienes supuestamente contribuyeron de manera directa e indirecta a la polución del río Bogotá, incluyendo la Represa del Muña. Los demandantes no buscaban que se les reconocieran daños ni tampoco una compensación económica. El 25 de agosto de 2004, la corte aceptó limitar la responsabilidad en este caso de EEB hasta el Plan de Mitigación hasta el año 2009. De manera exitosa, EEB pudo completar su Plan de Mitigación y sus obligaciones actuales se limitan al mantenimiento del mismo hasta diciembre de 2010. Los gastos de la EEB asociados con dicho mantenimiento se estiman en \$1,500 millones por año. Debido a que este caso tiene múltiples demandantes, existen apelaciones en curso en este proceso, pero no cuestionan de manera sustancial la resolución proferida por la Corte con respecto a EEB. En concordancia con su política de provisiones, EEB no ha creado una provisión con respecto a estos procesos debido a la posibilidad de que una decisión adversa se considera remota.

En septiembre 7 de 2006 un grupo de pensionados de EEB solicitaron reajustes a sus pensiones según la Ley No. 6 de 1992 que establecía un ajuste en las pensiones que recibieran los empleados del sector público colombiano. Los demandantes buscaban, en todos los procesos un laudo que declarara que dichos ajustes se debían aplicar no solamente a empleados del sector público nacional sino también a los del Distrito de Bogotá. Los tribunales laborales rechazaron todas las demandas ya que consideraban que el alcance de la aplicación de la Ley No.6 de 1992 se limitaba claramente a los empleados del sector público nacional. Sin embargo, algunos tribunales administrativos consideraron que los ajustes se debían aplicar a todos los empleados. Todas las decisiones adversas han sido apeladas y aun estamos pendientes de su resolución. La suma total reclamada en todos estos procesos es de \$1,320 millones. EEB ha creado una provisión para estos casos por una suma de \$1,020 millones en los Estados Financieros Auditados de la EEB.

O. INFORMACIÓN SOBRE TÍTULOS DE DEUDA EN CURSO QUE SE HAYAN OFRECIDO PÚBLICAMENTE Y SE ENCUENTREN SIN REDIMIR.

- Emisión de bonos internacionales de EEB Internacional Limited (Filial de EEB en Islas Cayman) por USD\$610 millones del día 31 de octubre de 2007, con vencimiento el día 31 de octubre de 2014.
- Emisión de bonos internacionales de TGI Internacional Limited (Filial de TGI en Islas Cayman) por USD\$750 millones del día 3 de octubre de 2007, con vencimiento el día 3 de octubre de 2017.

P. VALOR DE LAS GARANTÍAS REALES OTORGADAS A FAVOR DE TERCEROS.

El 29 de agosto de 2002, EEB celebró un acuerdo de pignoración de acciones con el Banco Continental S.A., en nombre de algunos acreedores asegurados, de conformidad con las cuales EEB pignoraba sus acciones en REP representadas por el 40% de acciones ordinarias de dicha compañía como garantía para (i) el Acuerdo de Crédito celebrado entre Banco de Crédito del Perú-BCP, como prestamista y REP como prestatario, fechado el 1 de diciembre de 2006 por un total de USD34 millones, con un interés con una tasa LIBOR + 2,125% por año y con un término de 10 años; (ii) Ofertas de bonos de REP registradas en Perú bajo “Red de Energía del Perú – Primer programa de bonos”.

Bajo el acuerdo de pignoración de acciones, EEB acordó no transferir sus acciones en REP a terceros ni otorgar ninguna otra prenda ni derecho a terceros con respecto a las acciones pignoradas.

Q. EVALUACIÓN DE LAS PERSPECTIVAS: PROYECTOS DE EXPANSIÓN Y DESARROLLO (PLANES DE INVERSIONES FUTURAS, DE DIVERSIFICACIÓN DE SUS PRODUCTOS, DE INCREMENTO EN LA CAPACIDAD INSTALADA), ETC.

El plan de negocios a 5 años de EEB incluye la participación en las convocatorias que adelantará la Unidad de Planeación Minero Energética – Upme, conforme al plan de expansión de referencia de Generación – Transmisión vigente. Los proyectos anunciados son: (i) Convocatoria para adjudicar las obras de conexión al sistema a 500kV del proyecto Hidroeléctrico Porce III, cuya inversión se estima en USD\$ 30 millones, (ii) Convocatoria para adjudicar las obras de refuerzo del sistema de transmisión a 220 kV asociado a la subestación El Bosque en Cartagena, cuya inversión se estima en USD\$20 millones y, (iii) Convocatoria para adjudicar las obras de refuerzo de sistema de transmisión a 500kV hacia Bogotá, cuya inversión aproximada es de USD\$80 millones.

CAPÍTULO V COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LOS RESULTADOS DE LA OPERACIÓN Y LA SITUACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR.

INFORMACION SOBRE CAMBIOS IMPORTANTES OCURRIDOS EN LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN Y EN LA SITUACIÓN FINANCIERA.

Generalidades

EEB es una compañía que directamente y a través de sus subsidiarias y compañías asociadas participa en los negocios de generación, distribución y transmisión de electricidad y los negocios de transporte y distribución de gas natural en Colombia y en Perú. Una buena parte de los ingresos, las utilidades y los flujos de caja de EEB son el resultado de las operaciones de las subsidiarias y las compañías participadas de EEB en estos negocios.

EEB maneja directamente su negocio de transmisión eléctrica en Colombia a través de su red. Esta red tiene una extensión de 1.445,15 Km, a 230 kV. Además, EEB participa en el negocio de transmisión eléctrica en Perú mediante sus compañías participadas, REP y Transmantaro. REP a diciembre 31 de 2007 operaba una red de transmisión eléctrica de 4,136.67 km a 220 KV y 1,279.51 km a 138 kV. Transmantaro a diciembre 31 de 2007 operaba una red de transmisión eléctrica de 1,206.07 km a 220 kV. Estas dos compañías representan aproximadamente el 63% de los activos de transmisión eléctrica que conforman el sistema nacional interconectado de Perú. EEB es dueña del 40% de las acciones con derecho a voto de REP y Transmantaro, respectivamente.

EEB participa en el negocio de distribución eléctrica en Colombia a través de la compañía Codensa, que es el distribuidor eléctrico más grande en Colombia, con 2.208.559 clientes, incluyendo dos millones en la ciudad de Bogotá y sus municipios circundantes.

EEB participa en el negocio de generación eléctrica en Colombia a través de su compañía asociada, Emgesa. Emgesa es el generador eléctrico más grande del país, con una capacidad instalada de 2.829 MW a diciembre 31 de 2007, que representa un 21,10% de la capacidad instalada total en Colombia.

EEB participa en el negocio de transporte de gas natural a través de sus subsidiarias TGI y Transcogas. EEB creó a TGI el 16 de febrero de 2007 para adquirir los activos, derechos y contratos de Ecogás de conformidad con el proceso de privatización. TGI es el principal transportador de gas de Colombia con una participación de mercado de aproximadamente 53% en 2007. El sistema de gasoductos de TGI es el más grande del país con una extensión aproximada 3,702 km.

EEB participa en el negocio de distribución de gas natural a través de su compañía asociada Gas Natural S.A., que es la compañía de distribución de gas más grande de Colombia. Gas Natural S.A. atiende a 1.453.499 clientes en Bogotá, que representan el 31,7% del número total de clientes en el negocio de distribución de gas en Colombia.

Los ingresos consolidados de EEB para los años terminados el 31 de diciembre de 2007, 2006 y 2005 ascendieron a \$1.445.177 millones, \$564.640 millones, \$741.160 millones, respectivamente.

Una parte sustancial de los ingresos consolidados de EEB se derivan de los dividendos y otras distribuciones que EEB recibe de sus compañías asociadas Emgesa y Codensa.

En los años terminados el 31 de diciembre de 2007, 2006 y 2005, EEB recibió de Emgesa por cuenta de dividendos y otras distribuciones \$263.594 millones, \$118.970 millones y \$392.700 millones, respectivamente. Estos valores representaron el 18,2%, 21,1% y 53,0% del total de ingresos consolidados en cada uno de esos años.

En los años terminados el 31 de diciembre de 2007, 2006 y 2005, EEB recibió de Codensa por cuenta de dividendos y otras distribuciones \$253.824 millones, \$246.730 millones y \$71.200, respectivamente. Estos valores representaron el 17,6%, 43,7% y 9,6% del total de ingresos consolidados en cada uno de esos años.

En los años terminados el 31 de diciembre de 2007, 2006 y 2005, EEB recibió de su negocio de transmisión de electricidad \$73.630 millones, \$66.546 millones y \$64.434 millones, respectivamente. Estos valores representaron el 5,1%, 11,8%, y 8,7% del total de ingresos consolidados en cada uno de esos años.

En los años terminados el 31 de diciembre de 2007, 2006 y 2005, EEB recibió de su negocio de transporte de gas natural \$379.565 millones, \$24.169 millones y \$17.152 millones, respectivamente. Estos valores representaron el 26,3%, 4,3% y 2,3% del total de ingresos consolidados en cada uno de esos años.

Las utilidades netas consolidadas para los años terminados el 31 de diciembre de 2007, 2006 y 2005 ascendieron a \$869.037 millones, \$422.480 millones, y \$582.493 millones, respectivamente.

Resultados por segmento de negocio

EEB — Transmisión de Electricidad.

Para los años terminados el 31 de diciembre de 2007, 2006 y 2005, EEB recibió de su negocio de transmisión de electricidad \$73.630 millones, \$66.546 millones y \$64.434 millones, respectivamente. Estos valores representaron el 8,1%, 7,4%, y 7,3% respectivamente del total de los Ingresos regulados de transmisión asignados por XM (Bolsa de Energía) a las compañías en el sector de transmisión eléctrica en Colombia durante esos periodos.

El margen bruto para los años terminados el 31 de diciembre de 2007, 2006 y 2005 fue de \$46.037 millones, \$42.450 millones y \$37.390 millones, respectivamente.

TGI y Transcogas — Transporte de Gas Natural.

Para el periodo de 304 días comprendidos entre el 3 de marzo de 2007 y 31 de diciembre de 2007, TGI tuvo ingresos operacionales por \$352.433 millones, y utilidades netas de \$283.942 millones.

Para los años terminados el 31 de diciembre de 2007, 2006 y 2005, Transcogas tuvo ingresos operacionales por \$26.545 millones, \$24.200 millones, y \$17.150 millones, respectivamente y utilidades netas de \$4.533 millones, \$5.010 millones y \$1.980 millones, respectivamente.

Emgesa — Generación de Electricidad. Para los años terminados el 31 de diciembre de 2007, 2006 y 2005 Emgesa obtuvo ingresos operacionales por \$1.327 billones, \$1.050 billones y \$995.411 millones, respectivamente; y utilidades netas por \$405.306 millones, \$283.630 millones y \$251.150 millones, respectivamente. Durante dichos años, la compañía generó el 22,3%, 19,77% y 19,35% del total de la electricidad generada en Colombia.

Codensa — Distribución de Electricidad.

Para los años terminados el 31 de diciembre de 2007, 2006 y 2005, Codensa generó ingresos operacionales por \$2.173 billones, \$1.990 billones y \$1.780 billones, respectivamente; y utilidades netas por \$378.565 millones, \$376.120 millones y \$274.730 millones, respectivamente. Durante dichos años, la compañía distribuyó el 23,72%, 23,23% y 22,84% del total de la electricidad distribuida en Colombia.

Presentación y comparación de los Estados Financieros de EEB

Como lo exigen los PCGA en Colombia, la EEB utiliza el método de consolidación total para consolidar los resultados financieros de las compañías sobre las cuales ejerce control como lo define el código de comercio. Las cuentas por cobrar de partes relacionadas, las cuentas por pagar y transacciones entre los miembros del

grupo consolidado y las compañías que están bajo el control de la EEB se eliminan en una base *pro rata* de conformidad con los intereses de participación en aquellas compañías. El interés de participación accionaria de terceros en aquellas compañías se estipula como interés minoritario. Las inversiones de EEB en sus compañías asociadas se representan utilizando el método de costo de conformidad con los PCGA colombianos.

A continuación se comparan los resultados consolidados de las operaciones de EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 frente al año terminado el 31 de diciembre de 2006, así como los resultados consolidados de las operaciones de EEB para el año terminando el 31 de diciembre de 2006 frente al año terminado el 31 de diciembre de 2005.

Los resultados consolidados de operaciones de EEB para los años 2007, 2006 y 2005 no son estrictamente comparables, debido a que los estados financieros del año terminado el 31 de diciembre de 2007 incluyen los resultados de TGI, los cuales EEB comenzó a consolidar a partir del 16 de febrero de 2007. Igualmente, los estados financieros para el año terminado el 31 de diciembre de 2005 incluyen los resultados de Transcogas, los cuales EEB comenzó a consolidar el 1 de enero de 2005.

Contabilidad de las Reducciones de Capital de las Compañías Asociadas de la EEB

Las inversiones de EEB en sus compañías asociadas se registran en los estados financieros de EEB a su costo de adquisición histórica (ajustados por inflación hasta el 2001) en inversiones permanentes y los cambios en el patrimonio de los accionistas de dichas compañías de periodo a periodo se registra proporcionalmente bajo valorizaciones en activos y como un superávit de patrimonio de los accionistas. Los dividendos declarados por las compañías asociadas de EEB se registran bajo dividendos e intereses ganados en el estado de resultados de EEB. Sin embargo, las cantidades recibidas por EEB por concepto de reducciones de capital efectuadas por sus compañías asociadas se registran en el balance general consolidado de EEB como una reducción en inversión permanente (con un aumento en efectivo proporcional). Además, en el caso de Codensa, una porción de las cantidades recibidas por concepto de reducciones de capital se registra en el estado de resultados bajo ingresos extraordinarios.

En años recientes, las compañías asociadas de EEB, Emgesa, Codensa y Gas Natural acumularon un superávit de efectivo que no pudieron distribuir a sus accionistas como dividendos (porque ya habían distribuido el 100% de su ingreso neto como dividendos). Además, estas compañías estaban restringidas para reinvertir todo su superávit de efectivo en su negocio principal debido a que ya habían alcanzado la máxima participación según lo permitido por las regulaciones de la CREG. Sin embargo, debido a recientes cambios regulatorios, EEB considera que ni Codensa ni Emgesa esperan continuar acumulando superávit de efectivo ya que no podrán reinvertir este superávit de efectivo en su negocio principal. Además, bajo la ley colombiana, Codensa y Emgesa pueden verse limitadas aún más en cuanto a reducciones de capital a menos de que se aumente primero ese mismo capital social. Como resultado, estas compañías no esperarían continuar distribuyendo montos significativos de superávit de efectivo a través de reducciones de capital. Bajo la ley colombiana, las reducciones de capital solo se permiten efectuar cuando hay superávit de efectivo y en consecuencia una compañía no puede incurrir en deuda ni vender activos para financiar tales reducciones. Además, las reducciones de capital deben ser aprobadas en las Asambleas de Accionistas de la compañía, y por la Superintendencia de Sociedades de Colombia y el Ministerio de la Protección Social.

Compañías Asociadas diferentes de Codensa

Las cantidades recibidas por EEB por concepto de reducciones de capital efectuados por sus compañías asociadas diferentes de Codensa, se registran en el balance general consolidado de EEB mediante la reducción de la cantidad de las inversiones permanentes de EEB (con un aumento proporcional en efectivo). EEB no reconoce una ganancia en relación con las reducciones de capital efectuadas por estas compañías debido a que EEB no reconoció una ganancia no realizada en el momento de la contribución de sus activos de generación de electricidad en el caso de Emgesa y en el caso de las otras compañías, porque en el momento de la adquisición por parte de EEB de su participación, la recibió por el mismo valor neto de su inversión en dichas compañías.

Codensa

En relación con la contribución de los activos de distribución de electricidad de EEB a Codensa y la asunción por parte de Codensa de los pasivos conexos en 1997, EEB recibió acciones de Codensa por un valor a la par que superaba el valor neto de los activos aportados por EEB como lo reflejan sus registros contables en el momento de dicho aporte. Para fines contables, EEB reconoció una ganancia no realizada por una suma igual a dicha diferencia (aproximadamente \$858.610 millones, o aproximadamente 145,84% del valor total neto en libros de los activos transferidos por EEB a Codensa en el momento de la transferencia en consideración del 51,51% de su capital social). EEB registró esta ganancia no realizada en una subcuenta especial de su balance general consolidado bajo valorizaciones. Cuando Codensa efectúa una reducción de capital, el 59,32% de la suma pagadera a EEB (que es el porcentaje mediante el cual el valor a la par de las acciones del capital social de Condensa recibido por EEB en consideración de sus activos de distribución de electricidad que superaba el valor neto en libros) la EEB lo registra como ingresos extraordinarios. Dicho monto se registra como una reducción en inversiones permanentes (con un incremento proporcional en efectivo) en el balance general consolidado de EEB.

EEB

Principales factores que afectan los resultados de la operación

Los resultados de las operaciones de EEB se afectan por una serie de factores, incluyendo:

- los resultados de las operaciones de las subsidiarias de EEB como TGI y Transcogas, y los resultados de las operaciones de las compañías en las que la EEB tiene sus principales inversiones de capital, incluyendo Emgesa y Codensa;
- realización de inversiones adicionales en sus activos de operación y en las compañías en las que EEB tiene inversiones de capital o cualquier nueva compañía en la que EEB pueda invertir en un futuro;
- dividendos pagados y otras distribuciones efectuadas por las subsidiarias y las compañías asociadas de EEB;
- condiciones hidrológicas;
- desarrollos regulatorios y acciones gubernamentales;
- precios de electricidad;
- demanda de electricidad y gas natural en Colombia;
- situación económica en Colombia;
- precio del gas natural y otros combustibles; y
- variaciones en las tasas de cambio entre el dólar de Estados Unidos y el peso colombiano, tasas de interés y el IPP.

Ingresos Regulados de Transmisión

La mayor parte de los ingresos de EEB por concepto de sus servicios de transmisión electricidad son regulados por la CREG y se derivan por poner a disposición sus activos de transmisión al STN. EEB recibe ingresos regulados de transmisión en forma de pagos mensuales. Los ingresos regulados de transmisión de EEB no se afectan por cambios en la oferta y la demanda de electricidad ni por el volumen de electricidad

consumido o transmitido a través de su red de transmisión. Los Ingresos Regulados de Transmisión de EEB se ajustan mensualmente con base en el IPP y el PPI. Los Ingresos Regulados de Transmisión de EEB pueden modificarse cuando la CREG aprueba inversiones adicionales en los activos de transmisión de electricidad.

Los Ingresos Regulados de Transmisión a los que EEB tiene derecho están sujetos a dos metodologías, dependiendo de si los activos fueron puestos a disposición del STN antes o después del 1 de enero de 2000.

Ingresos Regulados de Transmisión para Activos puestos a disposición de STN antes de enero de 2000

A 31 de diciembre de 2007, estos activos representaban el 67% de los activos de EEB y generaban el 87,6% de los Ingresos Regulados de Transmisión. Los Ingresos Regulados de estos activos se calculan anualmente con base en una fórmula que toma en consideración:

(i) su valor de reposición que se ajusta periódicamente, con base en algunos costos de referencia definidos por la CREG y que son expresados en dólares de los Estados Unidos, (ii) una tasa interna de retorno que actualmente es del 9,00%, (iii) una vida útil que actualmente es de 25 años, (iv) gastos de operación y mantenimiento definidos como un porcentaje del valor de los activos de EEB, (v) inversiones de EEB en activos no eléctricos y (vi) penalidades por la no disponibilidad de dichos activos de transmisión eléctrica en el STN.

Ingresos Regulados de Transmisión para Activos puestos a disposición del STN después de enero de 2000

A 31 de diciembre de 2007, estos activos representaban el 33% de los activos de EEB y generaban el 12,4% de los Ingresos Regulados de Transmisión.

La CREG introdujo un nuevo esquema de ingresos para la construcción y operación de nuevos activos de transmisión de energía de acuerdo con lo establecido en la Resolución de la CREG No. 004 de 1999. Este nuevo esquema exige que se realice un proceso de licitación competitivo por parte de la CREG para la construcción y la operación de nuevos activos de transmisión puestos a disposición del STN después de enero 1 de 2000.

De conformidad con este nuevo esquema, las compañías colombianas e internacionales pueden participar en procesos licitatorios competitivos simplemente mediante la compra de los términos de referencia publicados por el MME y presentando un plan completo para la construcción, operación y mantenimiento de los nuevos activos de transmisión eléctrica y ofertando un monto de ingresos esperados se ajustan mensualmente con base en el PPI. Quien sea el adjudicatario de la licitación debe construir, operar, y mantener los nuevos activos de transmisión eléctrica por un periodo de 25 años y es responsable de realizar todas las inversiones necesarias para el desarrollo, construcción, mantenimiento, y operación de dichos activos durante dicho período. Una vez finalizado el período de 25 años, los ingresos de estos activos se calculan utilizando la metodología para los activos puestos a disposición del STN antes de enero de 2000.

Descripción de los Principales Partidas

Los Estados Financieros de la EEB se han preparado de conformidad con los PCGA colombianos y con las reglas y las metodologías que establece el Manual de Contabilidad de la SSPD y los requisitos contables de la CGN.

Ingresos Operativos

Los ingresos operativos de EEB consisten de ingresos recibidos por la prestación de servicio que es parte de su objetivo corporativo en incluye los siguientes ítems:

- *Servicios de Transmisión de Electricidad.* Este ítem hace referencia de los Cargos de Uso recibidos por EEB de XM por concepto de los Ingresos Regulados de Transmisión por poner a disposición sus activos de transmisión de electricidad a usuarios de su sistema de transmisión de electricidad de la EEB.
- *Servicios de Transporte de Gas Natural.* Este ítem hace referencia a los cargos de capacidad, cargos variables, cargos por timbre, cargos no recurrentes y otros ingresos operativos recibidos por TGI y Transcogas. En caso de TGI, este ítem incluye pagos de capacidad Premium recibidos por TGI de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.

Costo de Ventas

- *Servicios de Transmisión de Electricidad.* Los costos de ventas de EEB por los servicios de transmisión de electricidad consisten de costos y gastos relacionados con la operación y el mantenimiento de los activos de transmisión de electricidad de la EEB e incluyen gastos de personal, materiales, operaciones y servicios de mantenimiento, depreciación, amortización y los seguros relacionados de dichos activos.
- *Servicios de Transporte de Gas Natural.* Los costos de ventas para los servicios de transporte de gas natural de la EEB consisten de costos y gastos relacionados con la operación y el mantenimiento de los activos de transporte de gas natural TGI y Transcogas, e incluyen gastos de personal, materiales, servicios de mantenimiento, depreciación, amortización y los seguros relacionados de dichos activos.

Dividendos e Intereses Devengados

Este ítem hace referencia a los dividendos declarados por las compañías asociadas de la EEB (bien sea que esos dividendos se paguen o no durante el periodo) y los intereses de inversiones temporales y otros intereses recibidos sobre activos de pensiones, pero no incluye cantidades recibidas por la EEB por concepto de reducciones de capital efectuadas por las compañías asociadas de la EEB.

Diferencia en el Cambio

Este ítem hace referencia a las ganancias o pérdidas netas por cambio relacionadas con los activos y los pasivos en moneda extranjera.

Otros Ingresos

Este ítem hace referencia a ingresos no operativos e incluye ingreso de renta, ganancias por cambios, comisiones y honorarios, otros servicios, la reversión de provisiones y ganancias en la venta de propiedad.

Gastos Administrativos

Los gastos administrativos consisten de los siguientes ítems:

- *Servicios de personal y generales.* Este ítem hace referencia a gastos generales administrativos que no están directamente relacionados con la prestación de los servicios de transmisión de electricidad o los servicios de transporte de gas natural o la operación de los activos de transmisión de electricidad de EEB o los sistemas de transporte de gas natural de TGI y Transcogas.
- *Provisiones, depreciación y amortización.* Las provisiones hacen referencia a las provisiones por contingencias relacionadas por cuentas por cobrar castigadas. La depreciación hace referencia a la depreciación de la propiedad, planta y equipo que comprenden los activos diferentes a aquellos que comprenden el sistema de transmisión de la EEB y la amortización se refiere a la amortización de activos intangibles que no están directamente relacionados con la prestación de los servicios de transmisión de electricidad.

Gastos Financieros

Este ítem hace referencia al gasto de interés y comisiones relacionados con la deuda financiada en moneda local o en moneda extranjera incurrida por EEB, TGI y Transcogas.

Ingresos Extraordinarios

Este ítem hace referencia a los ingresos reconocidos por la EEB como resultado de las reducciones de capital hechas por Codensa. La cantidad registrada como ingreso extraordinario es igual a la cantidad total en exceso recibida por la EEB por concepto de dichas reducciones de capital sobre el valor histórico en libros de las acciones que se están redimiendo en relación con dichas reducciones de capital.

Utilidad antes de Impuestos

La utilidad antes de impuestos es el resultado de la suma de utilidad operacional y la diferencia entre los ingresos no operacionales y los gastos no operacionales.

Impuesto sobre la Renta

El impuesto sobre la renta hace referencia a los impuestos estimados pagaderos para el periodo relevante.

Utilidad antes de Interés Minoritario

La utilidad antes de interés minoritario hace referencia a la utilidad después de impuestos de EEB, TGI y Transcogas antes de que entre en efecto el interés minoritario de terceros de las subsidiarias consolidadas de EEB.

Interés Minoritario

Este ítem representa la porción del ingreso de las subsidiarias consolidadas de la EEB asignado a terceros de dichas subsidiarias que son dueños de menos del 50% de las acciones con derecho a voto en dichas subsidiarias.

Resultados de Operación

Resultados de operación para el año terminado en diciembre 31 de 2007, comparado con el año terminado en diciembre 31 de 2006.

Generalidades

Los resultados de las operaciones de 2007 de EEB, cuando se comparan con aquellos del 2006, se vieron principalmente afectados por los siguientes factores:

- Los ingresos operativos consolidados de EEB para el 2007 fueron \$453.196 millones, un 399,43% de aumento comparado con \$ 90.742 millones para el mismo periodo en el 2006.
- El margen bruto de EEB de los servicios de transmisión de energía y servicios de transporte gas natural aumentaron en un 450,20%, de \$53.425 millones en 2006 a \$293.949 millones en 2007.
- EEB recibió distribuciones por dividendos por la suma de \$263.594 millones de Emgesa y \$253.824 millones de Codensa en 2007, que representaba un 121,57% y 95,73% de aumento con respecto al 2006, respectivamente.
- EEB no recibió ingresos extraordinarios por reducciones de capital en 2007.

EEB	2006	2007	% Cambio
	(Cifras en millones de pesos, excepto por Resultado neto por acción)		
Ingresos Operacionales	90.742	453.196	399,43
Servicios de transmisión de electricidad	66.546	73.630	10,65
Servicio de transporte de gas natural	24.196	379.565	1.468,71
Costo de ventas	(37.319)	(159.247)	326,72
Servicios de transmisión de electricidad	(24.096)	(27.593)	14,51
Servicio de transporte de gas natural	(13.223)	(131.654)	895,64
Margen bruto	53.423	293.949	450,23
Dividendos e intereses ganados	317.216	638.247	101,20
Diferencia en cambio	(4.660)	321.398	6.996,95
Ingresos varios	39.633	32.337	(18,41)
	352.189	991.982	181,66
Gastos administrativos	(89.094)	(126.076)	41,51
Gastos financieros	(7.316)	(246.563)	3.270,19
Otros gastos	(333)	(38)	(88,59)
	(96.743)	(372.677)	285,22
Ingreso extraordinario	117.050	—	(100,00)
Utilidad antes de impuesto de renta e interés minoritario	425.919	913.254	114,42
Impuesto de renta	(2.036)	36.406	1.888,11
Utilidad antes de interés minoritario	423.883	876.847	106,86
Interés minoritario	(1.403)	(7.810)	456,66
UTILIDAD NETA	422.480	869.037	105,70
Resultado neto por acción	4.920	10.120	105,69

Ingresos Operativos

Servicios de Transmisión de Electricidad. Los ingresos operativos de los servicios de transmisión de energía para el año terminado 31 de diciembre de 2007 fueron de \$73.630 millones, un aumento del 10,65% si se compara con \$66.546 millones para el mismo periodo en el 2006. Este aumento se debe principalmente a la puesta en funcionamiento de la interconexión con Ecuador en 2007 la cual recibió ingresos por \$4.561 millones durante los meses de julio a diciembre de 2007.

Servicios de Transporte de Gas Natural. Los ingresos operativos para los servicios de transporte de gas natural para el año terminado en diciembre 31 de 2007 fueron de \$379.565 millones, un aumento del 1.468,71% si se compara con \$24.196 millones para el mismo periodo del 2006. Este aumento se debió principalmente a la adquisición de TGI que le generó a EEB ingresos durante el año 2007 por \$352.433 millones.

Los ingresos operativos representaron el 40,33% de los ingresos consolidados de EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 comparado con 16,07% de los ingresos consolidados de la EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2006.

Costo de Ventas

Servicios de Transmisión de Energía. El costo de ventas de los servicios de transmisión de energía para el año terminado en diciembre 31 de 2007 fue de \$27.593 millones, un aumento del 14,51% comparado con \$24.096 millones para el mismo periodo del 2006. Este aumento resultó principalmente por mayores costos de viaje y viáticos por la construcción de la interconexión con Ecuador, un incremento de las contribuciones y

regalías en 10,73% los cuales tienen una correlación directa con el aumento en los ingresos por servicios de transmisión de electricidad, por mayores costos en el traslado de líneas de transmisión en el relleno de Doña Juana y por un aumento de \$739 millones en las depreciaciones debido a que a partir del mes de noviembre de 2007 se comenzaron a depreciar los activos de la interconexión con Ecuador y la línea de transmisión de Mocoa a Jamondino que se adquirió en 2007.

Servicios de Transporte de Gas Natural. El costo de ventas de los servicios de transporte de gas natural para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de \$131.653 millones, un aumento del 895,64% comparado con \$13.223 millones para el mismo periodo del 2006. Este aumento se debió principalmente a la adquisición de TGI en 2007 la cual conlleva implícitamente a mayores costos operativos.

Margen Bruto

El margen bruto de EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de \$293.949 millones, un aumento del 450,20% de \$53.425 millones para el mismo periodo de 2006, por las razones antes discutidas.

Dividendos e Intereses Ganados

Los dividendos por parte de sus compañías asociadas y los intereses ganados de EEB durante el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fueron de \$638.247 millones, un aumento del 101,20% comparada con \$317.216 millones para el mismo periodo en el 2006. Este aumento se debió principalmente a mayores dividendos provenientes de Emgesa por \$144.629 millones en razón a que durante el año 2007 esta compañía se fusionó con Betania y permitió la distribución de utilidades retenidas que tenía la segunda a EEB por alrededor de \$123.000 millones. Por otro lado Codensa repartió dividendos a EEB en un monto de \$124.143 millones superior que en 2006, esto en razón a los mejores resultados de esta compañía y a que distribuyó la reserva legal acumulada de años anteriores por \$57.954 millones. Red de Energía del Perú y Transmantaro que en 2006 no distribuyeron dividendos, en 2007 las dos agregadas aportaron dividendos por \$18.100 millones.

Los intereses ganados por EEB durante 2007 aportaron un total de \$92.206 millones, cifra superior a la de 2006 que fue de \$28.084 millones (aumento de \$64.122] millones), en razón a que durante 2007 EEB contó con más recursos en caja e inversiones temporales y a que se dio un incremento generalizado de tasas de interés en Colombia durante este año.

Los dividendos y los intereses ganados por EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 representaban el 44,16% de los ingresos consolidados sin tener en cuenta los ingresos por diferencia en cambio de EEB para dicho periodo comparado con 71,62% de los ingresos consolidados de la EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2006.

Diferencia en Cambio

La diferencia en cambio para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue un ingreso de \$321.398 millones, un aumento del 6.996,96% con respecto a 2006, año en el que se generó una pérdida de \$4.660 millones por este mismo concepto. Este aumento se debió a que la mayoría de la deuda de EEB en 2007 estaba denominada en dólares de los Estados Unidos de América y dada la revaluación que se dio en este año, el efecto en el saldo de la deuda fue una disminución generando un ingreso significativo en el estado de resultados por diferencia en cambio.

Ingresos varios

Los ingresos varios de EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fueron de \$32.337 millones, una disminución del 18,41% comparado con \$39.633 millones para el mismo periodo en el 2006. Esta disminución se debió principalmente a que en 2006 se dio la venta de un edificio de EEB por \$4.975 millones.

Los ingresos varios representaron el 2,28% de los ingresos consolidados de EEB sin incluir los ingresos por diferencia en cambio para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 comparado con 7,02% de los ingresos consolidados de la EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2006.

Gastos Administrativos

Los gastos administrativos de EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fueron de \$125.432 millones, un aumento del 41,51% comparado con \$89.094 millones para el mismo periodo en el 2006. Este aumento se debe principalmente a un incremento en los servicios personales de 40,54% ya que en 2007 se incluyó la nómina de TGI, mayores honorarios pagados en 2007 por el proceso de financiación de la adquisición de TGI el cual incluyó honorarios legales y de revisoría fiscal y mayores impuestos como el gravamen a movimientos financieros que en 2007 fue de \$10.409 por el pago del precio de adquisición de TGI.

Gastos Financieros

Los gastos financieros de EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fueron de \$246.563 millones, un aumento del 3.270,19% comparada con \$7.316 millones para el mismo periodo en el 2006. Este aumento se debió al incremento en el endeudamiento externo de EEB generado por la adquisición de TGI.

Ingresos Extraordinarios

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 no existió ingreso extraordinario. En 2006 se dio una reducción de capital de Codensa que incremento los ingresos en el estado de resultados en \$117.050 millones.

Utilidad antes de Impuestos sobre la Renta e Intereses Minoritarios

La utilidad antes de impuestos sobre la renta e intereses minoritarios de EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fueron de \$913.254 millones, un aumento del 114,42% comparado con \$425.919 millones para el mismo periodo en el 2006, por las razones antes discutidas.

Impuesto sobre la Renta

El impuesto sobre la renta de la EEB terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de \$37.050 millones, un aumento del 1.888,11% comparado con \$2.036 millones para el mismo periodo del 2006. Este aumento se debió principalmente a un aumento en la base gravable en 2007 en razón a sus mayores ingresos.

Utilidad antes de Interes Minoritario

La utilidad antes de intereses minoritario de EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de \$876.847 millones, un aumento del 106,86% comparado con \$423.883 millones para el mismo periodo de 2006, por las razones antes discutidas.

Interés Minoritario

El interés minoritario de EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de \$7.810 millones, un aumento del 456,70% comparado con \$1.403 millones para el mismo periodo del 2006. Este aumento se debe principalmente a la adquisición del 97,91% del interés accionario en TGI.

Utilidad Neta

La utilidad neta de EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de \$869.037 millones, un aumento del 105,70% comparado con \$422.480 millones para el mismo periodo del 2006, por las razones antes discutidas.

Utilidad Neta por Acción

La utilidad neta por acción de EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de \$10.120 un aumento del 105,69% comparado con \$4.920 para el mismo periodo del 2006, por las razones antes discutidas.

Resultados de operación para el año terminado en diciembre 31 de 2006, comparado con el año terminado en diciembre 31 de 2005

Generalidades

Los resultados de las operaciones de 2006 de EEB, cuando se comparan con aquellos del 2005, se vieron principalmente afectados por los siguientes factores:

- Los ingresos operativos consolidados de EEB para el 2006 fueron \$90.740 millones, un 11,22% de aumento comparado con \$81.590 millones para el mismo periodo en el 2005.
- El margen bruto de EEB de los servicios de transmisión de energía y servicios de transporte gas natural aumentaron en un 25,40%, de \$42.600 millones en 2005 a \$53.420 millones en 2006.
- EEB recibió distribuciones por dividendos por la suma de \$118.970 millones de Emgesa y \$129.680 millones de Codensa en 2006, que representaba un 2,97% y 17,71% de aumento con respecto al 2005, respectivamente.
- EEB recibió ingresos extraordinarios por la suma de \$117.050 millones por la reducción de capital efectuada por Codensa en 2006.

EEB	2005	2006	% Cambio
	(Cifras en millones de pesos, excepto por Resultado neto por acción)		
Ingresos Operacionales	81,586	90,742	11.22
Servicios de transmisión de electricidad	64,434	66,546	3.28
Servicio de transporte de gas natural	17,152	24,196	41.07
Costo de ventas	(38,985)	(37,319)	(4.27)
Servicios de transmisión de electricidad	(27,048)	(24,096)	(10.91)
Servicio de transporte de gas natural	(11,937)	(13,223)	10.77
Margen bruto	42,601	53,423	25.40
Dividendos e intereses ganados	341,681	317,216	(7.16)
Diferencia en cambio	(8,411)	(4,660)	(44.60)
Ingresos varios	34,114	39,633	16.18
	367,384	352,189	(4.14)
Gastos administrativos	(93,402)	(89,094)	(4.61)
Gastos financieros	(11,228)	(7,316)	(34.84)
Otros gastos	(35)	(333)	851.43
	(104,665)	(96,743)	25.40
Ingreso extraordinario	282,534	117,050	(58.57)
Utilidad antes de corrección monetaria, impuesto de renta e interés minoritario	587,854	425,919	(27.55)

Corrección monetaria	1,240	—	(100)
Utilidad antes de impuesto de renta e interés minoritario	589,094	425,919	(27.70)
Impuesto de renta	(6,047)	(2,036)	(66.33)
Utilidad antes de interés minoritario	583,047	423,883	(27.30)
Interés minoritario	(554)	(1,403)	153.25
UTILIDAD NETA	582,493	422,480	(27.47)
Resultado neto por acción	6,783	4,920	(27.47)

Ingresos Operativos

Servicios de Transmisión de Electricidad. Los ingresos operativos de los servicios de transmisión de energía para el año terminado 31 de diciembre de 2006 fueron de \$66.550 millones, un aumento del 3,28% si se compara con \$64.430 millones para el mismo periodo en el 2005. Este aumento se debe principalmente a un ajuste de los Ingresos Regulados de Transmisión de EEB que generó un aumento del 5,53% en el IPP en 2006. Además, en el 2006 la subestación Termocandelaria tuvo su primer año completo de operaciones, que generó ingresos por \$2.960 millones, un aumento del 56,79% si se comparan sus ingresos con \$1.900 millones generados por dicha subestación durante sus operaciones de 7 meses en el 2005. Adicionalmente, en el 2006, la subestación Tunal comenzó su operación comercial, que generó ingresos adicionales por \$475.140 millones durante dicho periodo.

Servicios de Transporte de Gas Natural. Los ingresos operativos para los servicios de transporte de gas natural para el año terminado en diciembre 31 de 2006 fueron de \$24.200 millones, un aumento del 41,07% si se compara con \$17.150 millones para el mismo periodo del 2005. Este aumento se debió principalmente al inicio de la operación comercial de los nuevos tramos del Sistema de Gasoducto de Transcogas que estaba previamente bajo construcción.

Los ingresos operativos representaron el 16,07% de los ingresos consolidados de la EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 comparado con 11,01% de los ingresos consolidados de la EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2005.

Costo de Ventas

Servicios de Transmisión de Energía. El costo de ventas de los servicios de transmisión de energía para el año terminado en diciembre 31 de 2006 fue de \$24.100 millones, una reducción del 10,91% comparado con \$27.050 millones para el mismo periodo del 2005. Esta reducción resultó principalmente de un aumento en el costo de ventas en el 2005 relacionada con unos gastos extraordinarios incurridos en relación con la reubicación del tramo de las líneas de transmisión de la EEB y cuatro torres aéreas como parte del proyecto de implementación de Cantarrana. Además, la EEB implementó un plan de ahorro de gastos administrativos en el 2006 que contribuyó a disminuir el costo de ventas al disminuir los costos en aproximadamente \$1.600 millones.

Servicios de Transporte de Gas Natural. El costo de ventas de los servicios de transporte de gas natural para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue de \$13.220 millones, una reducción del 10,77% comparado con \$11.940 millones para el mismo periodo del 2005. Este aumento se debió principalmente a un aumento en los gastos de mantenimiento incurridos por Transcogas durante el 2006.

Margen Bruto

El margen bruto de la EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue de \$53.420 millones, una reducción del 25,40% de \$42.600 millones para el mismo periodo de 2005, por las razones antes discutidas.

Dividendos e Intereses Ganados

Los dividendos y los intereses ganados de EEB por parte de las compañías asociadas de la EEB durante el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron de \$317.220 millones, una reducción del 7,16% comparada con \$341.680 millones para el mismo periodo en el 2005. Esta reducción se debió principalmente a una reducción en el ingreso por los intereses recibidos de las inversiones temporales que se redujo como resultado de la venta de inversiones temporales para financiar pagos de los dividendos para el periodo de enero a septiembre de 2006. Adicionalmente, los ingresos de la venta de inversiones decrecieron debido a que el ingreso de la venta de inversiones en el 2005 incluía una ganancia por la venta de acciones de la EEB en Gas Natural.

Los dividendos y los intereses ganados por EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 representaban el 56,18% de los ingresos consolidados de la EEB para dicho periodo comparado con 46,10% de los ingresos consolidados de la EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2005.

Diferencia en Cambio

La diferencia en cambio para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue una pérdida de \$4.660 millones, una reducción del 44,60% de \$8.410 millones para el mismo periodo en el 2005. Esta reducción se debió principalmente al hecho de que la EEB liquidó algunas inversiones temporales en moneda extranjera para financiar pagos de dividendos y como resultado, el monto de pérdidas por cambio para el mismo periodo se redujo.

Otros Ingresos

Los otros ingresos de la EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron de \$39.630 millones, un aumento del 16,18% comparado con \$34.110 millones para el mismo periodo en el 2005. Este aumento se debió principalmente a una ganancia en la venta de un edificio por la suma de \$4.975 millones en el 2006.

Otros ingresos representaban el 7,02% de los ingresos consolidados de la EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 comparado con 4,60% de los ingresos consolidados de la EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2005.

Gastos Administrativos

Los gastos administrativos de la EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron de \$89.090 millones, una reducción del 4,61% comparado con \$93.400 millones para el mismo periodo en el 2005. Esta reducción se debe principalmente a una reducción en los gastos de pensión que resultaron de los ajustes actuariales y una reducción en gastos generales de 16,32% en el 2006 comparado con el mismo periodo de 2005.

Gastos Financieros

Los gastos financieros de la EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron de \$7.320 millones, una reducción del 34,84% comparada con \$11.230 millones para el mismo periodo en el 2005. Esta reducción se debió en parte a la reducción en la tasa de interés aplicable por el endeudamiento financiero de la EEB.

Ingresos Extraordinarios

Los ingresos extraordinarios de la EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron de \$117.050 millones, una reducción del 58,57% comparado con \$282.530 millones para el mismo periodo en el 2005. Esta reducción se debe al hecho de el monto de reducciones de capital de Codensa en 2006 fue de \$165.480 millones más bajo que en el 2005.

El ingreso extraordinario representaba el 20,73% de los ingresos consolidados de la EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 comparado con 38,12% de los ingresos consolidados de la EEB para el año terminado el 31 de diciembre del 2005.

Utilidad antes de Impuestos sobre la Renta e Intereses Minoritarios

Las utilidades antes de impuestos sobre la renta e intereses minoritarios de la EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron de \$425.920 millones, una reducción del 27,70% comparado con \$589.090 millones para el mismo periodo en el 2005, por las razones antes discutidas.

Impuestos sobre la Renta

El impuesto sobre la renta de EEB terminado el 31 de diciembre de 2006 fue de \$2.040 millones, una reducción del 66,33% comparado con \$6.050 millones para el mismo periodo del 2005. Esta reducción se debió principalmente a una reducción en el ingreso gravable (con base en efectivo) para el periodo.

Utilidad antes de Interés Minoritario

La utilidad antes de interés minoritario de EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron de \$423.880 millones, una reducción del 27,30% comparado con \$583.050 millones para el mismo periodo de 2005, por las razones antes discutidas.

Interés Minoritario

Los intereses minoritarios de la EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron de \$1.400 millones, un aumento del 153,25% comparado con \$554 millones para el mismo periodo del 2005. Este aumento se debe principalmente a un aumento en el ingreso neto de Transcogas de \$1.980 millones en 2005 frente a \$5.010 millones en 2006.

Utilidad Neta

La utilidad neta de EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue de \$422.480 millones, una reducción del 27,47% comparado con \$582.490 para el mismo periodo del 2005, por las razones antes discutidas.

Utilidad Neta por Acción

La utilidad neta por acción de la EEB para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue de \$4.920 una reducción del 27,47% comparado con \$6.783 para el mismo periodo del 2005, por las razones antes discutidas.

EMGESA

Principales Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de Emgesa

Los resultados de las operaciones de Emgesa se han visto afectados y continuarán siendo afectados por una serie de factores, entre los cuales se incluyen:

Condiciones Hidrológicas

Una parte sustancial (aproximadamente 85%) del negocio de generación eléctrica de Emgesa depende de las condiciones hidrológicas prevalecientes en Colombia. Las plantas de generación térmica de Emgesa que están accionadas por gas natural, carbón o diesel, son despachadas para cubrir picos de demanda de energía y en cualquier escasez de las plantas hidroeléctricas de Emgesa debido a insuficientes recursos de agua. El uso de combustibles para la generación eléctrica aumenta los costos de ventas que Emgesa, de

otra manera, no incurriría. Por ello, los resultados de las operaciones de Emgesa pueden verse adversamente afectados por baja pluviosidad y por condiciones hidrológicas extremas que podrían afectar sustancialmente sus resultados operacionales y su situación financiera.

Ventas de Electricidad

Los ingresos operativos de Emgesa se derivan principalmente del acuerdo de suministro de electricidad y ventas en el mercado a la vista como también de ingresos derivados por los cargos de confiabilidad y servicios auxiliares. Los ingresos de Emgesa de las ventas de electricidad son principalmente la función de lo producido y el precio, ambos dependen de condiciones hidrológicas, de la habilidad de los competidores para generar electricidad, la expansión de la capacidad esperada y el crecimiento de la demanda.

La producción anual de energía de Emgesa depende de las condiciones hidrológicas, las prácticas de manejo en los reservorios y las consideraciones técnicas. En los años terminados el 31 de diciembre de 2007, 2006, 2005 y 2004, la producción de generación promedio de Emgesa fue 11.930 GWh, 10.356 GWh, 9.767 GWh y 10.028 GWh respectivamente.

Los precios que son significativos para los ingresos de Emgesa son los precios en los acuerdos de suministro de electricidad y los precios del mercado a la vista. Emgesa celebra contratos de suministro de electricidad negociados libremente bajo los cuales generalmente acuerda vender electricidad a precios fijos. Aunque Emgesa puede vender electricidad a clientes no regulados (principalmente grandes compañías industriales, otras compañías de generación y corredores de electricidad), su estrategia ha sido la de negociar directamente con clientes no regulados y generalmente a precios mucho menos atractivos que aquellos regulados. Los precios en el mercado a la vista en cualquier momento dependen directamente de las condiciones hidrológicas, de la demanda real de electricidad y de los precios del combustible para los generadores térmicos. Los precios del mercado a la vista aumentan en el verano y se reducen en las épocas de invierno. Los precios de suministro de electricidad por contratos a largo plazo fueron \$83,25/kWh, \$75,20/kWh, \$74,00/kWh y \$77,60/kWh para 2007, 2006, 2005, y 2004, respectivamente.

Los precios promedio de bolsa fueron de \$84,06 \$75,80 por kWh, \$74,70 por kWh y \$65,10 por kWh para 2007, 2006, 2005, y 2004, respectivamente.

Emgesa mitiga su exposición a la volatilidad en el mercado a la vista vendiendo una porción significativa de su generación esperada de electricidad mediante contratos de suministro de electricidad bilaterales. El nivel óptimo de Emgesa de compromisos en cuanto a suministro eléctrico es uno que le permita protegerse contra las condiciones de costo marginales bajas tales como aquellas que existen durante la época de invierno, y aún poder aprovechar las condiciones de costos marginales altos, tales como precios de la bolsa más altos durante el verano. Con el fin de determinar el nivel de compromiso de suministro de energía que maximizará las utilidades, Emgesa crea estimados de demanda utilizando una teoría económica estándar y un sistema de costos marginales de proyección utilizando sus propios modelos estocásticos. Con base en estos análisis, Emgesa busca contratar aproximadamente entre 60,00% y el 80,00% de su generación de electricidad anual.

Actualmente, los contratos de suministro de electricidad de Emgesa no son estándar y los términos de las condiciones de dichas operaciones se negocian individualmente. Generalmente estos contratos tienen una prima sobre los precios de la bolsa. Sin embargo, la prima ha sido altamente volátil. El promedio de la prima sobre el precio de la bolsa de electricidad de Emgesa fue de -0,8%, -0,8%, -0,9% y 19,2% en 2007, 2006, 2005, 2004, respectivamente.

Con respecto al mercado a la vista, la estrategia de Emgesa es maximizar el margen comercial de su negocio en el corto plazo a través de la explotación efectiva y administrativa de los recursos, (disponibilidad y niveles de almacenamiento hidrológicos), oportunidades del mercado y percepciones de riesgo a futuro. La estrategia es dinámica y dependerá de las condiciones financieras específicas e hidrológicas de Emgesa y sus competidores a diario y en el mes en que se realizan las ofertas. Por ejemplo, durante la época de verano, Emgesa usa sus recursos hidrológicos para cumplir con obligaciones de suministro eléctrico contractuales, y la energía residual a precios a la vista, mientras que aumenta su producción durante el invierno.

Los ingresos de venta en la bolsa fueron de \$227,743, \$220.910 millones, \$176.480 millones y \$163.600 millones en 2007, 2006, 2005 y 2004, respectivamente. Dichos ingresos representaron el 17.17% de los ingresos operativos totales de Emgesa en 2007 y 21,06%, 17,73% y 16,13% de los ingresos operativos totales de Emgesa para 2006, 2005 y 2004, respectivamente.

Demanda de Electricidad e Indicadores Macroeconómicos Colombianos

El negocio de generación eléctrica de Emgesa se ve significativamente afectado por la demanda de electricidad. La demanda de electricidad en Colombia en el 2007 fue de 52.851 GWh a un aumento del 4.01% comparado con 50.815 GWh para el 2006. La demanda de electricidad fue de 50.815 GWh, 48.829 GWh y 47.017 GWh en 2006, 2005 y 2004, respectivamente. El impacto más importante que tiene la demanda de electricidad sobre Emgesa es que determina cuando se debe despachar su capacidad de generación térmica. El despacho de la capacidad térmica lleva a un aumento en el precio del mercado a la vista debido a los costos variables de los generadores térmicos, cuyos costos son principalmente aquellos del gas natural y otros hidrocarburos y que se establecen a un precio marginal. Actualmente, la electricidad térmica se despacha de manera poco frecuente comparada con la electricidad hidroeléctrica debido a los niveles de demanda actuales, e incluso en horas pico los generadores térmicos despachan solo el 62,00% de su capacidad total instalada.

Históricamente, la demanda de electricidad en Colombia está muy unida al crecimiento del PIB. El PIB de Colombia creció el 7,52% en el 2007, comparado con 6,84% en el 2006. El PIB en Colombia creció el 6,84%, 4,72% y 4,87% en 2006, 2005 y 2004, respectivamente. Además durante estos periodos, los niveles de inflación se redujeron de manera constante. Para el 2007, la inflación fue del 5,69%, comparada con 4,48% para el 2006. Las tasas de inflación fueron de 4,48%, 4,85% y 5,50% para los años 2006, 2005 y 2004, respectivamente.

Descripción de las Partidas Principales

Los Estados Financieros de Emgesa se prepararon de conformidad con los PCGA colombianos y con las reglas y metodologías establecidas por el Manual de Contabilidad SSPD y los requisitos contables de la SFC.

Ingresos Operativos

Los ingresos operativos de Emgesa consta de (i) ingresos (que incluyen cargos de confiabilidad asignados a Emgesa por XM) de la generación eléctrica derivados de la venta de electricidad a usuarios no regulados, ventas a Clientes Regulados y ventas en el mercado a la vista en la Bolsa de Energía y (ii) ingresos por servicios auxiliares tales como servicios técnicos y de conexión a Usuarios no Regulados.

El Costo de Ventas

El costo de ventas consta de los costos y los gastos relacionados con la compra de electricidad y la depreciación, amortización y demás gastos (tales como costos de combustible, seguros, impuestos, nómina y gastos pensionales) relacionados directamente con la generación de electricidad. A comienzos de enero 1 de 2006, Emgesa cambió su tasa de depreciación aplicable a sus activos operativos del 2,5% al 1,37% como resultado de una evaluación técnica realizada por Emgesa en el 2006 para re calcular la vida útil de sus activos en operación.

Gastos Administrativos

Los gastos administrativos constan de (i) gastos generales y administrativos (incluyendo nómina, seguros gastos de arriendo, honorarios y comisiones) que no estén directamente relacionados con la generación de electricidad y (ii) depreciación relacionada con propiedad, planta y equipo además de aquella relacionada con la generación de energía y la amortización de activos intangibles que no están relacionados directamente con la generación de energía.

Ingresos no Operativos (Gastos)

Ingreso Financiero. Este ítem hace referencia a los intereses y a otros ingresos de inversiones temporales e intereses de clientes por las cuentas por cobrar, incluyendo utilidades en el cambio relacionadas con inversiones en moneda extranjera.

Gasto Financiero. Este ítem hace referencia al gasto en intereses y comisiones relacionados con la deuda financiada incurrida por Emgesa.

Otros, neto. Este ítem hace referencia a los ajustes de periodos anteriores, la reversión de provisiones, ganancias en las ventas de propiedad raíz y otros activos obsoletos e ingresos por arrendamiento.

Corrección Monetaria. Este ítem hace referencia a la ganancia (pérdida) neta de la exposición a la inflación por parte de Emgesa con base en los cambios en el Índice PAAG, que es el índice de precios del consumidor establecido por el DANE. Este Índice PAAG aplicado a todos los activos no monetarios y a los pasivos y a las cuentas de patrimonio de los accionistas de Emgesa, excepto por la valorización de activos fijos, y las cuentas de ingresos netos del año actual. Bajo los PCGA colombianos, la aplicación de la corrección monetaria se discontinuó desde enero 1 de 2006.

Ingresos antes de Impuestos sobre la Renta

Los resultados de los ingresos antes del impuesto sobre la renta es la suma del ingreso operativo y la diferencia entre el ingreso no operativo y gastos no operativos.

Impuesto sobre la Renta

Este impuesto hace referencia a los impuestos pagaderos estimados para el periodo relevante.

Resultados de las Operaciones para el Año Terminado el 31 de diciembre de 2007 comparado con el Año Terminado el 31 de diciembre de 2006

Generalidades

Los resultados de las operaciones de Emgesa de 2007, cuando se comparan con los del 2006, se vieron principalmente afectados por los siguientes factores:

- Los ingresos operativos aumentaron en un 26,44% de \$1.050 millones en 2006 a \$1.326 billones en 2007.
- Las ventas físicas aumentaron en 3.340 GWh en 2007, para un total de ventas físicas de 15.613 GWh, un aumento del 27,21 % comparado con las ventas físicas totales del 2006 que fueron de 12.273 GWh.
- Ventas en la Bolsa de Energía alcanzaron la suma de 5.074 GWh en 2007, un precio promedio de electricidad de \$84,06 por MWh.
- La generación total de electricidad para el 2007 fue de 11.930 GWh, un aumento del 15,19% de 10.357 GWh en 2006. Este aumento se debió a un incremento de 1.571 GWh en generación hidroeléctrica al sumarse la planta de Betania y un aumento de 183 GWh en generación termoeléctrica durante este periodo.
- El precio de venta promedio de electricidad a los clientes regulados creció en 10,70%, de \$75,2 por kWh en 2006 a \$83,25 por kWh en 2007 y el precio promedio de venta en la Bolsa de Energía aumentó en 10,90% de \$75,80 por kWh en 2006 a \$84,06 por kWh en 2007.
- El margen bruto aumentó en un 37,16% de \$496.850 millones en 2006 a \$681.884 millones en 2007.

Emgesa	Año terminado en diciembre 31 de,		% cambio
	2006	2007	
	(Cifras en Millones de pesos excepto por datos por acción)		
Ingresos operacionales	1.049.195	1.326.561	26,44
Costo de ventas	(552.345)	(645.077)	16,79
Margen bruto	496.850	681.484	37,16
Gastos administrativos	(33.457)	(29.945)	(10,50)
Utilidad operacional	463.393	651.540	40,60
Ingresos no operacionales	9.536	29.607	210,48
Gastos no operacionales	(75.538)	(187.090)	147,68
Corrección monetaria	-	-	
Utilidad antes de impuesto de renta	397.391	494.057	24,33
Impuesto de renta	(113.758)	(88.749)	(21,98)
UTILIDAD NETA	283.633	405.307	42,90
Dividendo preferencial por acción	223,88	201,48	(10,01)
Utilidad neta por acción	1.852,97	2.721,75	46,89

Ingresos Operativos

Los ingresos para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fueron de \$1.049 billones, un aumento de 26,44% comparado con \$1.049 billones para el mismo periodo en el 2006. Este aumento se debió principalmente a mayores ventas de energía como consecuencia de la fusión con la Central Hidroeléctrica de Betania y a mayores precios de la energía.

Costo de Ventas

Costo de ventas para el año terminado en diciembre 31 de 2007 fue de \$645.077 millones, un aumento de 16,79% comparado con \$552.345 millones para el mismo periodo en el 2006. Este aumento se debió principalmente a mayores costos en compras de energía y mayores costos de depreciación, nomina y seguros producto de la fusión con Betania

Margen Bruto

El margen bruto para el año terminado el 31 de diciembre 2007 fue de \$681.484 millones, un aumento del 37,16% comparado con \$496.850 millones para el mismo periodo en el 2006, por las razones discutidas anteriormente.

Gastos Administrativos

Los gastos administrativos para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fueron de \$29.945 millones, una disminución del 10,50% comparado con \$33.457 millones para el mismo periodo de 2006. Esta disminución se debió principalmente a un menor gasto en el impuesto al patrimonio.

Utilidad Operacional

La utilidad operacional para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de \$651.540 millones, un aumento de 40,60% comparado con \$463.393 millones para el mismo periodo en el 2006, por las razones discutidas anteriormente.

Ingresos no Operativos

El ingreso no operativo para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de \$29.607 millones, un aumento del 210,48% comparado con \$9.536 millones para el mismo periodo de 2006. Este aumento se debió principalmente a mayores rendimientos financieros

Gastos no Operativos

Los gastos no operativos para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fueron de \$178.090 millones, un aumento de 147,68% comparado con \$75.538 millones para el mismo periodo en el 2006. Este aumento se debió principalmente a mayores pagos de intereses.

Utilidad antes del Impuesto de Renta

La utilidad antes del impuesto de renta para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de \$494.057 millones, un aumento de 24,33% comparado con \$397.391 millones para el mismo periodo de 2006, por las razones antes discutidas.

Impuesto de Renta

El impuesto de renta para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue \$88.749 millones, una reducción del 21,98% de \$113.758 millones para el mismo periodo en el 2006. Esta reducción se debió a la amortización de las pérdidas fiscales producto de la fusión con Betania

Utilidad Neta

La utilidad neta para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de \$405.307 millones, un aumento de 42,90% comparado con \$283.633 millones para el mismo periodo en el 2006, por las razones antes discutidas.

Dividendo Preferencial por Acción

El dividendo preferencial por acción para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de \$201,48 una reducción del 10,01% comparado con \$223,88 para el mismo periodo en el 2006. Esta reducción se debió en parte a la revaluación del peso frente al dólar.

Utilidad Neta por Acción

La utilidad neta por acción para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de \$2.721,35, un aumento del 46,89% comparado con \$1.852,97 para el mismo periodo de 2006.

Resultados de las Operaciones para el Año Terminado el 31 de diciembre de 2006 comparado con el Año Terminado el 31 de diciembre de 2005

Generalidades

Los resultados de las operaciones de Emgesa de 2006, cuando se comparan con los del 2005, se vieron principalmente afectados por los siguientes factores:

- Los ingresos operativos aumentaron en un 5,40% de \$995.410 millones en 2005 a \$1.050 billones en 2006.
- Las ventas físicas decrecieron en 85 GWh en 2006, para un total de ventas físicas de 12.273 GWh, una reducción del 0,69% comparado con las ventas físicas totales del 2005 que fueron de 12.358 GWh.
- Ventas a la vista en la Bolsa de Energía alcanzaron la suma de 4.102 GWh en 2006, un precio promedio de electricidad de \$75,85 por MWh.
- La generación total de electricidad para el 2006 fue de 10.357 GWh, un aumento del 6,04% de 9.767 GWh en 2005. Este aumento se debió a un aumento de 485 GWh en generación eléctrica y un aumento de 105 GWh en generación termoeléctrica durante este periodo.
- El precio de venta promedio de electricidad a los clientes regulados decreció en 1,11%, de \$73.810 por kWh en 2005 a \$72.990 por kWh en 2006 y el precio promedio de venta a la vista en la Bolsa de Energía aumentó en 1,57% de \$77.010 por kWh en 2005 a \$75.210 por kWh en 2006.
- El margen bruto aumentó en un 3,65% de \$479.380 millones en 2005 a \$496.850 millones en 2006.

Emgesa	Año terminado en diciembre 31 de,		% cambio
	2005	2006	
	(Millones de pesos excepto por datos por acción)		
Ingresos operacionales	995,414	1,049,195	5.40
Costo de ventas	516,038	552,345	7.04
Margen bruto	479,376	496,850	3.65
Gastos administrativos	(32,744)	(33,457)	2.18
Utilidad operacional	446,632	463,393	3.75
Ingresos no operacionales	12,218	9,536	(21.95)
Gastos no operacionales	(77,663)	(75,538)	(2.74)
Corrección monetaria	42,761	–	(100)
Utilidad antes de impuesto de renta	423,948	397,391	(6.26)
Impuesto de renta	(172,799)	(113,758)	(34.17)
UTILIDAD NETA	251,149	283,633	12.93
Dividendo preferencial por acción	228.42	223.88	(1.99)
Utilidad neta por acción	1,640.75	1,852.97	12.93

Ingresos Operativos

Los ingresos para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron de \$1.050 billones, un aumento de 5,40% comparado con \$995.410 millones para el mismo periodo en el 2005. Este aumento se debió principalmente a un aumento del 0,41% en el precio promedio de ventas de la electricidad vendida por Emgesa, que se compensó parcialmente con una reducción del 0,69% de las ventas físicas.

Costo de Ventas

Costo de ventas para el año terminado en diciembre 31 de 2006 fue de \$552.350 millones, un aumento de 7,04% comparado con \$516.040 millones para el mismo periodo en el 2005. Este aumento se debió principalmente a (i) un aumento en los costos de combustible de \$6.506 millones, atribuibles a un aumento en la generación térmica, (ii) un aumento en la carga de los gastos y (iii) un aumento en los cargos de confiabilidad que resultaron de la adquisición de Termocartagena. Este aumento fue parcialmente compensado por una reducción en los costos de compra de energía de \$13.280 millones en 2006 como resultado de la reducción de los compradores de energía en 919 GWh durante ese periodo.

Margen Bruto

El margen bruto para el año terminado el 31 de diciembre 2006 fue de \$496.850 millones, un aumento del 3,65% comparado con \$479.380 millones para el mismo periodo en el 2005, por las razones discutidas anteriormente.

Gastos Administrativos

Los gastos administrativos para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron de \$33.460 millones, un aumento del 2,18% comparado con \$32.740 millones para el mismo periodo de 2005. Este aumento se debió principalmente a un aumento en los gastos administrativos relacionados con la planta de generación de Termocartagena, que Emgesa adquirió en febrero de 2006.

Utilidad Operacional

La utilidad operacional para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue de \$463.390 millones, un aumento de 3,75% comparado con \$446.630 millones para el mismo periodo en el 2005, por las razones discutidas anteriormente.

Ingresos No Operacionales

Los ingresos no operacionales para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron de \$9.540 millones, una reducción del 21,95% comparado con \$12.220 millones para el mismo periodo de 2005. Esta reducción se debió principalmente al efecto de la valorización del peso colombiano en las inversiones temporales en dólares de Estados Unidos.

Gastos No Operacionales

Los gastos no operacionales para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron de \$75.540 millones, una reducción de 2,74% comparado con \$77.660 millones para el mismo periodo en el 2005. Esta reducción se debió principalmente a la refinanciación de la deuda financiera de Emgesa a tasas de interés más bajas que resultaron en una reducción del gasto por intereses para ese periodo.

Utilidad Antes de Impuesto de Renta

La utilidad antes de impuesto de renta para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue de \$397.390 millones, una reducción de 6,26% comparado con \$423.950 millones para el mismo periodo de 2005, por las razones antes discutidas.

Impuesto de Renta

El impuesto de renta para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue \$113.760 millones, una reducción del 34,17% de \$172.800 millones para el mismo periodo en el 2005. Esta reducción se debió a cambios en el cálculo de los impuestos diferidos como resultado de la discontinuación de los ajustes por inflación que iniciara a operar el 1 de enero de 2006.

Utilidad Neta

La utilidad neta para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue de \$283.630 millones, un aumento de 12,93% comparado con \$251.150 millones para el mismo periodo en el 2005, por las razones antes discutidas.

Dividendo Preferencial por Acción

Los dividendos preferencial por acción para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron de \$223,88, una reducción del 1,99% comparado con \$228,42 para el mismo periodo en el 2005. Esta reducción se debió en parte a cambios al TRM utilizado para calcular el dividendo preferencial por acción y la valorización del peso colombiano. Sin embargo, los dividendos preferenciales son fijos a USD 0,01 por acción preferencial.

Utilidad Neta por Acción

La utilidad neta por acción para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue de \$1.852,97, un aumento del 12,93% comparado con \$1.640,75 para el mismo periodo de en el 2005.

CODENSA

Factores Principales que Afectaron los Resultados de las Operaciones de Codensa

Precios por Energía Comprada

Codensa compra el 90% de sus necesidades de suministro de energía bajo contratos de suministro de largo plazo con compañías de generación eléctrica colombianas, incluyendo Emgesa, a la cual en el 2006 Codensa le compró el 27% de la electricidad comprada en ese periodo. Esto mitiga los riesgos que implica la volatilidad de los precios de energía en la Bolsa de Energía Colombiana. Los precios de la electricidad comprados por Codensa bajo estos sub contratos de suministro de largo plazo se determinan con base en subastas competitivas realizadas periódicamente por Codensa de conformidad con las regulaciones de la CREG y ajustadas por inflación mediante referencia al IPP. El objetivo de Codensa es comprar electricidad a precios más bajos que el promedio de precios a la vista para la electricidad en la Bolsa de Energía. Codensa compra en la Bolsa de Energía la porción del suministro de energía que no está contratada bajo contratos de suministro de largo plazo. Dada la dependencia en la generación hidroeléctrica en el sector eléctrico colombiano, Codensa procura aumentar su suministro de energía de electricidad contratada en las épocas de baja pluviosidad y mantener en todo momento una exposición a los precios en la Bolsa de Energía que no supere el 20% de sus necesidades de suministro de energía totales. Cada año Codensa contrata compras de energía para sus necesidades de suministro de energía proyectados para los siguientes dos años.

En 2007, Codensa compró 7.957 GWh, comparado con 7.391 GWh en 2006, 7.092 GWh en 2005 y 6.864 GWh en 2004, bajo contratos de suministro de largo plazo. En 2007 Codensa adquirió 438,2 GWh en la bolsa de energía, o 5,4% de la energía comprada en dicho periodo comparado con 480.4 GWh, 354.6 GWh y 363.8 GWh en 2006, 2005 y 2004, respectivamente. El precio promedio pagado por Codensa por sus compras de energía para los años 2006, 2005 y 2004 fueron más bajos que el precio promedio de la bolsa durante dichos periodos. En el año 2007 el precio fue un 2.4% superior.

Codensa ha contratado 93% de sus necesidades de suministro de energía para el año 2007 de Emgesa (31%), Isagen (19%), Chivor (12%), EEPPM (10%), Betania (6%), Genercauca (5%), Corelca (3%) y otras (8%).

Pérdidas de Energía

Los resultados de las operaciones de Codensa se ven sustancialmente afectados por las pérdidas de energía. Las pérdidas de energía son equivalentes a la diferencia entre la energía comprada de los proveedores y la electricidad facturada a los clientes, y pueden clasificarse como pérdidas técnicas o no técnicas. Las pérdidas técnicas hacen referencia a la electricidad que se pierde en el sistema de transmisión y en el sistema de distribución como consecuencia de calentamiento natural de los conductores de electricidad que transmiten la energía desde las plantas de generación a los clientes o como consecuencia de otros procesos tales como la transformación de voltaje. Las pérdidas técnicas son algo normal y aunque estas se pueden reducir mediante mejoras en la red, su eliminación total no resulta práctica desde el punto de vista económico. Las pérdidas no técnicas hacen referencia al saldo de la energía perdida debido primordialmente a robo en los servicios, falta de capacidad de medición y errores administrativos.

Todas las pérdidas de energía tienen efectos adversos en las compañías de distribución de energía. Las pérdidas de energía requieren la compra de energía adicional para satisfacer los requisitos de carga pero no generan ingresos. Además, los clientes conectados ilegalmente, generalmente registran niveles anormalmente altos de consumo, que aumentan directamente las pérdidas no técnicas. La reducción de las pérdidas de energía puede reducir la cantidad de energía que deben comprar las compañías de distribución para satisfacer la demanda, y las pérdidas no técnicas generalmente aumentan la cantidad de energía vendida. Las tarifas proporcionan una provisión para las pérdidas de energía que se puede ajustar periódicamente. Codensa actualmente opera con pérdidas de energía más bajas que las permitidas bajo los esquemas de tarifa establecidos por la CREG. La reducción de las pérdidas de energía ha sido y continuará siendo una prioridad de Codensa debido al impacto directo sobre sus ingresos netos.

Durante el 2007, Codensa tenía un promedio total de pérdidas de energía equivalente al 8,72% de la venta a clientes finales durante ese periodo, comparado con pérdidas aproximadamente del 8,9% en 2006, 9,44% en 2005 y 9,68% en 2004.

Descripción de las Principales Partidas

Los Estados Financieros de Codensa se han preparado de conformidad con los PCGA Colombianos y con las reglas y las metodologías establecidas en el Manual de Contabilidad de SSPD y los requisitos contables de la SFC.

Ingresos Operativos

Los ingresos operativos constan de (i) ingresos de comercialización y distribución de energía y sus servicios asociados, e (ii) ingresos de los negocios que proporcionar financiación a los clientes, mejoras en el hogar y reparaciones y servicios relacionados como parte del programa “*Codensa Hogar*”.

Costo de Ventas

El costo de ventas consta del costo y los gastos relacionados con la compra de energía de terceros, y los cargos de transmisión, depreciación, amortización y otros gastos (tales como seguros, nómina y gastos de pensión) directamente relacionados con la distribución y la comercialización de electricidad. Además, los costos de venta incluyen los costos y los gastos asociados con los ingresos de venta derivados del negocio de proporcionar financiación a los clientes, mejoras para el hogar y reparaciones y servicios relacionados como parte del programa “*Codensa Hogar*”. Empezando en enero 1 de 2005, Codensa cambió la tasa de depreciación aplicable a las líneas de transmisión y algunos activos asociados, que resultó en una reducción de \$17 mil millones en gastos de depreciación para el año 2005.

Gastos Administrativos

Los gastos administrativos constan de(i) gastos generales y administrativos (incluyendo nómina, seguros y gastos de arrendamiento, vigilancia, honorarios y comisiones) que no están directamente relacionados con la distribución o comercialización de energía y (ii) depreciación relacionada con la propiedad, planta y equipo diferente a aquellos relacionados con la distribución o comercialización de energía y la amortización de activos intangibles que no estén directamente relacionados con la distribución o comercialización de energía.

Ingresos no Operacionales (Gastos)

Este ítem hace referencia a ingresos y gastos no operacionales e incluye ingresos y gastos financieros, corrección monetaria por ajustes por inflación, ingresos extraordinarios por la reversión de provisiones y pérdidas y ganancias por la venta de activos fijos.

Utilidad antes de Impuestos de Renta

La utilidad antes de impuesto de renta es la suma del ingreso operativo y la diferencia entre el ingreso no operativo y el gasto no operativo.

Impuesto de Renta

El impuesto de renta hace referencia a los impuestos estimados a pagar para el periodo relevante.

Resultados de las Operaciones para el Año Terminado el 31 de diciembre de 2007 comparado con el Año Terminado el 31 de diciembre de 2006

Generalidades

Los resultados de las operaciones de Codensa en el 2007, cuando se comparan con los del 2006, se vieron principalmente afectados por los siguientes factores:

- Los ingresos operacionales de Codensa de distribución de energía y otros servicios aumentaron en Col \$182 millones o 9,1%, de \$1.991 billones en 2006 a \$2.173 billones en 2007.
- Las ventas físicas (en GWh) en 2007, aumentaron 2,8% comparado con 2006. Los ingresos de las ventas físicas aumentaron en \$203.723 millones. La demanda de los Usuarios Regulados alcanzó 7.957 GWh en 2007, Codensa atendió 84,5% de su demanda con la energía comprada mediante contratos de suministro de largo plazo y el restante 5,4% con compras en el mercado a la vista.
- El costo anual promedio de las compras de energía para Codensa fue de 2,4% superior en el 2007 que el costo promedio de la energía comprada en la Bolsa de Energía colombiana y 17,9% superior que la del 2006.
- A diciembre de 2007, la participación de Codensa en el mercado de distribución de energía regulada colombiana fue del 22,5% con 2.208.559 clientes conectados. Los clientes crecieron en un 3,28% entre 2006 y 2007.

Codensa	Año terminado en diciembre 31 de,		
	2006	2007	% cambio
	(Cifras en millones de pesos excepto por datos de resultado por acción)		
Ingresos operacionales	1.991.216	2.173.028	9,13
Costo de ventas	(1.354.885)	(1.497.471)	10,52
Margen bruto	636.331	675.557	6,16
Gastos Administrativos	(71.345)	(67.885)	(4,85)
Utilidad Operacional	564.986	607.672	7,56
Ingresos no operacionales	42.642	54.772	28,45
Gastos no operacionales	(68.505)	(111.371)	65,57
Corrección monetaria	—	—	—
Utilidad antes de impuesto de renta	539.123	551.073	2,22
Impuesto de renta	(163.006)	(172.508)	5,83
UTILIDAD NETA	376.117	378.566	0,65
Dividendo preferencial por acción	223,88	201,48	(10,01)
Utilidad neta por acción	2.813,44	2.835,37	0,78

Ingresos Operacionales

Los ingresos operacionales para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fueron de \$2.173 billones, un aumento del 9,13% comparado con \$1.991 billones para el mismo periodo en el 2006. Este aumento se debió principalmente a un incremento en las ventas físicas del 6,59%, que aumentó por 358 GWh en 2006, principalmente atribuible a una variación positiva del 6,17% en la demanda de energía durante ese periodo.

Costo de Ventas

El costo de ventas para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue \$1.497 billones, un aumento de 10,52% comparado con \$1.354 billones para el mismo periodo en 2006. Este aumento se debió principalmente a un mayor valor en las compras de energía (\$138.841 millones).

Margen Bruto

El margen bruto para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de \$675.557 millones, un aumento del 6,16% comparado con \$636.331 millones para el mismo periodo en el 2006, por las razones antes discutidas.

Gastos Administrativos

Los gastos administrativos para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fueron de \$67.885 millones, una reducción del 4,85% comparado con \$71.345 millones para el mismo periodo en el 2006. Esta reducción se debe principalmente a menores costos de otros servicios generales

Utilidad Operacional

La utilidad operacional para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de \$607.672 millones, un aumento de 7,56% comparado con \$564.986 millones para el mismo periodo en el 2006, por las razones antes discutidas.

Ingresos No Operacionales

Los ingresos no operacionales para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de \$54.772 millones, un aumento del 25,45% comparado con ingresos no operacionales de \$42.642 millones para el mismo periodo de 2006. Este aumento se debió a recuperaciones de la provisión de renta por \$16.425 millones correspondiente a deducción de activos por beneficio tributario medioambiental.

Gastos No Operacionales

Los gastos no operacionales para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fueron de \$11.371 millones, un aumento de 65,57% comparado con \$68.505 millones para el mismo periodo en el 2006. Este aumento se debió a mayor pago de intereses \$39.762 millones por mayor endeudamiento.

Utilidad Antes de Impuesto de Renta

La utilidad antes de impuesto de renta para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de \$551.073 millones, un aumento de 2,22% comparado con \$539.123 millones para el mismo periodo en el 2006, por las razones antes discutidas.

Impuesto de Renta

El impuesto de renta para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de \$172.508 millones, un aumento del 5,83% comparado con \$163.006 millones para el mismo periodo en el 2006. Este aumento se debió principalmente a la amortización por \$11.433 del impuesto diferido

Utilidad Neta

La utilidad neta para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de \$378.566 millones, un aumento de 0,65% comparado con \$376.117 millones para el mismo periodo en el 2006, por las razones antes discutidas.

Dividendo Preferencial por Acción

Los dividendos preferenciales por acción para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fueron de \$201,48, una reducción de 10,01% comparado con \$223.88 para el mismo periodo en el 2006. Esta reducción se debió a la revaluación del peso frente al dólar.

Utilidad Neta por Acción

La utilidad neta por acción para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 fue de \$2.835,37 un incremento de 0,78% comparado con \$2.813,44 para el mismo periodo en el 2006, por las razones antes discutidas.

Resultados de las Operaciones para el Año Terminado el 31 de diciembre de 2006 comparado con el Año Terminado el 31 de diciembre de 2005

Generalidades

Los resultados de las operaciones de Codensa en el 2006, cuando se comparan con los del 2005, se vieron principalmente afectados por los siguientes factores:

- Los ingresos operacionales de Codensa de distribución de energía y otros servicios aumentaron en \$209.890 millones o 11,78%, de \$1.780 billones en 2005 a \$1.991 billones en 2006.
- Las ventas físicas (en GWh) en 2006, aumentaron 5,77% comparado con 2005. Los ingresos de las ventas físicas aumentaron en \$121.080 millones. La demanda de los Usuarios Regulados alcanzó

7.391 GWh en 2006, Codensa atendió 93.50 de su demanda con la energía comprada mediante contratos de suministro de largo plazo y el restante 6,50% con compras en el mercado a la vista.

- El costo anual promedio de las compras de energía para Codensa fue de 8,01% más bajo en el 2006 que el costo promedio de la energía comprada en la Bolsa de Energía colombiana y 7,30% más bajo que la del 2005.
- A diciembre de 2006, la participación de Codensa en el mercado de distribución de energía regulada colombiana fue del 21,40% con 2.138.497 clientes conectados. Los clientes crecieron en un 3,17% entre 2005 y 2006.

Codensa	Año terminado en diciembre 31 de,		
	2005	2006	% cambio
	(Cifras en millones de pesos excepto por datos de resultado por acción)		
Ingresos operacionales	1,781,330	1,991,216	11.78
Costo de ventas	(1,257,580)	(1,354,885)	7.74
Margen bruto	523,750	636,331	21.50
Gastos Administrativos	(101,592)	(71,345)	(29.77)
Utilidad Operacional	422,158	564,986	33.83
Ingresos no operacionales	111,716	42,642	(61.83)
Gastos no operacionales	(98,004)	(68,505)	(30.10)
Corrección monetaria	(3,161)	—	(100)
Utilidad antes de impuesto de renta	432,709	539,123	24.59
Impuesto de renta	(157,976)	(163,006)	3.18
UTILIDAD NETA	274,733	376,117	36.90
Dividendo preferencial por acción	228.42	223.88	(1.99)
Utilidad neta por acción	2,045.24	2,813.44	37.56

Ingresos Operacionales

Los ingresos operacionales para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron de \$1.990 billones, un aumento del 11,78% comparado con \$1.780 billones para el mismo periodo en el 2005. Este aumento se debió principalmente a un aumento en las ventas físicas del 5,77%, que aumentó por 358 GWh en 2006, principalmente atribuible a un aumento del 5,92% en la demanda de energía durante ese periodo.

Los ingresos operacionales para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 incluyeron ingresos de \$76.420 millones derivados de la financiación y servicios relacionados a clientes en conexión con el programa “Codensa Hogar”. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2005, estos ingresos se registraron como ingresos no operacionales.

Costo de Ventas

El costo de ventas para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue \$1.350 billones, un aumento de 7,74% comparado con \$1.260 billones para el mismo periodo en 2005. Este aumento se debió principalmente a (i) un aumento de \$46.600 millones en las compras de energía durante el periodo comparado con el mismo periodo 2005 y (ii) un aumento de \$43.630 millones en el costo de ventas que resulta de la reclasificación de algunos costos de venta relacionados con el negocio de “Codensa Hogar” previamente registrado como gasto no operacional.

El costo de ventas para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 incluía los costos de ventas relacionados con el negocio de brindar financiación a los clientes y servicios relacionados con el programa

“Codensa Hogar” que fueron de \$25.850 millones, cuyo costo de ventas se registró como un gasto no operacional en años anteriores y se reclasificó como costo de ventas en el 2006.

Margen Bruto

El margen bruto para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue de \$636.330 millones, un aumento del 21,50% comparado con \$523.750 millones para el mismo periodo en el 2005, por las razones antes discutidas.

Gastos Administrativos

Los gastos administrativos para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron de \$71.350 millones, una reducción del 29,77% comparado con \$101.590 millones para el mismo periodo en el 2005. Esta reducción se debe principalmente a una reducción en las provisiones de cuentas por cobrar incobrables del servicio de iluminación pública, que ascendió a \$37.400 millones en el 2005.

Utilidad Operacional

La utilidad operacional para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue de \$564.990 millones, un aumento de 33,83% comparado con \$422.160 millones para el mismo periodo en el 2005, por las razones antes discutidas.

Ingresos No Operacionales

Los ingresos no operacionales para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue de \$42.640 millones, una reducción del 61,83% comparado con el ingreso no operativo de \$111.720 millones para el mismo periodo de 2005. Esta reducción se debió a (i) la reclasificación bajo “Ingresos Operacionales” de los ingresos relacionados con el negocio de “Codensa Hogar” que se registraban previamente en ingresos no operacionales y cambiaron a ingresos operacionales y (ii) una reducción en los intereses y otros ingresos devengados en inversiones temporales como resultado de la liquidación de inversiones temporales para financiar reducciones de capital efectuadas durante el año 2006.

Gastos No Operacionales

Los ingresos no operativos para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron de \$68.505 millones, una reducción de 30,10% comparado con \$98.004 millones para el mismo periodo en el 2005. Esta reducción se debió a (i) la reclasificación bajo “Costo de Ventas” de los costos relacionados con el negocio de “Codensa Hogar”, (ii) una reducción de exposición a la valorización del peso colombiano con respecto a las inversiones temporales en moneda extranjera que resultaron en una reducción de los intereses y otros ingresos devengados en inversiones temporales, debido a la liquidación de inversiones temporales para financiar reducciones de capital efectuado durante el año 2006.

Utilidad Antes del Impuesto de Renta

La utilidad antes de impuesto de renta para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue de \$539.123 millones, una reducción de 24,59% comparado con \$432.709 millones para el mismo periodo en el 2005, por las razones antes discutidas.

Impuesto sobre la Renta

El impuesto sobre la renta para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue de \$163.006 millones, un aumento del 3,18% comparado con \$157.976 millones para el mismo periodo en el 2005. Este aumento se debió principalmente a las diferencias temporales relacionadas con los activos de impuestos diferidos, que

resultó en la aplicación de ajustes por inflación durante el 2006. Los ajustes por inflación se discontinuaron el 31 de diciembre de 2006 para fines de impuestos.

Utilidad Neta

La utilidad neta para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue de \$376.1117 millones, un aumento de 36,90% comparado con \$274.733 millones para el mismo periodo en el 2005, por las razones antes discutidas.

Dividendo Preferencial por Accion

Los dividendos preferenciales por acción para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fueron de \$223,88, una reducción de 1,99% comparado con \$228,42 para el mismo periodo en el 2005. Esta reducción se debió a cambios en el TRM utilizado para calcular el dividendo preferencial por acción y la valorización del peso colombiano. Sin embargo, el dividendo preferencial esta fijo en USD 0,10 por acción preferencial.

Ingreso Neto por Acción

El ingreso neto por acción para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 fue de \$2.813,44, un incremento de 37,56% comparado con \$2.045,24 para el mismo periodo en el 2005, por las razones antes discutidas.

Liquidez y recursos de capital

Los requerimientos de capital de EEB son primordialmente para los siguientes objetivos:

- Costos de operación y mantenimiento relacionados con sus activos de transmisión, electricidad y transporte de gas;
- Gastos de capital relacionados con la construcción de nuevos activos de transmisión, transporte de gas o la expansión y mejora de los activos existentes;
- Pagos por deuda; y
- Pago de dividendos.

Las Fuentes de liquidez y de capital de la EEB son:

- Los fondos generados por los negocios de transmisión de electricidad de EEB y los negocios de transporte de gas natural de TGI y Transcogas;
- Los dividendos y otras distribuciones de la EEB y sus compañías asociadas; y
- Ingresos financieros de la inversión de nuestros fondos de efectivo y fondos disponibles.

Flujos de Caja

La siguiente tabla muestra los flujos de caja de EEB para los años terminados el 31 de diciembre de 2005, 2006 y 2007.

	2005	2006	2007
Efectivo generado por (usado en)			
Actividades de operación	191.500	206.453	(247.640)
Actividades de inversión	569.535	208.803	(1.221.745)
Actividades de financiación	(760.768)	(358.882)	1.474.149
Incrementos (disminuciones) en efectivo	267	56.374	4.764

Flujo de caja generado (Utilizado) en Actividades Operativas

El flujo de caja utilizado por las actividades de operación durante el 2007, fue \$247.640 millones. El flujo de caja operativo de EEB durante ese periodo se vio afectado principalmente por disminuciones en deudores por \$677.433 millones, y cuentas y documentos por pagar por \$ 58.684 millones. El flujo de caja generado por las actividades de operación en el 2006, 2005 y 2004 fue de \$206.450 millones, \$191.500 millones y \$425.300 millones respectivamente. El flujo de caja de las operaciones de la EEB en el 2006, 2005 y 2004 se vio afectado principalmente por aumentos en las cuentas por cobrar de \$129.320 millones y \$25.590 y unas reducciones de \$73.840 y aumentos en las cuentas por pagar de \$29.670 millones, reducciones de \$67.130 millones y aumentos \$192.510 respectivamente. Los factores más significativos en la generación de flujo de caja de la EEB de sus actividades de operación, son ingresos por la prestación de los servicios de transmisión de electricidad y transporte de gas natural y dividendos y demás distribuciones de las compañías asociadas de la EEB como Emgesa y Codensa.

Flujo de caja generado (utilizada) en Actividades de Inversión

El flujo de caja utilizado en actividades de inversión fue de \$1.221.745 millones durante el 2007. El flujo de caja generado por las actividades de inversión fue \$208.800 millones durante el año terminado el diciembre 31 de 2006, \$569.540 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2005 y \$36.720 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2004. Durante cada uno de esos periodos, las actividades de inversión de la EEB se relacionaron primordialmente con la construcción de algunos activos de transmisión eléctrica tales como transformadores y otro equipo asociado con la transmisión de electricidad en relación con (i) los proyectos UPME-03 y el UPME-04 otorgados a la EEB en 2003; (ii) la adquisición de la subestación Termocandelaria en 2005 y (iii) algunos proyectos de expansión de capacidad que terminó Transcogas en el periodo 2005 a 2007.

Una parte sustancial del flujo de caja de EEB de sus actividades de inversión durante los años terminados el 31 diciembre de 2006 y 2005 provienen de las reducciones de capital efectuadas por sus compañías asociadas Codensa y Emgesa, y en menor grado por Gas Natural. Para los años terminados el 31 de diciembre de 2006, la EEB recibió \$197.310 millones y para el año terminado el 31 de diciembre de 2005 la EEB recibió un total de \$710.000 millones en reducciones de capital de las cuales \$476.260 millones corresponden a reducciones de capital efectuadas por Codensa y \$206.050 millones corresponden a reducciones de capital efectuadas por Emgesa y \$27.690 millones corresponden a reducciones de capital efectuadas por Gas Natural. EEB no recibió ningún flujo de caja de reducciones de capital de sus compañías asociadas durante los años terminados el 31 de diciembre de 2004 y 2007. No podemos garantizar que EEB continuará derivando un flujo de caja significativo de reducciones de capital de sus compañías asociadas en un futuro.

Flujo de Caja generado (Utilizado) en Actividades de Financiación

Las actividades de financiación de la EEB resultaron en un aumento de \$1.474.149 millones para el 2007, un aumento de caja neto de \$4.764 millones en 2007, \$56.374 millones en 2006, un aumento de efectivo neto de \$267 millones en 2005 y una reducción de efectivo neto de \$213 millones en 2004. El aumento sustancial en las actividades de financiación de la EEB en 2007 es el resultado principalmente de la adquisición por parte de la EEB del 71,99% de intereses en Transcogas en junio de 2005 y el 40% en Trasmantaro en diciembre de 2006 y de las inversiones en TGI en marzo de 2007 y la necesidad de la EEB de obtener fondos para financiar dichas inversiones.

EEB pagó dividendos con respecto a los años terminados en diciembre 31 de 2007, 2006, 2005 y 2004 por la suma de \$117.368, \$269.160 millones, \$223.160 millones y \$386.260 millones respectivamente.

Gastos de Capital

En los años recientes, EEB ha confiado principalmente en la generación de flujo de caja de sus operaciones y la financiación de los bancos colombianos para financiar sus planes de gastos de capital.

EEB realiza gastos significativos de capital durante las etapas de construcción y el inicio de operaciones comerciales de las líneas de transmisión eléctrica y relativamente bajos gastos de capital para mantenimiento durante las operaciones permanentes en estas líneas.

Los principales gastos de capital de la EEB en años recientes han sido relacionados con la construcción de líneas de transmisión eléctrica, la mejora, expansión y modernización de su sistema de transmisión eléctrico y de los activos de transporte de gas natural Transcogas, tecnología de la información y herramientas, gastos en vehículos y equipos.

La tabla que aparece a continuación muestra los gastos de capital de EEB para los años terminados el 31 de diciembre de 2007, 2006, 2005 y 2004.

Diciembre 31, 2004	Diciembre 31, 2005	Diciembre 31, 2006	Diciembre 31, 2007
(Cifras en millones de pesos colombianos)			
5,762	79,132	50,385	150,028

Préstamos y Financiación

A 31 de diciembre de 2007, la deuda consolidada total de la EEB ascendía \$3.115.205 millones. De esta suma, el 94,49%, o \$2.943.468 millones, corresponden a obligaciones en moneda extranjera y el 5,51%, o \$171.737 millones, corresponden a deuda en pesos colombianos.

La tabla que aparece a continuación muestra la evolución de la deuda de la EEB de diciembre 31 de 2004 a diciembre 31 de 2007 en pesos colombianos y en moneda extranjera.

	Diciembre 31, 2004		Diciembre 31, 2005		Diciembre 31, 2006		Diciembre 31, 2007	
	Monto	% del Total	Monto	% del Total	Monto	% del Total	Monto	% del Total
(Cifras en millones de pesos excepto por porcentajes)								
Moneda extranjera	28.224	26,11%	20.501	23,49%	19.128	9,90%	2.943.468	94,49%
Pesos colombianos	79.859	73,89%	66.779	76,51%	173.988	90,10%	171.737	5,51%
Total	108.083	100,00%	87.280	100,00%	193.116	100,00%	3.115.205	100,00

Acuerdos significativos de financiación y Garantías

La deuda total a 31 de diciembre de 2007 era de \$3.115.205 millones. Los acuerdos de financiación más significativos y las garantías celebradas con EEB y sus subsidiarias se describen a continuación:

EEB

Los títulos de EEB

El 31 de octubre de 2007, EEB International emitió los Bonos EEB Int. por un total de USD610 millones. Los intereses de los Bonos EEB Int. están pactados a una tasa del 8,75% por año. Los Bonos EEB Int. vencen el 31 de octubre de 2014. Los intereses de los Bonos EEB Int. comenzaron a devengar intereses el 31 de octubre de 2007 y serán pagaderos el 30 de abril y el 31 de octubre de cada año, iniciando el 30 de abril del

2008. Los Bonos EEB Int. están asegurados por un interés de garantía prioritario sobre el principal y los intereses y primas de los Bonos EEB Int., por una garantía de EEB. La escritura (Indenture) que rige los Bonos EEB Int. contiene convenios restrictivos y demás disposiciones que limitan la habilidad de EEB para participar en transacciones de tipo específico. Estos convenios incluyen entre otras cosas limitaciones en la habilidad de EEB para realizar lo siguiente:

- hacer distribución sobre interés patrimonial, recompra, repagar o redimir su patrimonio;
- emitir capital preferencial;
- realizar ciertas inversiones;
- incurrir en endeudamiento adicional;
- crear prendas sobre activos para garantizar endeudamiento;
- transferir o vender acciones;
- fusionar o consolidarse con otra entidad;
- celebrar algunas transacciones con afiliados; y
- celebrar transacciones de venta y de compraventa.

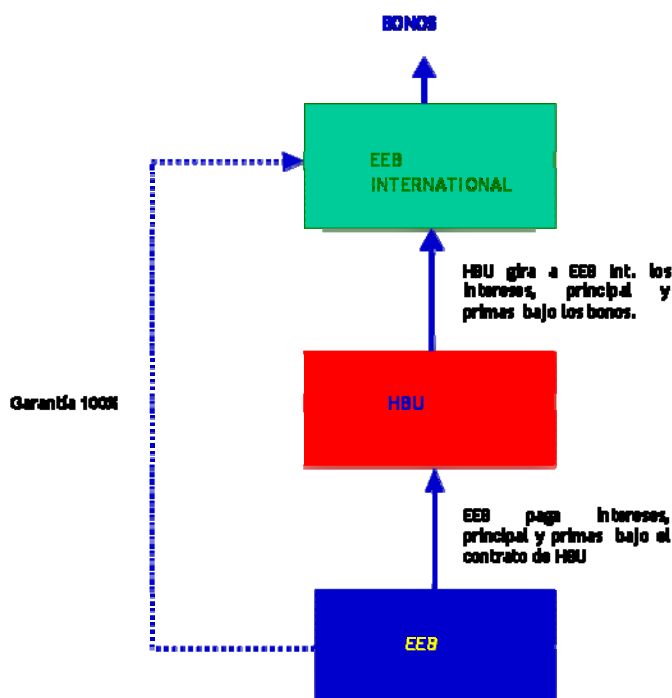
Además bajo la escritura que rige los Bonos EEB Int., EEB debe cumplir con las siguientes relaciones financieras:

- Relación de deuda consolidada de EEB a EBITDA que no deberá exceder el 4,50:1,0 en el momento de incurrir en ellas o la adquisición de cualquier deuda en el momento de hacer pagos restringidos en inversiones.; y
- La relación de cubrimiento de los intereses de EEB no deberá superar el 2,25:1,0 en el momento de incurrir o adquirir cualquier deuda y en el momento de realizar los pagos restringidos o las inversiones.

Los Bonos EEB Int. están garantizados por EEB de manera irrevocable, incondicional y solidaria, a favor de los acreedores garantizados el pago por parte de EEB Internacional de la totalidad de la deuda garantizada.

Con el fin de pagar las obligaciones bajo los bonos, EEB suscribió un Contrato de Crédito con Hollandsche Bank-Unie N.V. (HBU) con las mismas condiciones de los Bonos EEB Int., de esta forma EEB paga a HBU los intereses, el capital y demás sumas que corresponda al contrato de crédito con HBU y a su vez HBU paga los intereses, el capital y demás sumas que reciba de EEB bajo el Contrato con HBU a EEB Internacional o a los tenedores de los bonos por instrucciones de EEB Internacional.

A continuación se muestra un esquema de la estructura de financiación:



Otros Acuerdos de Crédito

- Contrato de crédito de EEB con ABN AMRO Bank por USD\$100 millones del 31 de octubre de 2007 con vencimiento el 30 de abril de 2008.
- Acuerdo de Crédito con Kreditanstalt für Wiederaufbau, fechado a partir del 23 de marzo de 1983, por un valor total de DM\$25 millones, relacionado con la construcción y el desarrollo de las líneas de transmisión por parte de la EEB. Este préstamo vence el 30 de junio de 2013.
- Acuerdo de Crédito con el Gobierno de Suiza y algunos bancos comerciales suizos, fechado el 27 de enero de 1986, por la suma de CHF\$22.23 millones, relacionado con la construcción y el desarrollo del proyecto de la hidroeléctrica del Guavio. Este préstamo vence el 10 de agosto de 2012.
- Pagaré a favor de BBVA Colombia fechado a partir del 23 de noviembre de 2007, por un valor de \$105,000 millones. Este préstamo vence el 23 de noviembre de 2008.
- Pagaré a favor de BBVA Colombia, fechado a partir del 22 de agosto de 2005, y sus enmiendas del 22 de agosto de 2007, por un valor de \$37,800 millones. Este préstamo vence el 22 de febrero de 2008.
- Pagaré a favor de Banco de Crédito Helm Financial Services, fechado el 2 de diciembre de 2006, por un valor de \$8,340 millones. Este préstamo vence el 27 de diciembre de 2008.
- Pagaré a favor de Banco Davivienda, fechado el 22 de febrero de 2005, por un valor total de \$20,000 millones. Este préstamo vence el 22 de febrero de 2008.

Acuerdo de Pignoración de Acciones—REP

El 29 de agosto de 2002, EEB celebró un acuerdo de pignoración de acciones con el Banco Continental S.A., en nombre de algunos acreedores asegurados, de conformidad con las cuales EEB pignoraba sus acciones en REP representadas por el 40% de acciones ordinarias de dicha compañía como garantía para (i) el Acuerdo de Crédito celebrado entre Banco de Crédito del Perú-BCP, como prestamista y REP como prestatario, fechado el 1 de diciembre de 2006 por un total de USD34 millones, con un interés con una tasa LIBOR + 2,125% por año y con un término de 10 años; (ii) las siguientes ofertas de bonos de el REP registradas en Perú bajo la “Red de Energía del Perú – Primer programa de bonos”: (a) una oferta de bonos con fecha de 14 de julio de 2003 por un monto de USD30 millones, con una tasa de interés del 5,75% por año y con un término de 10 años; (b) una oferta de bonos fechada el 10 de noviembre de 2003 por un monto de nuevos soles peruanos de 69.54 millones, equivalente a USD20 millones en el momento de la emisión con un término de 10 años; (c) una oferta de bonos fechada el 19 de junio de 2004 por un monto de USD14.20 millones, con una tasa de interés del 7,75% por año y con un término de 12 años, (d) una oferta de bonos fechada el 20 de agosto de 2004, por un monto de USD5.80 millones, con una tasa de interés del 7,63% por año y con un término de 12 años, (e) una oferta de bonos fechada el 30 de noviembre de 2004 por un monto de USD30 millones, con una tasa de interés de LIBOR + el 2,56% por año y con un término de 10 años; y (iii) una oferta de bonos de REP fechada el 16 de febrero de 2007 registrada en Perú como tercera y cuarta emisión de Bonos tipo A por la suma de USD8,50 millones y USD21,50 millones, respectivamente; ambos devengando intereses a una tasa LIBOR + 0,75% anual por un término de 12 años.

El acuerdo de préstamo y la oferta de bonos asegurada mediante este acuerdo de pignoración de acciones, contiene convenios restrictivos que incluye limitaciones en el cambio de control, la venta de activos, distribución de dividendos, repago de préstamos existentes con accionistas y cambios significativos en el negocio de REP. Además, el acuerdo de préstamo y las escrituras de los bonos aseguradas por este acuerdo de pignoración de acciones exige que REP cumpla con convenios restrictivos incluyendo las relaciones de apalancamiento e intereses. Además, bajo el acuerdo de pignoración de acciones, EEB acordó no transferir

sus acciones en REP a terceros ni otorgar ninguna otra prenda ni derecho a terceros con respecto a las acciones pignoras.

TGI

Los títulos de TGI

El 3 de octubre de 2007, TGI International emitió los Bonos TGI Int. por un total de USD750 millones. Los intereses de los Bonos TGI Int. están pactados a una tasa del 9,50% por año. Los Bonos TGI Int. vencen el 3 de octubre de 2017. Los intereses en los Bonos TGI Int. comenzaron a devengar intereses el 3 de octubre de 2007 y serán pagaderos el 3 de abril y el 3 de octubre de cada año, iniciando el 3 de abril del 2008. Los Bonos TGI Int. están asegurados por un interés de garantía prioritario sobre el principal y los intereses y primas de los Bonos TGI Int., por una garantía de TGI. La escritura (Indenture) que rige los Bonos TGI Int. contiene convenios restrictivos y demás disposiciones que limitan la habilidad de TGI para participar en transacciones de tipo específico. Estos convenios incluyen entre otras cosas limitaciones en la habilidad de TGI para realizar lo siguiente:

- hacer distribución sobre interés patrimonial, recompra, repagar o redimir su patrimonio;
- enmendar o prepagar endeudamiento intercompañía subordinado a EEB;
- emitir capital preferencial;
- realizar ciertas inversiones;
- incurrir en endeudamiento adicional;
- crear prendas sobre activos para garantizar endeudamiento;
- transferir o vender acciones;
- fusionar o consolidarse con otra entidad;
- celebrar algunas transacciones con afiliados; y
- celebrar transacciones de venta y de compraventa.

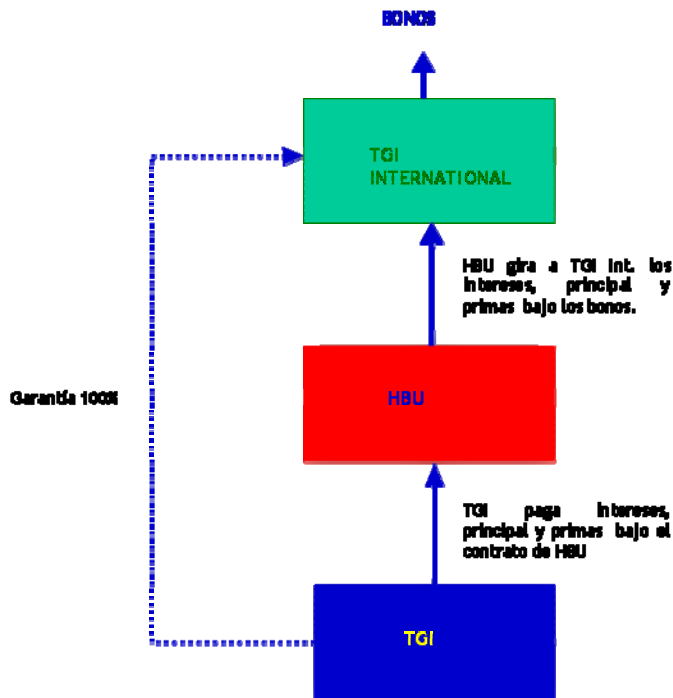
Además bajo la escritura que rige los Bonos TGI Int., TGI debe cumplir con las siguientes relaciones financieras:

- Relación de deuda consolidada de TGI a EBITDA que no deberá exceder el 4,8:1,0 en el momento de incurrir en ellas o la adquisición de cualquier deuda en el momento de hacer pagos restringidos en inversiones (y después de diciembre de 2012 en cualquier momento); y
- La relación de cubrimiento de los intereses de TGI no deberán superar el 1,7:1,00 en el momento de incurrir o adquirir cualquier deuda y en el momento de realizar los pagos restringidos o las inversiones.

Los Bonos TGI Int. están garantizados por TGI de manera irrevocable, incondicional y solidaria, a favor de los acreedores garantizados el pago por parte de TGI International de la totalidad de la deuda garantizada.

Con el fin de pagar las obligaciones bajo los Bonos TGI Int., TGI suscribió un Contrato de Crédito con Hollandsche Bank-Unie N.V. (HBU) con las mismas condiciones de los Bonos TGI Int., de esta forma TGI paga a HBU los intereses, el capital y demás sumas que corresponda al contrato de crédito con HBU y a su vez HBU paga los intereses, el capital y las otras sumas que reciba de TGI bajo el Contrato con HBU a TGI International o a los tenedores de los bonos por instrucciones de TGI International.

A continuación se muestra un esquema de la estructura de financiación:



CAPITULO VI: ESTADOS FINANCIEROS

- A. PRESENTAR LAS CIFRAS DE LA DEUDA A CORTO PLAZO, DEUDA A LARGO PLAZO, DEUDA TOTAL, ENDEUDAMIENTO A CORTO PLAZO, ENDEUDAMIENTO A LARGO PLAZO, ENDEUDAMIENTO TOTAL, ACTIVOS TOTALES, PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS, UTILIDADES NETAS, CUENTAS DE ORDEN CONTINGENTES, PRINCIPALES INVERSIONES EN OTRAS SOCIEDADES POR SECTOR PRODUCTIVO Y PARTICIPACIÓN DE LA SOCIEDAD EN EL SECTOR DE SU ACTIVIDAD PRINCIPAL Y SU EVOLUCIÓN DURANTE LOS TRES ÚLTIMOS AÑOS

A continuación se presenta la evolución de las obligaciones financieras de EEB al corte diciembre 31 de 2004, 2005, 2006, 2007 y marzo 31 de 2008.

	Diciembre 31, 2005		Diciembre 31, 2006		Diciembre 31, 2007		Marzo 31 2008	
	Monto	% del Total	Monto	% del Total	Monto	% del Total	Monto	% del Total
CIFRAS EN MILLONES DE PESOS								
Moneda extranjera	20.502	23,51%	19.129	9,91%	1.464.650	89,30%	1.349.189	92,11%
Pesos colombianos	66.674	76,48%	173.883	90,09%	175.359	10,70%	115.492	7,89%
Total	87.176	100,00%	193.012	100,00%	1.640.009	100,00	1.464.681	100,00
Total Deuda Corto Plazo	11.687	13,40%	147.989	76,67%	398.069	24,27%	341.290	23,30%
Total Deuda Largo Plazo	75.488	86,60%	45.023	23,32%	1.241.940	75,73%	1.123.390	76,70%

A continuación se detalla la evolución de los activos totales, patrimonio, cuentas de orden contingentes, y utilidad neta de EEB al 31 de diciembre de 2005, 2006, 2007 y marzo 31 de 2008.

	Diciembre 31, 2005	Diciembre 31, 2006	Diciembre 31, 2007	Marzo 31 2008
Activos Totales	5.614.495	5.802.031	8.151.783	8.600.315
Patrimonio de los Accionistas	5.063.601	5.133.925	6.097.556	6.471.270
Cuentas de orden Contingentes	1.794.780	1.886.837	3.051.749	2.929.811
Utilidad neta	582.493	422.479	869.037	228.715

Las inversiones permanentes que posee de EEB en otras de servicios públicos a diciembre de 2005, 2006, 2007 y marzo de 2008 son como se detallan a continuación:

(Cifras en millones de pesos)

EMPRESA	Porcentaje accionario	Costo Dic 2005	Costo Dic 2006	Costo Dic 2007	Costo Mar 2008
En compañías controladas:					
Transcogas S.A. E.S.P.	71,99%	24.868	26.775	\$ 28.381	\$ 23.567
Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P.	97,91	0	0	1.042.488	1.278.333
EEB International Ltd.	100,00%	0	0	2	2
		<u>24.868</u>	<u>26.775</u>	<u>1.070.871</u>	<u>1.301.902</u>
En compañías no controladas:					
Emgesa S.A. E.S.P.	51,51%	1.076.382	1.076.382	1.219.637	1.219.637
Codensa S.A. E.S.P.	51,51%	342.235	261.978	261.978	261.978
Consortio Transmantaro	40,00%	102.855	112.115	96.337	87.102
Red de Energía del Perú S.A.	40,00%	0	100.809	90.722	82.024
Gas Natural S.A. E.S.P.	24,99%	47.640	47.640	47.640	47.640
Isagén S.A. E.S.P.	2,52%	34.610	34.610	34.611	34.611
Interconexión Eléctrica S.A.	1,83%	15.005	15.005	21.462	21.462
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	16,23%	3.807	4.077	4.077	4.077
Financiera Energética Nacional	0,53%	4.208	4.208	4.208	4.208
Gestión Energética S.A. E.S.P.	0,06%	2.662	2.662	2.662	2.662
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	0,04%	854	854	854	1.013
Banco Popular	0,11%	598	598	598	598
Electrificadora de la Costa Atlántica S.A. E.S.P.	0,03%	159	159	159	0
Promotora Hidroeléctrica Pescadero - Ituango S.A.	0,81%	117	117	117	561
Hidrosogamoso S.A.	0,70%	20	20	20	20
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	0,07%	7	10	10	10
Grupo Nacional de Chocolates S.A.	0,00%	10	7	1	1
		<u>1.631.169</u>	<u>1.661.251</u>	<u>1.785.093</u>	<u>1.767.604</u>
		<u>1.656.037</u>	<u>1.688.026</u>	<u>2.855.964</u>	<u>3.069.506</u>

B. BALANQUES, ESTADOS DE GANANCIAS Y PÉRDIDAS, ESTADOS DE CAMBIOS EN LA SITUACIÓN FINANCIERA, ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO Y ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO, DEL EMISOR, CORRESPONDIENTES A LOS TRES (3) ÚLTIMOS AÑOS, DEBIDAMENTE SUSCRITOS Y CERTIFICADOS CONFORME A LO DISPUESTO EN LA LEY 964 DE 2005 Y EN LA LEY 222 DE 1995, CON SUS NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS, INFORME DE GESTIÓN Y DICTAMEN DEL REVISOR FISCAL. ESTOS ESTADOS FINANCIEROS SE DEBEN PRESENTAR EN FORMA COMPARATIVA.

**Empresa de Energía de Bogotá
S.A. E.S.P.**

**Estados Financieros por los Períodos
Terminados el 31 de Diciembre de 2005 y 30
de Septiembre de 2005 e Informe del Revisor
Fiscal**

Deloitte.

Deloitte & Touche Ltda.
Cra. 7 N° 74 - 09
A.A. 075874
Nit. 860.005.813-4
Bogotá D.C.
Colombia

Tel. +57(1) 5461810 - 5461815
Fax: +57(1) 2178088
www.deloitte.com.co

INFORME DEL REVISOR FISCAL

A los accionistas de
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.:

He auditado los balances generales de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2005 y 30 de septiembre de 2005 y los correspondientes estados de resultados, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por el período de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2005 y por el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2005. Tales estados financieros son responsabilidad de la administración de la Empresa. Entre mis funciones se encuentra la de expresar una opinión sobre estos estados financieros con base en mis auditorías.

Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones y llevar a cabo mi trabajo de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Tales normas requieren que planifique y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de errores significativos. Una auditoría de estados financieros incluye examinar, sobre una base selectiva, la evidencia que soporta las cifras y las revelaciones en los estados financieros. Una auditoría también incluye, evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones contables significativas hechas por la administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros. Considero que mis auditorías me proporcionan una base razonable para expresar mi opinión.

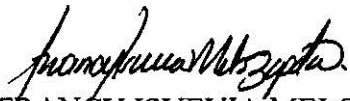
En mi opinión, los estados financieros antes mencionados, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2005 y 30 de septiembre de 2005, los resultados de sus operaciones, los cambios en su patrimonio, los cambios en su situación financiera y sus flujos de efectivo por el período de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2005 y por el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2005, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, aplicados sobre bases uniformes.

Además, informo que durante dichos períodos la Empresa ha llevado su contabilidad conforme a las normas legales y la técnica contable; las operaciones registradas en los libros de contabilidad y los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y de la Junta Directiva; la correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas y de registro de acciones se llevan y se conservan

Auditoría.Impuestos.Consultoría.Finanzas Corporativas.

Una firma miembro de
Deloitte Touche Tohmatsu

debidamente; el informe de gestión de los administradores guarda la debida concordancia con los estados financieros básicos, y los aportes al Sistema de Seguridad Social Integral se efectuaron en forma correcta y oportuna. Mi evaluación del control interno, efectuada con el propósito de establecer el alcance de mis pruebas de auditoría, no puso de manifiesto que la Empresa no haya seguido medidas adecuadas de control interno y de conservación y custodia de sus bienes y de los de terceros que estén en su poder.



FRANCY ISVEVIA MELO ZAPATA

Revisor Fiscal

Tarjeta Profesional No. 96320-T

10 de febrero de 2006

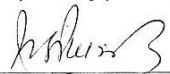
EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

BALANCES GENERALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2005 Y 30 DE SEPTIEMBRE DE 2005.
(En millones de pesos colombianos).

	31 de diciembre de 2005	30 de septiembre de 2005		31 de diciembre de 2005	30 de septiembre de 2005
ACTIVOS:			PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS:		
ACTIVO CORRIENTE:			PASIVO CORRIENTE:		
Efectivo	\$ 336	\$ 1.158	Porción corriente de la deuda a largo plazo (Nota 13)	\$ 11.687	\$ 10.475
Inversiones temporales (Nota 7)	328.966	662.058	Cuentas y documentos por pagar (Nota 10)	129.570	15.273
Cuentas y documentos por cobrar (Nota 4)	59.285	112.672	Obligaciones laborales	31.659	31.545
Inventarios (Nota 5)	5.151	4.990	Pasivos estimados y provisiones (Nota 12)	5.153	8.440
Gastos pagados por anticipado	1.570	1.655			
			Total pasivo corriente	178.069	65.733
Total activo corriente	395.308	782.533			
CUENTAS POR COBRAR A LARGO PLAZO (Nota 4)	32.600	33.122	PASIVOS A LARGO PLAZO:		
			Deuda a largo plazo (Nota 13)	75.488	76.758
DEPÓSITOS ENTREGADOS EN ADMINISTRACIÓN - PENSIONES (Notas 4 y 14)	218.401	224.333	Pensiones de jubilación, menos porción corriente (Nota 14)	200.660	205.679
			Beneficios complementarios a pensiones de jubilación, menos porción corriente	55.734	53.934
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, Neto (Nota 6)	161.726	157.864	Pasivos estimados y provisiones (Nota 12)	40.943	42.693
INVERSIONES PERMANENTES (Nota 7)	1.655.517	1.655.133	Total pasivo a largo plazo	372.825	379.064
OTROS ACTIVOS, Neto (Nota 8)	22.511	25.236	Total pasivos	550.894	444.797
VALORIZACIONES (Nota 9)	3.128.432	2.891.570	PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS: (Nota 16)		
			Capital	858.716	925.924
TOTAL ACTIVOS	\$ 5.614.495	\$ 5.769.791	Prima en colocación de acciones	97.412	97.412
			Reservas	322.457	264.907
CUENTAS DE ORDEN (Nota 21)	\$ 1.794.780	\$ 1.159.086	Resultado de ejercicios anteriores	67.466	(12.251)
			Resultado del periodo	6.995	575.498
			Superávit donado	6.655	6.655
			Superávit por valorizaciones	3.128.432	2.891.570
			Superávit método de participación	277	88
			Revalorización del patrimonio	575.191	575.191
			Total patrimonio de los accionistas	5.063.601	5.324.994
			TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	\$ 5.614.495	\$ 5.769.791
			CUENTAS DE ORDEN (Nota 21)	\$ 1.794.780	\$ 1.159.086

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.


JORGE ARMANDO PINZÓN BARRAGÁN
Representante Legal


JULIO HERMANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 53918-T


FRANCIS ISVEVIA MELO ZAPATA
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No. 96320-T
(Ver mi informe adjunto)

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.


**ESTADOS DE RESULTADOS
POR EL PERIODO DE TRES MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2005 Y POR PERÍODO
DE NUEVE MESES TERMINADO EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2005.**


(En millones de pesos colombianos, excepto el número de acciones y el resultado neto por acción).

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2005	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2005
INGRESOS:		
Ingresos operacionales (Nota 17)	\$ 15.858	\$ 48.576
Costo de ventas	<u>(7.137)</u>	<u>(19.911)</u>
Utilidad bruta	<u>8.721</u>	<u>28.665</u>
Dividendos e intereses ganados (Nota 7)	15.110	327.093
Diferencia en cambio	(409)	(8.002)
Utilidad método de participación	439	986
Ingresos varios (Nota 18)	<u>10.255</u>	<u>23.865</u>
	<u>25.395</u>	<u>343.942</u>
GASTOS:		
Gastos de administración (Nota 20)	(22.781)	(69.682)
Gastos financieros	<u>(1.641)</u>	<u>(6.908)</u>
	<u>(24.422)</u>	<u>(76.590)</u>
Utilidad antes de ingreso extraordinario	9.694	296.017
INGRESO EXTRAORDINARIO (Nota 19)	<u>-</u>	<u>282.534</u>
Utilidad antes de impuesto de renta	9.694	578.551
IMPUESTO DE RENTA (Nota 15)	<u>(2.699)</u>	<u>(3.053)</u>
RESULTADO NETO DEL PERIODO	<u>\$ 6.995</u>	<u>\$ 575.498</u>
NUMERO DE ACCIONES	<u>85.871.565</u>	<u>92.592.408</u>
RESULTADO NETO POR ACCION	<u>\$ 81,46</u>	<u>\$ 6.215,39</u>

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.


JORGE ARMANDO PINZÓN BARRAGAN
Representante Legal


JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 53918-T



FRANCY ISVEVIA MELO ZAPATA
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No. 96320-T
(Ver mi informe adjunto)


EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR EL PERIODO DE TRES MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2005 Y POR EL PERIODO DE NUEVE MESES TERMINADO EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2005.
(En millones de pesos colombianos).

	Reservas													
	Capital	Prima en colocación de acciones	Legal	Para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas	A disposición de los accionistas	Para readquisición de acciones	Total reservas	Resultado de ejercicios anteriores	Resultado del periodo	Superávit donado	Superávit por valorizaciones	Superávit método de participación	Revalorización del patrimonio	Total patrimonio de los accionistas
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2004	\$ 1.165.945	\$ 97.412	\$ 137.825	\$ 125.696	\$ 1.386	\$ -	\$ 264.907	\$ -	\$ (12.251)	\$ 6.655	\$ 3.066.542	\$ -	\$ 575.191	\$ 5.164.401
Apropiaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	(12.251)	-	-	-	-	-
Desvalorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	12.251	-	-	-	-	-
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(174.972)	-	-	(174.972)
Método de participación	-	-	-	-	-	-	-	-	575.498	-	-	-	-	575.498
Reducción de capital	(240.021)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	88	-	88
														(240.021)
SALDOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2005	\$ 925.924	\$ 97.412	\$ 137.825	\$ 125.696	\$ 1.386	\$ -	\$ 264.907	\$ (12.251)	\$ 575.498	\$ 6.655	\$ 2.891.570	\$ 88	\$ 575.191	\$ 5.934.004
Apropiaciones	-	-	57.550	-	-	-	282.533	340.083	12.251	-	-	-	-	-
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	-	(352.334)	-	-	-	-	-
Renunciación de acciones	(67.208)	-	-	-	-	-	-	-	(231.164)	-	-	-	-	(231.164)
Valorizaciones	-	-	-	-	-	-	(282.533)	(282.533)	67.466	-	-	-	-	(282.273)
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	236.862	-	-	236.862
Método de participación	-	-	-	-	-	-	-	-	6.995	-	-	-	-	6.995
												189		189
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2005	\$ 858.716	\$ 97.412	\$ 195.375	\$ 125.696	\$ 1.386	\$ -	\$ 122.457	\$ 67.466	\$ 6.995	\$ 6.655	\$ 3.128.432	\$ 277	\$ 575.191	\$ 5.065.601

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros


JORGE ARMANDO PINZON BARRAGAN
Representante Legal


JULIO HERNANDO ALARCÓN VELASCO
Cedente
Tarjeta Profesional No. 53918-T



FRANCISCA MELO ZAPATA
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No. 96320-T
(Ver su informe adjunto)


EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE CAMBIOS EN LA SITUACIÓN FINANCIERA
 POR EL PERIODO DE TRES MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2005 Y POR PERIODO
 DE NUEVE MESES TERMINADO EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2005.
 (En millones de pesos colombianos).

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2005	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2005
CAPITAL DE TRABAJO OBTENIDO DE:		
Utilidad neta del periodo	\$ 6.995	\$ 575.498
Partidas que no requirieron capital de trabajo -		
Depreciaciones y amortizaciones	4.684	7.564
Diferencia en cambio	77	(1.334)
Valuación portafolio en patrimonio autónomo	(2.465)	(17.965)
Recuperaciones y provisiones	(667)	(12.380)
Utilidad método de participación	(439)	(986)
Utilidad en venta de inversiones y otros activos	-	(16.801)
(Recuperación) Amortización pensiones de jubilación	(4.301)	8.603
Ingreso extraordinario	-	(282.534)
Capital de trabajo obtenido de las operaciones	3.884	259.665
Disminución de cuentas por cobrar a largo plazo	8.919	-
Devolución capital Codensa	-	476.257
Devolución capital Emgesa	-	206.053
Devolución capital Gas Natural	-	27.688
Venta de acciones de Gas Natural	-	27.681
Aumento de obligaciones financieras	-	57.796
Total capital de trabajo obtenido	12.803	1.055.140
CAPITAL DE TRABAJO UTILIZADO EN:		
Aumento en inversiones permanentes	-	(23.123)
Aumento de cuentas por cobrar a largo plazo	-	(20.609)
Aumento en propiedades, planta y equipo	(5.821)	(18.436)
Aumento en otros activos	-	(20.502)
Disminución en obligaciones financieras	(1.104)	-
Reducción de capital	-	(240.021)
Readquisición de acciones	(282.275)	-
Pago de dividendos	(223.164)	-
Total capital de trabajo utilizado	(512.364)	(322.691)
(DISMINUCIÓN) AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	\$ (499.561)	\$ 732.449
CAMBIOS EN LOS COMPONENTES DEL CAPITAL DE TRABAJO:		
Efectivo	\$ (822)	\$ 85
Inversiones temporales	(333.092)	399.999
Cuentas y documentos por cobrar	(53.387)	71.275
Inventarios	161	(296)
Gastos pagados por anticipado	(85)	(163)
Porción corriente de la deuda a largo plazo	(1.212)	72.790
Cuentas y documentos por pagar	(114.297)	188.780
Obligaciones laborales	(114)	3.733
Pasivos estimados y provisiones	3.287	(3.754)
(DISMINUCIÓN) AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	\$ (499.561)	\$ 732.449

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.


 JORGE ARMANDO PINZÓN BARRAGÁN
 Representante Legal


 JULIO HERMANDO MARCON VELASCO
 Contador
 Tarjeta Profesional No. 53918-T

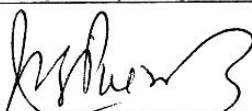

 FRANCISCA ISVEVIA MELO ZAPATA
 Revisor Fiscal
 Tarjeta Profesional No. 96320-T
 (Ver mi informe adjunto)

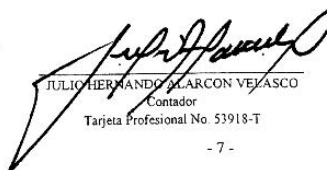
EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.


**ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR EL PERIODO DE TRES MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2005 Y POR PERÍODO
DE NUEVE MESES TERMINADO EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2005.
(En millones de pesos colombianos).**

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2005	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2005
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Utilidad neta del período	\$ 6.995	\$ 575.498
Ajustes para conciliar el resultado con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciaciones y amortizaciones	4.893	7.727
Diferencia en cambio	77	(807)
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(2.465)	(17.965)
Recuperaciones y provisiones	-	(2.940)
Utilidad método de participación	(439)	(986)
(Pérdida) utilidad en venta de inversiones y otros activos	-	(16.801)
(Recuperación) amortización pensiones de jubilación	(6.101)	5.665
Ingreso extraordinario	-	(282.534)
	<u>2.960</u>	<u>266.857</u>
Cambios en activos y pasivos de operación, neto		
Cuentas y documentos por cobrar	62.306	(100.513)
Inventarios	(161)	325
Gastos pagados por anticipado	(124)	-
Cuentas y documentos por pagar	114.297	(188.780)
Obligaciones laborales	114	(3.733)
Pensiones de jubilación	1.800	2.938
Pasivos estimados y provisiones	(3.955)	2.914
	<u>177.237</u>	<u>(19.992)</u>
Fondos netos provistos por (usados en) las actividades de operación		
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Aumento de activos fijos	(5.821)	(18.436)
Aumento en otros activos	-	(20.502)
Aumento de inversiones permanentes	-	(23.123)
Devolución capital Codensa	-	476.257
Devolución capital Emgesa	-	206.053
Devolución capital Gas Natural	-	27.688
Venta de acciones de Gas Natural	-	27.681
Disminución (Aumento) de inversiones temporales	333.092	(399.999)
	<u>327.271</u>	<u>275.619</u>
Fondos netos provistos por las actividades de inversión		
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Aumento (Disminución) de la deuda	109	(15.521)
Reducción de capital	-	(240.021)
Readquisición de acciones	(282.275)	-
Pago de dividendos	(223.164)	-
	<u>(505.330)</u>	<u>(255.542)</u>
Fondos netos usados en las actividades de financiación		
CAMBIOS NETOS EN EL EFECTIVO	(822)	85
EFFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	1.158	1.073
EFFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	\$ 336	\$ 1.158

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.


JORGE ARMANDO PINZON BARRAGAN
Representante Legal


JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 53918-T


FRANCISCA VEITIA MELO ZAPATA
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No. 96320-T
(Ver mi informe adjunto)

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2005 Y 30 DE SEPTIEMBRE DE 2005

(En millones de pesos colombianos, excepto para las tasas de cambio, dólares de los Estados Unidos y número y valor nominal de las acciones)

1. ENTE ECONÓMICO

De conformidad con la Ley 142 de 1994 y el Acuerdo 01 de 1996 del Concejo Distrital, el 31 de mayo de 1996 la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. se transformó de empresa industrial y comercial del estado del orden distrital a una sociedad por acciones. La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (en adelante EEB o la Empresa) transformada en empresa de servicios públicos bajo la Ley 142 continuó dedicada a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.

El 24 de enero de 1997, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Empresa aprobó el plan presentado por la Gerencia y sus Asesores para la reestructuración de la Empresa y la vinculación de inversionistas privados. El 23 de octubre de 1997, dicho plan culminó con la segregación de los negocios a través de la creación de dos Compañías, una dedicada a la generación (EMGESA S.A. E.S.P.) y otra a la distribución y comercialización de energía (CODENSA S.A. E.S.P.), quedando en la EEB, únicamente la actividad de transmisión de energía y el Centro Regional de Despacho.

Para la constitución de las nuevas compañías, la EEB aportó a cada una los activos y pasivos de generación y distribución y comercialización, respectivamente, a cambio de una participación del 51,5% en el capital de dichas compañías. Así mismo, como parte de este proceso, los inversionistas estratégicos Capital Energía S.A. y Luz de Bogotá S.A. hicieron aportes en efectivo por el 48,5% del capital de EMGESA S.A. E.S.P. y CODENSA S.A. E.S.P., respectivamente. Además, Capital Energía S.A. y Luz de Bogotá S.A. adquirieron cada una un 5,5% del capital de la EEB. Todas las obligaciones entre las partes quedaron consignadas en los Acuerdos Marco de Inversión que regulan las relaciones entre los accionistas y todos los acuerdos para la constitución y el desarrollo operativo de las compañías.

El 9 de julio de 2004 la Sociedad Luz de Bogotá S.A. se liquidó y su participación en la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. fue distribuida a las sociedades Endesa Internacional S.A., Enersis S.A. Agencia Islas Caiman y Chilectra S.A. Agencia Islas Caiman con participaciones accionarias del 3,02%, 1,41% y 1,06%, respectivamente.

El 13 de diciembre de 2005 la Superintendencia de Sociedades expidió la resolución No.320003991 autorizando la reforma estatutaria de Capital Energía S.A., consistente en la escisión de la sociedad, donde la misma es disuelta sin liquidarse, dividiendo totalmente su patrimonio entre las sociedades beneficiarias de la escisión. De acuerdo con lo estipulado por la Superintendencia, este proceso se protocolizó el 26 de enero de 2006, de esta forma la

participación de esta compañía en la empresa de energía de Bogotá fue transferida de forma proporcional a Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. y Endesa Internacional.

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La Empresa se rige principalmente por la Ley 142 ó Estatuto de Servicios Públicos, la Ley 143, que estableció las disposiciones que norman las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, sus estatutos, los acuerdos marcos de inversión y las demás disposiciones contenidas en el Código de Comercio.

Las Leyes 142 y 143 del 11 de Julio de 1994 establecieron una nueva estructura de competencia, el régimen económico, tarifario y de subsidios para las ventas de electricidad y demás aspectos de operación y regulación del sector.

Las tarifas aplicables al servicio de transmisión de energía son reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es un Organismo Técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía.

3. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Los estados financieros fueron preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, los cuales están prescritos por disposiciones legales. Asimismo, aplica el Plan de Contabilidad para Entes Prestadores de Servicios Públicos y el Sistema Unificado de Costos y Gastos, y el Plan General expedido por la Contaduría General de la Nación.

Ciertos principios contables aplicados por la Empresa que están de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, difieren de los principios de contabilidad generalmente aceptados en otros países.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas por la Empresa:

- a. *Unidad monetaria* - De acuerdo con disposiciones legales, la unidad monetaria utilizada por la Empresa para su contabilidad es el peso colombiano.
- b. *Período contable* - De acuerdo con el acta No. 1.396 de la Junta Directiva del 11 de agosto de 2005, la Empresa decidió efectuar el corte de sus estados financieros al 30 de septiembre de 2005 con el propósito de distribuir utilidades.

Los estados financieros adjuntos por los periodos terminados el 31 de diciembre de 2005 y 30 de septiembre de 2005 corresponden a periodos de tres y nueve meses, respectivamente. Este cambio de período contable afecta la comparabilidad de las cifras de los estados financieros.

- c. *Ajustes por inflación* - Hasta el 31 de diciembre de 2001, los activos y pasivos no monetarios, con excepción de los inventarios, y las cuentas de patrimonio, con excepción

del superávit por valorizaciones, se ajustaron para reconocer los efectos de la inflación utilizando porcentajes de ajuste determinados con base en la variación del índice general de precios al consumidor. La corrección monetaria, así determinada, fue incluida en los resultados de cada período.

Mediante las Resoluciones No. 364 de noviembre de 2001 y 027 de enero de 2002, emitidas por el Contador General de la Nación se eliminó la aplicación del sistema de ajustes integrales por inflación para efectos contables a partir del 1 de enero del 2002. El valor de los ajustes por inflación registrados hasta el 31 de diciembre de 2001 hace parte del saldo de los activos y del valor en libros para todos los efectos.

- d. *Conversión de moneda extranjera* - Las operaciones en moneda extranjera se contabilizan a las tasas de cambio aplicables que estén vigentes en el momento de realizarse la transacción. Al cierre de cada ejercicio los saldos por cobrar o por pagar en moneda extranjera se actualizan a la tasa de cambio representativa de mercado certificada por la Superintendencia Bancaria (\$2.284,22 por US\$ al 31 de diciembre de 2005, y \$2.289,61 por US\$ al 30 de septiembre de 2005). La ganancia o pérdida en cambio, así determinada, es incluida en los resultados del período, salvo la causada por deudas contraídas para la adquisición de activos, la cual es capitalizada hasta que los mismos estén en condiciones de enajenación y/o uso.
- e. *Provisión para deudores* - La provisión para cuentas de clientes de difícil cobro se estableció de conformidad con las políticas definidas por la Sociedad, la cual establece que la provisión de cartera se efectúa sobre el 100% las deudas vencidas mayores a 360 días.
- f. *Inventarios* - Se registran al costo promedio o a su valor neto de realización, el menor.
- g. *Propiedades, planta y equipo* - Se contabilizan al costo y se ajustaban por inflación hasta el 31 de diciembre de 2001. Se deprecian en línea recta de acuerdo con las siguientes tasas promedio de depreciación:
- | | | |
|--|------|---------|
| Edificaciones | 2% | 50 años |
| Plantas y ductos / subestaciones | 4% | 25 años |
| Redes, líneas y cables | 2% | 50 años |
| Maquinaria y equipo | 6,6% | 15 años |
| Equipo científico | 10% | 10 años |
| Muebles y enseres | 10% | 10 años |
| Equipo de comunicación | 10% | 10 años |
| Equipo de transporte, tracción y elevación | 20% | 5 años |
| Equipo de comedor, cocina y despensa | 10% | 10 años |
| Equipo de computación | 20% | 5 años |
- h. *Valorizaciones de propiedades, planta y equipo* - Corresponden a las diferencias existentes entre el valor de los avalúos técnicos y el valor en libros de las propiedades, planta y equipo.

Estas valorizaciones se contabilizan en cuentas separadas dentro de los activos y como un superávit por valorizaciones, el cual no es susceptible de distribución. Si al cierre del ejercicio el valor de los avalúos es menor al valor en libros, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

i. *Inversiones*

Temporales – Las inversiones temporales son registradas al costo y los rendimientos financieros se causan con base en la Tasa Interna de Retorno - TIR - resultante al momento de la compra de cada título valor.

Permanentes - Las inversiones en acciones en compañías no controladas se registran a su costo de adquisición y en compañías controladas se registran inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se ajustan bajo el método de participación patrimonial. Las inversiones en moneda extranjera son convertidas a pesos colombianos a tasas de cierre y su resultado se compara con el valor intrínseco. Para las inversiones en compañías no controladas, cualquier exceso del valor de mercado o del valor intrínseco sobre el costo ajustado al cierre del ejercicio es contabilizado como valorización, con crédito a la cuenta patrimonial de superávit por valorizaciones. Si al cierre del ejercicio su valor de mercado o su valor intrínseco es menor que el costo ajustado, se registra una desvalorización, sin perjuicio que el saldo neto de las valorizaciones y el superávit, llegue a ser contrario a su naturaleza. Para las inversiones en compañías controladas, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

Las inversiones que constituyen los patrimonios autónomos en Fideicomisos de Administración de Pensiones son valuadas a precios de mercado determinados por las fiduciarias y su efecto es reconocido en resultados.

j. *Otros activos*

Diferidos - Corresponde a los costos incurridos en la compra de software y algunos proyectos de inversión, los cuales se están amortizando en línea recta por un período de tres años.

El impuesto para preservar la seguridad democrática según la Carta Circular No. 038 de 2003 expedida por la Contaduría General de la Nación, se registra como cargo diferido y se amortiza hasta el 31 de diciembre de 2007.

Intangibles – Se registra principalmente el crédito mercantil adquirido correspondiente a la diferencia entre el costo de adquisición de las inversiones en acciones de capital, que de acuerdo con las normas vigentes, conlleven el control en los términos establecidos en la legislación comercial, y el valor intrínseco de las acciones adquiridas. El crédito mercantil es amortizado en un periodo máximo de 20 años por el método de línea recta.

- k. *Obligaciones laborales* - Las obligaciones laborales se ajustan al fin de cada ejercicio con base en las disposiciones legales y los convenios laborales vigentes.

Los ajustes periódicos del pasivo por pensiones de jubilación, directamente a cargo de la Empresa, se hacen con base en estudios actuariales ceñidos a las normas legales. Los incrementos en la obligación actuarial son cargados directamente a resultados.

La Empresa registra el pasivo y sus actualizaciones por beneficios complementarios a pensiones de jubilación tales como servicios médicos y otras prestaciones adicionales a que tienen derecho los jubilados, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Por lo tanto, se está aprovisionando el pasivo que, a valor presente, cubre la obligación estimada por éstos beneficios proyectados a la fecha de cierre del ejercicio con cargo a resultados.

- l. *Impuesto de renta* - La provisión para impuestos de renta se determina con base en la utilidad comercial con el objeto de relacionar adecuadamente los ingresos del período con sus costos y gastos correspondientes y se registra por el monto del pasivo estimado. El efecto de las diferencias temporales que implique el pago de un menor o mayor impuesto en el año corriente, calculado a tasas actuales, se registra como un impuesto diferido por pagar o por cobrar según aplique, siempre que exista una expectativa razonable de que dichas diferencias se reviertan.
- m. *Cuentas de orden* - Se registran bajo cuentas de orden principalmente los derechos y responsabilidades contingentes y las diferencias entre las cifras contables y fiscales y otras cuentas de control.
- n. *Reconocimiento de ingresos, costos y gastos* - Los ingresos por ventas se reconocen en el período cuando se prestan los servicios. Los costos y gastos se registran con base en su causación. De acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, las partidas que corresponden a la corrección de errores contables de períodos anteriores se incluyen en los resultados del período en que se descubren.
- o. *Uso de estimaciones* - Las políticas contables que sigue la Empresa están de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, lo que requiere que la Administración efectúe ciertas estimaciones y utilice ciertos supuestos para determinar la valuación de algunas de las partidas individuales de los estados financieros y para efectuar las revelaciones que se requiere efectuar en los mismos. Aún cuando pueden llegar a diferir de su efecto final, la Administración considera que las estimaciones y supuestos utilizados fueron los adecuados en las circunstancias.
- p. *Utilidad neta por acción* - Se determina tomando como base la utilidad neta del ejercicio dividida entre el número de acciones en circulación.
- q. *Estado de flujos de efectivo* - Los estados de flujos de efectivo se han preparado de acuerdo al método indirecto. El efectivo y efectivo equivalente presentado en los estados de flujos de efectivo, corresponde a los conceptos de efectivo e inversiones corrientes.

4. CUENTAS Y DOCUMENTOS POR COBRAR

	31 de diciembre de 2005	30 de septiembre de 2005
Cuentas por cobrar a vinculados (Nota 11)	\$ 25.555	\$ 24.835
Cuentas por cobrar a clientes	12.616	12.680
Deudores varios (1)	48.106	120.484
Anticipos y avances	23.649	4.065
Depósitos entregados en Administración – Pensiones (Nota 14)	218.401	224.333
Encargos Fiduciarios – Muña (Nota 12)	7.738	8.406
Deudas de difícil cobro	<u>990</u>	<u>1.022</u>
	337.055	395.825
Menos – Provisión para deudas de dudoso recaudo	<u>(26.769)</u>	<u>(25.698)</u>
	310.286	370.127
Menos – Cuentas por cobrar a largo plazo	(32.600)	(33.122)
Depósitos entregados en Administración – Pensiones	<u>(218.401)</u>	<u>(224.333)</u>
	<u>\$ 59.285</u>	<u>\$ 112.672</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2005, incluye principalmente dividendos por cobrar por \$17.192 millones, cuotas partes pensionales por \$18.590 millones y compartibilidad pensional por \$10.052 millones. Al 30 de septiembre de 2005 incluye dividendos por cobrar por \$54.380 millones, cuotas partes pensionales por \$17.914 millones, compartibilidad pensional por \$9.537 millones y una cuenta por cobrar a Suvalor S.A. por la venta de Bonos Yankees Distrito y FEN por \$36.488 millones.

El detalle de la provisión de cartera es el siguiente:

Saldo inicial	\$ 25.698	\$ 20.392
Provisión	1.107	8.629
Castigo	<u>(36)</u>	<u>(3.323)</u>
Saldo final	<u>\$ 26.769</u>	<u>\$ 25.698</u>

Las cuentas por cobrar a largo plazo por \$32.600 millones al 31 de diciembre de 2005 vencen en los años 2007 y siguientes, las cuales corresponden principalmente a compañías vinculadas (Ver Nota 11), y el Encargo Fiduciario Muña (Ver Nota 12).

5. INVENTARIOS

Almacenes	\$ 6.396	\$ 6.240
Inventario en poder de terceros	695	691
Menos – Provisión para inventarios	<u>(1.940)</u>	<u>(1.941)</u>
	<u>\$ 5.151</u>	<u>\$ 4.990</u>

El movimiento de la provisión de inventarios es el siguiente:

	31 de diciembre de 2005	30 de septiembre de 2005
Saldo inicial	\$ 1.941	\$ 1.970
Recuperaciones	<u>(1)</u>	<u>(29)</u>
Saldo final	<u>\$ 1.940</u>	<u>\$ 1.941</u>
6. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO		
No depreciables -		
Terrenos	<u>\$ 3.003</u>	<u>\$ 2.997</u>
Depreciables -		
Obras de infraestructura	7.044	2.672
Edificaciones	18.715	18.715
Plantas y ductos / subestaciones	93.048	91.656
Redes, líneas y cables	171.916	171.916
Maquinaria y equipo	577	577
Equipo científico	637	637
Muebles y enseres	349	338
Equipo de comunicación y computación	5.934	5.894
Equipo de transporte, tracción y elevación	615	615
Equipo de comedor, cocina, despensa	<u>72</u>	<u>72</u>
	298.907	293.092
Menos -		
Depreciación acumulada	(106.598)	(104.639)
Provisión para propiedades, planta y equipo	<u>(33.586)</u>	<u>(33.586)</u>
	<u>\$ 161.726</u>	<u>\$ 157.864</u>
7. INVERSIONES		
Inversiones temporales:		
Títulos de Tesorería TES	\$ 41.445	\$ 132.086
Certificados de Depósito a Término	50.522	55.991
Bonos y Títulos	75.972	77.520
Derechos fiduciarios	<u>161.027</u>	<u>396.461</u>
Subtotal inversiones temporales	<u>328.966</u>	<u>662.058</u>

	31 de diciembre de 2005	30 de septiembre de 2005
Inversiones permanentes:		
Acciones	1.656.037	1.655.653
Menos – Provisión para protección de inversiones	<u>(520)</u>	<u>(520)</u>
	<u>1.655.517</u>	<u>1.655.133</u>
	<u>\$ 1.984.483</u>	<u>\$ 2.317.191</u>

Al 31 de diciembre de 2005, los certificados de depósitos a término corresponden a US\$11.139.477 (US\$23.156.360 al 30 de septiembre de 2005) en moneda extranjera y en moneda nacional por \$25.077 millones (\$2.975 millones al 30 de septiembre de 2005).

Las inversiones en acciones al 31 de diciembre de 2005 corresponden a:

	Número de acciones	Porcentaje accionario	Costo
En compañías controladas:			
Transcogas S.A. E.S.P. (1)	183.599.975	71,99%	\$ 24.868
En compañías no controladas:			
Emgesa S.A. E.S.P.	78.851.122	51,51%	1.076.382
Codensa S.A. E.S.P.	68.036.719	51,51%	342.235
Red de Energía del Perú S.A.	28.864.000	40,00%	102.855
Gas Natural S.A. E.S.P (2)	9.229.121	24,99%	47.640
Isagén S.A. E.S.P.	17.179	2,52%	34.610
Interconexión Eléctrica S.A.	17.535.441	1,83%	15.005
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	28.324	16,23%	3.807
Financiera Energética Nacional	22.122	0,53%	4.208
Banco Popular	8.772.703	0,11%	598
Gestión Energética S.A. E.S.P.	161.811.391	2,45%	2.662
Promotora Hidroeléctrica Pescadero - Ituango S.A.	111.154	0,96%	117
Hidrosogamoso S.A.	1	0,70%	20
Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P.	107.502.000	0,00043%	7
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	10	0,07%	10
Electrificadora de la Costa Atlántica S.A. E.S.P.	4.417.787	0,06%	159
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	11.050.014	0,09%	<u>854</u>
			<u>1.631.169</u>
			<u>\$ 1.656.037</u>

- (1) El 16 de junio de 2005 se adquirieron 53.999.985 acciones de Transportadora Colombiana de Gas - Transcogas S.A. E.S.P. por US\$12.500.000 a la tasa representativa del mercado (\$2.334,27 por US\$ del 15 de junio de 2005), el valor patrimonial de la inversión fue por \$10.207 millones y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por \$18.972 millones. (Ver Nota 8). En el mes de septiembre de 2005, la sociedad decidió capitalizar \$12.960 millones equivalentes a 129.599.990 acciones.
- (2) En el mes de marzo de 2005, la Junta Directiva de la Empresa autorizó la venta de 1.340.000 acciones que se tenían en Gas Natural S.A. E.S.P., obteniendo una utilidad por \$16.801 millones.

De acuerdo con lo establecido por la normatividad vigente, el valor de la inversión en compañías controladas fue registrado según el método de participación, por lo cual la EEB reconoció ingresos no operacionales por \$439 millones al 31 de diciembre de 2005 (\$986 millones al 30 de septiembre de 2005), correspondientes a su participación en los resultados obtenidos por las compañías mencionadas anteriormente.

Del total de acciones de Codensa S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P., 20.010.799 y 23.191.507 respectivamente, corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de US\$0,10 por acción.

Durante 2005, las autoridades competentes autorizaron la disminución de capital de las compañías Emgesa S.A. E.S.P. por \$206.053, Codensa S.A. E.S.P. por \$476.257 y Gas Natural S.A. E.S.P. por \$27.688, recursos que fueron reembolsados en febrero, julio y agosto de 2005 respectivamente.

El 2 de agosto de 2002, la Empresa constituyó junto con Interconexión Eléctrica S.A. y Transelca S.A., la empresa Red de Energía del Perú S.A., para la explotación, operación y prestación del servicio y mantenimiento de los sistemas de transmisión eléctrica de Perú, por un período de 30 años. Como resultado de esta operación, la EEB aportó en calidad de accionista 147.783.680 Nuevos Soles como inversión y USD\$25,411,287 como préstamo. El 15 de julio de 2003, la Empresa recibió de Red de Energía del Perú US\$20 millones como prepagado del préstamo que se tiene con dicha compañía, los cuales, según las condiciones pactadas, se recuperarían en un plazo no mayor a 8 años. Al 31 de diciembre de 2005, el saldo del préstamo a Red de Energía del Perú S.A. es de US\$2.811.287 más intereses por US\$761.276.

El siguiente es el detalle de los dividendos e intereses recibidos:

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2005	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2005
Dividendos ganados	913	\$ 269.603
Intereses financieros ganados	<u>14.197</u>	<u>57.490</u>
	<u>\$ 15.110</u>	<u>\$ 327.093</u>

8. OTROS ACTIVOS

	31 de diciembre de 2005	30 de septiembre de 2005
Cargos diferidos (1)	\$ 3.739	\$ 6.227
Responsabilidades pendientes	2.557	2.921
Proyectos de uso común	57.287	57.287
Bienes de arte y cultura	213	213
Crédito mercantil	18.497	18.734
Derechos en clubes sociales	<u>62</u>	<u>62</u>
	82.355	85.444
Menos:		
Provisión para responsabilidades pendientes	(2.557)	(2.921)
Provisión proyectos de uso común	<u>(57.287)</u>	<u>(57.287)</u>
	<u>\$ 22.511</u>	<u>\$ 25.236</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2005 incluye el impuesto para preservar la seguridad democrática por \$3.601, según se describe en la Nota 15. Adicionalmente, incluye cargos por estudios y proyectos por \$99 millones y software aplicativo por \$39 millones.

El crédito mercantil se originó por la adquisición del 71,9998% de la Transportadora Colombiana de Gas S.A. ESP – Transcogas S.A. E.S.P. El criterio para su determinación se estableció con base en la diferencia entre el costo de adquisición de las acciones y el valor intrínseco de las mismas en el mes inmediatamente anterior a la fecha de compra. El crédito mercantil se está amortizando por el método de línea recta, en un plazo máximo de 20 años, de acuerdo con lo establecido en la normatividad vigente. Al 31 de diciembre de 2005, el valor acumulado del crédito mercantil es de \$18.497 millones y la amortización acumulada por \$474 millones (Al 30 de septiembre de 2005 era \$18.734 millones y la amortización acumulada por \$238 millones).

9. VALORIZACIONES

Inversiones	\$ 2.995.112	\$ 2.758.250
Propiedades, planta y equipo	<u>133.320</u>	<u>133.320</u>
	<u>\$ 3.128.432</u>	<u>\$ 2.891.570</u>

El avalúo técnico de la Propiedad, Planta y Equipo fue elaborado al 30 de septiembre de 2004 por Promoción y Avalúo de Proyectos S.A. – PRATCO, bajo la metodología de costos de reposición o valores de mercado. Como resultado de dicho avalúo, se ajustaron los saldos de valorizaciones a \$133.320 millones y la provisión para propiedades, planta y equipo a \$39.464 millones al 30 de septiembre de 2004. El saldo de la provisión al 31 de diciembre de 2005 asciende a \$33.586 millones.

10. CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR

	31 de diciembre de 2005	30 de septiembre de 2005
Proveedores nacionales	\$ 1.779	\$ 432
Acreedores varios	4.285	2.202
Dividendos por pagar (1)	111.568	82
Depósitos recibidos de terceros (2)	11.660	12.315
Compañías vinculadas (Nota 11)	<u>278</u>	<u>242</u>
	<u>\$ 129.570</u>	<u>\$ 15.273</u>

(1) El 27 de octubre de 2005, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas ordenó distribuir dividendos por \$223.154 millones, de los cuales, al 31 de diciembre de 2005 quedaron pendientes por cancelar \$111.568 millones.

(2) Incluye los depósitos de KFW por \$8.055 millones y \$3.605 millones del convenio suscrito entre la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá S.A. E.S.P. (Ver Nota 12).

11. TRANSACCIONES CON COMPAÑÍAS VINCULADAS

Activo:

Cuentas por cobrar – (Nota 4)

Codensa S.A. E.S.P.	\$ 362	\$ 11
Emgesa S.A. E.S.P.	262	52
Red de Energía del Perú S.A.	8.161	8.015
Transcogas S.A. E.S.P. (1)	<u>16.770</u>	<u>16.757</u>
	<u>\$ 25.555</u>	<u>\$ 24.835</u>

Pasivo:

Cuentas por pagar – (Nota 10)

Codensa S.A. E.S.P.	\$ 105	99
Emgesa S.A. E.S.P.	<u>173</u>	<u>143</u>
	<u>\$ 278</u>	<u>\$ 242</u>

(1) En el mes de septiembre de 2005, la Empresa le otorgó un préstamo por \$16.701 millones, a una tasa del DTF + 6% el cual se vence en agosto de 2007.

El siguiente es el efecto en resultados de las transacciones con empresas relacionadas adicionales a los dividendos e intereses recibidos descritos en la Nota 7:

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2005	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2005
Ingresos		
Emgesa S.A. E.S.P.	\$ 288	\$ 587
Codensa S.A. E.S.P.	505	314
Red de Energía del Perú S.A.	160	331
Transcogas S.A. E.S.P.	<u>497</u>	<u>56</u>
	<u>\$ 1.450</u>	<u>\$ 1.288</u>
Costos y gastos		
Emgesa S.A. E.S.P.	202	461
Codensa S.A. E.S.P.	<u>513</u>	<u>1.780</u>
	<u>\$ 715</u>	<u>\$ 2.241</u>

12. PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES

El siguiente es el detalle de las provisiones contabilizadas por la Empresa al 31 de diciembre de 2005 y al 30 de septiembre de 2005.

	31 de diciembre de 2005	30 de septiembre de 2005
Provisión para contingencias	\$ 40.943	\$ 42.693
Otras provisiones	<u>5.153</u>	<u>8.440</u>
	46.096	51.133
Menos:		
Pasivos estimados y provisiones a largo plazo	<u>(40.943)</u>	<u>(42.693)</u>
	<u>\$ 5.153</u>	<u>\$ 8.440</u>
Las provisiones para contingencias corresponden a:		
Administrativas	\$ 26.843	\$ 27.660
Civiles	2.645	3.027
Laborales	5.601	6.152
Fiscales	<u>5.854</u>	<u>5.854</u>
	<u>\$ 40.943</u>	<u>\$ 42.693</u>

En el año 2001, se presentó una acción de grupo en contra de la EEB, Emgesa y la CAR por los supuestos perjuicios materiales y morales ocasionados por el daño ambiental producido en el embalse del Muña. La pretensión inicial de los demandantes es de US\$1.500 millones aproximadamente. Así mismo, existe una acción popular por cuantía indeterminada contra

Codensa S.A. E.S.P., la EEB y la Alcaldía Mayor de Bogotá a fin de que se ordene recuperar los activos del servicio de alumbrado público junto con los respectivos perjuicios económicos. La Gerencia de la Empresa y sus asesores legales consideran que estas demandas son infundadas por lo que estiman que estas contingencias son remotas.

De otra parte, en la actualidad la Empresa está llevando a cabo el cumplimiento de una sentencia emitida por el Tribunal Superior de Bogotá producto de una acción popular que le ordenó a la EEB proceder a adoptar las medidas técnicas y jurídicas necesarias para mitigar los impactos ambientales que el Embalse del Muña genera sobre la población de Sibaté. La Empresa conformó una Mesa Técnica de Trabajo, coordinada por la Universidad de los Andes, con la participación de especialistas internacionales, con el objetivo de analizar la situación del Muña y proponer acciones tendientes a mejorar su calidad ambiental. Como resultado, la Empresa se encuentra adelantando un plan de acción que incluye obras civiles y acciones tendientes al mejoramiento ambiental del Embalse y a disminuir el grado de polución a índices aceptables. Estas actividades están siendo supervisadas por un comité de vigilancia que para tal efecto lo ordena la sentencia, integrado por representantes de la Empresa, el Ministerio de Medio Ambiente, Municipio de Sibaté, Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, Ministerio Público, Ecofondo y un delegado del Defensor del Pueblo en asuntos ambientales. El comité de vigilancia es el encargado de verificar el cumplimiento de la sentencia proferida contra la Empresa y de supervisar que el plan de acción se lleve a cabo.

Por otra parte, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca mediante sentencia del 25 de agosto de 2004, en desarrollo de otro proceso, relacionado con el Embalse del Muña, aprobó el Pacto de Cumplimiento presentado por la Empresa el cual contiene las mismas obras y acciones que conforman el Plan de Acción que la Empresa está llevando a cabo en el municipio de Sibaté, en cumplimiento de la sentencia del Tribunal Superior de Bogotá, incluyendo adicionalmente, el mantenimiento de las obras por un año más.

Al 30 de septiembre de 2005, la Empresa suscribió convenios con Emgesa S.A. E.S.P. y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá S.A. E.S.P., con el objeto de participar en las obras y actividades tendientes a: a) retiro del buchón en el Embalse del Muña y terminación del estudio denominado "Definición y Valoración Técnica de Alternativas de Sectorización, Operación y Manejo y Modelación Hidrodinámica y de Calidad del Agua del Embalse del Muña, b) Definición del modelo y selección de alternativas para seguir con las obras dentro del Embalse y c) Definición de compromisos a asumir por las partes a la finalización del convenio, con el objeto de implementar fases posteriores a la ejecución. En consecuencia, se constituyó un encargo fiduciario en la Fiduciaria de Occidente por \$7.738 millones (Ver Nota 4).

Al 31 de diciembre de 2005, el valor de las reclamaciones de la Empresa por litigios administrativos, fiscales, civiles y laborales ascienden a \$86.014 millones (\$90.016 al 30 de septiembre de 2005), y otros por importes indeterminados. Con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, la Empresa ha provisionado \$40.943 millones, (\$42.693 al 30 de septiembre de 2005) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias.

De las provisiones constituidas, la Empresa al 31 de diciembre de 2005 tiene registradas provisiones para contingencias de carácter fiscal por valor de \$5.854 millones, los cuales corresponden a la provisión para el pago del impuesto de Industria y Comercio en el municipio del Colegio por los años anteriores a 1997.

La administración de la Empresa estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para los intereses de la Empresa y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa la posición financiera de la Empresa.

13. DEUDA A LARGO PLAZO

	Tasa de interés	31 de diciembre de 2005	30 de septiembre de 2005
Kreditansantal Fur Wiederaufbau	5.5%	\$ 12.118	\$ 13.431
Credit Suisse	Sin interés	8.383	8.593
Banco Davivienda	DTF + 3%	20.715	20.209
BBVA	DTF + 1,8%	38.958	38.141
BBVA	DTF + 1,6%	<u>7.001</u>	<u>6.859</u>
Subtotal		87.175	87.233
Menos - Porción corriente		<u>(11.687)</u>	<u>(10.475)</u>
		<u>\$ 75.488</u>	<u>\$ 76.758</u>

La deuda en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2005 era \$4.499.031 Euros y \$4.837.913 Francos Suizos (\$4.798.966 Euros y \$4.837.913 Francos Suizos al 30 de septiembre de 2005, respectivamente).

Los instalamentos de deuda pagaderos en los próximos años son como siguen:

Año	Valor
2006	11.687
2007	40.613
2008	22.813
2009	2.813
2010	2.813
2011 y siguientes	<u>6.436</u>
	<u>\$ 87.175</u>

14. PENSIONES DE JUBILACIÓN Y BENEFICIOS COMPLEMENTARIOS

	31 de diciembre de 2005	30 de septiembre de 2005
Cálculo actuarial pensiones de jubilación	\$ 231.514	\$ 236.533
Menos - Porción corriente	<u>(30.854)</u>	<u>(30.854)</u>
Pensiones de jubilación a largo plazo	<u>\$ 200.660</u>	<u>\$ 205.679</u>
El gasto registrado en el estado de resultados por concepto de pensiones de jubilación se compone así:		
Pagos de pensiones (empleados jubilados)	<u>\$ 8.579</u>	<u>\$ 21.860</u>

El valor de la obligación por concepto de pensiones al final de cada período se determina con base en cálculos actuariales. Dichos cálculos fueron elaborados por un actuario independiente de acuerdo al Decreto 2783 de 2001, la Ley 797 de enero de 2003, la Ley 860 de diciembre de 2003, la sentencia C754 del 10 de agosto de 2004 de la Corte Constitucional y el Acto Legislativo 01 de 2005, teniendo en cuenta una tasa DANE del 6,078% al 31 de diciembre de 2005 (6,08 al 30 de septiembre de 2005). El número de personas cobijadas en el cálculo actuarial es 1.991 al 31 de diciembre de 2005 y 1.990 al 30 de septiembre de 2005.

En acta 1291 del 20 de agosto de 1998, la Junta Directiva de la Empresa autorizó la constitución contable del Fondo de Pensiones mediante la reclasificación de inversiones temporales de la Empresa a una cuenta por cobrar denominada Administración de Pensiones, con la finalidad de mantener en todo momento los fondos disponibles para el pago de las pensiones de los jubilados a cargo de la Empresa y sus trabajadores activos. Este fondo es de uso restringido y exclusivo para el pago de las pensiones y equivale al 100% del pasivo pensional determinado cada año mediante el correspondiente cálculo actuarial.

En acta 1325 del 2 de noviembre de 2000, la Junta Directiva ordenó la segregación operativa del Fondo de Pensiones de la Empresa. En julio de 2002, la EEB suscribió un contrato con Fiducolombia y Consorcio Pensiones Energía (conformado por Fiduciaria Previsora y Fiduciaria Bogotá) cuyo objeto es la constitución de un patrimonio autónomo para administrar los recursos financieros destinados a respaldar las obligaciones pensionales y el pago de las mismas, así como la administración del personal pensionado. Para tal efecto, Fiducolombia participa con la administración del 60% de los pensionados y el consorcio "Pensiones Energía", con la administración del 40% restante. De acuerdo con los mencionados contratos, el patrimonio autónomo ascenderá al monto del capital necesario para atender las obligaciones pensionales a cargo de la Empresa y a favor del personal pensionado actual y futuro y debe corresponder al monto de las obligaciones pensionales, en la proporción adjudicada a cada Fiduciaria. El patrimonio autónomo tendrá ajustes o nuevos aportes en la medida en que se requiera. La vigencia del contrato es por un periodo de cinco (5) años.

Al 31 de diciembre de 2005, el Fondo de Pensiones asciende a \$218.401 (\$224.333 al 30 de septiembre de 2005) los cuales se encuentran reflejados dentro de las cuentas por cobrar a largo plazo (Ver Nota 4). De acuerdo con los contratos suscritos con las Fiduciarías que manejan

dichos patrimonios, la diferencia entre el valor del pasivo pensional y el valor del patrimonio autónomo al 31 de diciembre, será reintegrado o trasladado entre la Empresa y las Fiduciarias, dependiendo de la naturaleza de las diferencias, en abril y mayo de cada año, respectivamente. En mayo de 2005, la Empresa transfirió \$22.389 millones para ajustar el valor de los patrimonios autónomos al valor del cálculo actuarial al 31 de diciembre de 2004.

En adición al pasivo por pensiones de jubilación, la Empresa registra el pasivo por beneficios médicos y otras prestaciones adicionales a que tienen derecho los pensionados, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Por lo tanto, se está aprovisionando el pasivo que, a valor presente, cubre la obligación estimada por beneficios proyectados de los pensionados a la fecha de cierre del ejercicio. Al 31 de diciembre de 2005, el cálculo actuarial por este concepto ascendió a \$59.710 y \$57.910 al 30 de septiembre de 2005.

15. IMPUESTOS

Impuesto sobre la renta – La Empresa está sujeta al impuesto de renta a una tarifa aplicable del 35% sobre la renta líquida. Adicionalmente, de conformidad con la Ley 788 de 2002, la Empresa se encuentra sometida a una sobretasa al impuesto de renta equivalente al 10% del impuesto a cargo, con lo cual la tasa acumulada de impuesto corresponde al 38,5%.

De conformidad con el Artículo 191 del Estatuto Tributario, las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios no se encuentran sujetas a renta presuntiva.

Los años gravables 2003 y 2004 están abiertos para revisión de las autoridades tributarias.

A continuación se presentan las partidas conciliatorias entre la utilidad comercial y la renta líquida gravable así:

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2005	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2005
Utilidad antes de impuestos	\$ 9.694	\$ 578.551
Menos:		
Ingresos no constitutivos de renta	(913)	(566.472)
Otros gastos deducibles	(4.350)	(14.383)
Ingresos no fiscales	(5.898)	(14.119)
Más:		
Ingresos fiscales	156	517
Gastos y costos no deducibles	<u>7.187</u>	<u>24.970</u>
Renta líquida	5.876	9.064
Mas (Menos) – Rentas exentas	<u>1.134</u>	<u>(1.134)</u>
Renta líquida gravable	<u>\$ 7.010</u>	<u>\$ 7.930</u>

A continuación se presentan las partidas conciliatorias entre el patrimonio contable y el fiscal:

	31 de diciembre de 2005	30 de septiembre de 2005
Patrimonio contable	\$ 5.063.601	\$ 5.324.994
Reajustes fiscales	650.125	625.592
Activos y provisiones	116.886	115.157
Pasivos estimados y provisiones	105.060	104.857
Valorizaciones	<u>(3.128.432)</u>	<u>(2.891.570)</u>
Patrimonio fiscal	<u>\$ 2.807.239</u>	<u>\$ 3.279.030</u>

El saldo neto de la cuenta corrección monetaria fiscal, es el siguiente:

Inversiones	\$ 17.900	\$ 110.348
Inventarios	67	348
Propiedad, planta y equipo	1.941	9.246
Patrimonio	(24.926)	(133.947)
Otros	<u>555</u>	<u>2.700</u>
Corrección monetaria fiscal	<u>\$ (4.463)</u>	<u>\$ (11.305)</u>

Impuesto para preservar la seguridad democrática - Mediante el decreto 1838 del 10 de agosto de 2002 el gobierno nacional creó el impuesto para preservar la seguridad democrática, el cual se causó por una sola vez sobre el patrimonio líquido que poseían los declarantes del impuesto de renta y complementarios al 31 de agosto de 2002, a una tarifa del 1,2%. Este impuesto no será deducible o descontable del impuesto sobre la renta. La Empresa al 31 de agosto de 2002, de acuerdo con las disposiciones de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, causó y registró dicho impuesto por \$9.603 millones como cargo diferido el cual está siendo amortizado hasta diciembre de 2007. Al 31 de diciembre de 2005 el saldo por este concepto pendiente de amortizar es de \$3.601 millones y la diferencia por \$6.002 millones se encuentra registrada en resultados.

Impuesto al patrimonio - Mediante la Ley 863 del 29 de diciembre de 2003 el gobierno nacional creó el impuesto al patrimonio para los años gravables 2004, 2005 y 2006. La base imponible del Impuesto al Patrimonio está constituida por el valor del patrimonio líquido del contribuyente poseído el 1 de enero de cada año gravable aplicando una tarifa del 0.3%. La Empresa al 31 de diciembre de 2005 tiene registrado en sus resultados un gasto por impuesto al patrimonio por el año gravable 2005 por \$2.124 millones y a la fecha éste impuesto ya fue cancelado.

Impuesto de industria y comercio - La Empresa declara y paga el Impuesto de Industria y Comercio sobre sus ingresos a las tarifas del 1,104%, 0,966%, 0,414% en Bogotá, 0,6% en Mosquera, 0,8% en Cartagena y Cúcuta, 0,4% en La-Mesa y 1% en El Colegio, Funza, Soacha y Ubalá.

16. PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS

Capital – El capital autorizado es 237.000.000 de acciones de valor nominal de \$10.000 cada una, de las cuales 85.871.565 acciones estaban suscritas y pagadas al 31 de diciembre de 2005, (92.592.408 acciones al 30 de septiembre de 2005) distribuidas así:

	Número de acciones	%
Distrito Capital	70.023.922	81,544947
ECOPETROL	6.310.980	7,349325
Capital Energía S.A.	4.720.105	5,496703
Endesa Internacional S.A.	2.596.058	3,023187
Enersis S.A.	1.213.741	1,413438
Chilectra S.A.	910.306	1,060078
Trabajadores y extrabajadores de la EEB	48.425	0,056392
Empresa de Telecomunicaciones de Bogotá S.A. E.S.P.	39.303	0,045769
Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá E.S.P.	7.861	0,009154
Financiera Energética Nacional	393	0,000458
Asociación de Ingenieros de la EEB	393	0,000458
Sociedad de pensionados de la EEB	39	0,000045
Fondo de empleados energía	39	0,000045
	<u>85.871.565</u>	<u>100.00</u>

La Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. celebrada el 29 de octubre de 2004, aprobó efectuar una reducción de capital por \$240.021 millones con devolución de aportes a favor de los accionistas. Una vez obtenidas las autorizaciones del Ministerio de la Protección Social y Superintendencia de Sociedades la Empresa efectuó dicha reducción en el mes de julio de 2005.

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., celebrada el 27 de octubre de 2005, aprobó efectuar una readquisición de acciones por \$282.533 millones con cargo a las utilidades netas correspondientes al período entre el 1 de enero y 30 de septiembre de 2005, para lo cual se constituyó una reserva cuyo objeto fue adelantar el proceso de readquisición de acciones de la Empresa, hasta por dicho monto y en las condiciones que estableció la Junta Directiva. En noviembre de 2005, culminó el proceso de readquisición, mediante el cual la Empresa adquirió 6.720.843 acciones a \$42.000 cada una para un valor total de readquisición de \$282.275 millones.

Adicionalmente, en dicha Asamblea ordenó repartir dividendos por \$223.164 millones contra la utilidad de septiembre de 2005. Adicionalmente, se aprobó adelantar los trámites para efectuar la reducción de capital por \$193.723 millones con devolución de aportes a favor de los accionistas.

Revalorización del patrimonio - La revalorización de patrimonio no puede distribuirse como utilidades pero puede capitalizarse.

Reserva legal - De acuerdo con la ley colombiana, la Empresa debe transferir como mínimo el 10% de las utilidades del año a una reserva legal, hasta que ésta sea igual al 50% del capital suscrito. Esta reserva no está disponible para ser distribuida, pero puede ser utilizada para absorber pérdidas.

Reserva para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas - Para efectos de que las utilidades del ejercicio 1997 disfruten de la exención del impuesto sobre la renta del artículo 211 del Estatuto Tributario, éstas fueron apropiadas como reserva para la rehabilitación, extensión y reposición de los sistemas para la prestación del servicio público domiciliario.

17. INGRESOS OPERACIONALES

Los ingresos operacionales por \$15.838 millones al 31 de diciembre de 2005 (\$48.576 al 31 de septiembre de 2005), corresponden principalmente los servicios facturados por XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P., como administrador y liquidador de cuentas del Sistema de Transmisión Nacional, por el uso de líneas y redes de la Empresa para transmisión de energía en Colombia.

18. INGRESOS VARIOS

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2005	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2005
Recuperación de provisiones (1)	\$ 6.101	\$ 13.188
Otras recuperaciones	2.385	8.286
Arrendamientos	453	1.855
Servicios	189	517
Alumbrado navideño	1.114	19
Otros	13	-
	<u>\$ 10.255</u>	<u>\$ 23.865</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2005 incluye \$5.019 millones correspondiente a la recuperación del valor del cálculo actuarial y \$1.082 millones correspondiente a la recuperación de contingencias por procesos jurídicos. Al 30 de septiembre de 2005 incluye \$12.725 millones correspondiente a la recuperación de contingencias por procesos jurídicos.

19. INGRESO EXTRAORDINARIO

En noviembre de 2004, Codensa aprobó una reducción parcial de su capital, la cual fue autorizada por las autoridades competentes en julio de 2005. Como consecuencia de ésta reducción de capital, la Empresa recibió una devolución de aportes en efectivo por \$476.257, los cuales fueron registrados \$193.723 como menor valor del costo de las inversiones y \$282.534 como un ingreso extraordinario. Este ingreso extraordinario corresponde a la recuperación del valor en libros de activos que habían sido provisionados en años anteriores y equivale al importe de reversión de la parte proporcional de las valorizaciones previamente

registradas, las cuales se realizan como ingreso extraordinario debido a la devolución de aportes en efectivo por un mayor valor que el costo de la inversión registrada en libros.

20. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2005	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2005
Servicios personales	\$ 1.653	\$ 5.499
Contribuciones imputadas	317	905
Contribuciones efectivas	1.152	3.646
Aportes sobre nómina	60	173
Pensiones de jubilación	8.579	21.860
Amortización cálculo actuarial y beneficios complementarios	1.800	5.664
Servicios médicos	921	2.250
Honorarios	1.973	4.069
Estudios y proyectos	186	166
Servicios públicos	84	252
Publicidad y propaganda	188	373
Impuestos (1)	788	8.486
Vigilancia y seguridad	204	383
Comunicación y transporte	254	480
Mantenimiento, materiales y suministros	1.775	2.782
Seguros	209	687
Otros gastos generales	2.150	3.416
Depreciaciones	179	553
Amortizaciones	249	312
Provisión para protección de inversiones	-	520
Provisión para deudores	1.108	8.629
Provisión para contingencias	-	1.140
(Menos) Gastos asignados al negocio de transmisión	<u>(1.048)</u>	<u>(2.563)</u>
	<u>\$ 22.781</u>	<u>\$ 69.682</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2005 incluye \$203 millones correspondiente a impuesto de industria y comercio y \$450 millones del impuesto a la seguridad democrática.

En cumplimiento de lo ordenado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Empresa implantó el sistema de costos basado en actividades de que trata la Ley 142 de 1993. Los criterios y factores de distribución fueron discutidos y aprobados en Comité de Gerencia con base en un estudio preparado por la Gerencia Financiera.

Los gastos de administración arriba mencionados fueron redistribuidos a los siguientes centros de costos:

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2005	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2005
Asociados al negocio regulado de transmisión Transporte de Energía	\$ 1.048	\$ 2.563
Actividades administrativas y financieras no asociadas al negocio de transmisión	<u>19.409</u>	<u>47.479</u>
	20.457	50.042
Impuestos	788	8.486
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	<u>1.536</u>	<u>11.154</u>
	<u>\$ 22.781</u>	<u>\$ 69.682</u>

21. CUENTAS DE ORDEN

	31 de diciembre de 2005	30 de septiembre de 2005
Derechos contingentes bienes entregados en garantía (1)	\$ 160.142	\$ 103.098
Fiscales	675.996	50.713
Otras cuentas deudoras	<u>(238)</u>	<u>(238)</u>
	<u>835.900</u>	<u>153.573</u>
Responsabilidades contingentes:		
Civiles	1.763	2.018
Laborales	6.143	7.358
Administrativas	23.210	23.993
Obligaciones fiscales	<u>13.979</u>	<u>13.979</u>
	<u>45.095</u>	<u>47.348</u>
Acreedoras de control		
Contratos de servicios	22.609	20.624
Ordenes de compra	32.461	11.618
Aportes de capital	399.214	466.422
Capital proveniente de Revalorización de Patrimonio	<u>459.501</u>	<u>459.501</u>
	<u>913.785</u>	<u>958.165</u>
	<u>\$ 1.794.780</u>	<u>\$ 1.159.086</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2005 y al 30 de septiembre de 2005, las cuentas de orden Derechos Contingentes incluyen el valor de la prenda sobre las acciones que tiene la Empresa en Red de Energía del Perú S.A. como garantía de obligaciones que tiene dicha compañía con entidades financieras.

**Empresa de Energía de Bogotá
S.A. E.S.P.**

*Estados Financieros por los Periodos
Terminados el 30 de Septiembre de 2006 y 31
de Diciembre de 2005 e Informe del Revisor
Fiscal*

Deloitte.

Deloitte & Touche Ltda.
Cra. 7 N° 74 - 09
A.A. 075874
Nit. 860.005.813-4
Bogotá D.C.
Colombia

Tel. +57(1) 5461810 - 5461815
Fax: +57(1) 2178088
www.deloitte.com.co

INFORME DEL REVISOR FISCAL

A los accionistas de
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.:


He auditado los balances generales de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. al 30 de septiembre de 2006 y 31 de diciembre de 2005 y los correspondientes estados de resultados, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2006 y por el período de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2005. Tales estados financieros son responsabilidad de la administración de la Empresa. Entre mis funciones se encuentra la de expresar una opinión sobre estos estados financieros con base en mis auditorías.

Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones y llevar a cabo mi trabajo de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Tales normas requieren que planifique y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de errores significativos. Una auditoría de estados financieros incluye examinar, sobre una base selectiva, la evidencia que soporta las cifras y las revelaciones en los estados financieros. Una auditoría también incluye, evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones contables significativas hechas por la administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros. Considero que mis auditorías me proporcionan una base razonable para expresar mi opinión.

En mi opinión, los estados financieros antes mencionados, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. al 30 de septiembre de 2006 y 31 de diciembre de 2005, los resultados de sus operaciones, los cambios en su patrimonio, los cambios en su situación financiera y sus flujos de efectivo por el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2006 y por el período de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2005, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, aplicados sobre bases uniformes.

Además, informo que durante dichos períodos la Empresa ha llevado su contabilidad conforme a las normas legales y la técnica contable; las operaciones registradas en los libros de contabilidad y los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y de la Junta Directiva; la correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas y de registro de acciones se llevan y se conservan

debidamente; el informe de gestión de los administradores guarda la debida concordancia con los estados financieros básicos, y los aportes al Sistema de Seguridad Social Integral se efectuaron en forma correcta y oportuna. Mi evaluación del control interno, efectuada con el propósito de establecer el alcance de mis pruebas de auditoría, no puso de manifiesto que la Empresa no haya seguido medidas adecuadas de control interno y de conservación y custodia de sus bienes y de los de terceros que estén en su poder.


FRANCISCA MELO ZAPATA
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No. 96320-T

17 de octubre de 2006

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

BALANES GENERALES AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2006 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2005
(En millones de pesos colombianos)

	30 de septiembre de 2006	31 de diciembre de 2005		30 de septiembre de 2006	31 de diciembre de 2005
ACTIVOS:			PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS:		
ACTIVO CORRIENTE:			PASIVO CORRIENTE:		
Efectivo	\$ 12.471	\$ 336	Porción corriente de la deuda a largo plazo (Nota 13)	\$ 41.591	\$ 11.687
Inversiones temporales (Nota 7)	72.797	328.966	Cuentas y documentos por pagar (Nota 10)	24.286	129.570
Cuentas y documentos por cobrar (Nota 4)	293.335	59.285	Obligaciones laborales	30.811	31.659
Inventarios (Nota 5)	5.340	5.151	Pasivos estimados y provisiones (Nota 12)	11.365	5.153
Gastos pagados por anticipado	1.231	1.570			
			Total pasivo corriente	108.053	178.069
Total activo corriente	385.694	395.308	PASIVOS A LARGO PLAZO:		
CUENTAS POR COBRAR A LARGO PLAZO (Nota 4)	15.382	32.600	Deuda a largo plazo (Nota 13)	37.551	75.488
DEPÓSITOS ENTREGADOS EN ADMINISTRACIÓN - PENSIONES (Notas 4 y 14)	215.145	218.401	Pensiones de jubilación, menos porción corriente (Nota 14)	203.824	200.660
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, Neto (Nota 6)	177.274	161.726	Beneficios complementarios a pensiones de jubilación, menos porción corriente	57.243	55.734
INVERSIONES PERMANENTES (Nota 7)	1.656.836	1.655.517	Pasivos estimados y provisiones (Nota 12)	39.863	40.943
OTROS ACTIVOS, Neto (Nota 8)	23.148	22.511			
VALORIZACIONES (Nota 9)	3.133.158	3.128.432	Total pasivo a largo plazo	338.481	372.825
TOTAL ACTIVOS	\$ 5.606.637	\$ 5.614.495	Total pasivos	446.534	550.894
CUENTAS DE ORDEN (Nota 20)	\$ 1.902.273	\$ 1.794.780	PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS: (Nota 16)		
			Capital	664.993	858.716
			Prima en colocación de acciones	97.412	97.412
			Reservas	323.157	322.457
			Resultado de ejercicios anteriores	67.466	67.466
			Resultado del periodo	292.071	6.995
			Superávit donado	6.655	6.655
			Superávit por valorizaciones	3.133.158	3.128.432
			Superávit método de participación	-	277
			Revalorización del patrimonio	575.191	575.191
			Total patrimonio de los accionistas	5.160.103	5.063.601
			TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	\$ 5.606.637	\$ 5.614.495
			CUENTAS DE ORDEN (Nota 20)	\$ 1.902.273	\$ 1.794.780

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.


ASTRID MARTÍNEZ ORTÍZ
Representante Legal


JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 53918-T


FRANCISCA MELÓ ZAPATA
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No. 96320-T
(Ver mi informe adjunto)

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE RESULTADOS POR EL PERIODO DE NUEVE MESES TERMINADO EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2006 Y POR PERÍODO DE TRES MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2005.

(En millones de pesos colombianos, excepto el número de acciones y el resultado neto por acción).

	30 de septiembre de 2006	31 de diciembre de 2005
INGRESOS:		
Ingresos operacionales (Nota 17)	\$ 49.608	\$ 15.858
Costo de ventas	<u>(17.365)</u>	<u>(7.137)</u>
Utilidad bruta	<u>32.243</u>	<u>8.721</u>
Dividendos e intereses ganados (Nota 7)	313.804	15.110
Diferencia en cambio	6.305	(409)
Utilidad método de participación	2.991	439
Ingresos varios (Nota 18)	<u>12.145</u>	<u>10.255</u>
	<u>335.245</u>	<u>25.395</u>
GASTOS:		
Gastos de administración (Nota 19)	(67.549)	(22.781)
Gastos financieros	<u>(4.347)</u>	<u>(1.641)</u>
	<u>(71.896)</u>	<u>(24.422)</u>
Utilidad antes de impuesto de renta	295.592	9.694
IMPUESTO DE RENTA (Nota 15)	<u>(3.521)</u>	<u>(2.699)</u>
RESULTADO NETO DEL PERIODO	<u>\$ 292.071</u>	<u>\$ 6.995</u>
NUMERO DE ACCIONES	<u>85.871.565</u>	<u>85.871.565</u>
RESULTADO NETO POR ACCION	<u>\$ 3.401,25</u>	<u>\$ 81,46</u>

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2004 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2005
(En millones de pesos colombianos)

	Reservas													Total patrimonio de los accionistas
	Capital	Prima en colocación de acciones	Legal	Para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas	A disposición de los accionistas	Para readquisición de acciones	Total reservas	Resultado de ejercicios anteriores	Resultado del periodo	Superávit donado	Superávit por valorizaciones	Superávit método de participación	Revalorización del patrimonio	
SALDOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2004	\$ 925.924	\$ 97.412	\$ 137.825	\$ 125.696	\$ 1.386	\$ -	\$ 264.907	\$ (12.251)	\$ 575.498	\$ 6.655	\$ 2.891.570	\$ 88	\$ 575.191	\$ 5.324.994
Aplicaciones	-	-	57.530	-	-	282.533	340.883	12.251	(352.334)	-	-	-	-	(223.164)
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	-	(223.164)	-	-	-	-	(282.275)
Requisición de acciones	(67.208)	-	-	-	-	(282.533)	(282.533)	67.466	-	-	-	-	-	236.862
Valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	6.995	-	236.862	-	-	6.995
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	189	-	189
Método de participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2005	\$ 858.716	\$ 97.412	\$ 195.375	\$ 125.696	\$ 1.386	\$ -	\$ 322.457	\$ 67.466	\$ 6.995	\$ 6.655	\$ 3.128.432	\$ 277	\$ 575.191	\$ 5.063.601
Aplicaciones	-	-	700	-	-	-	700	-	(700)	-	-	-	-	-
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.295)	-	-	-	-	(6.295)
Reducción de capital	(193.723)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(193.723)
Valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.726	-	-	4.726
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	292.071	-	-	-	-	292.071
Método de participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(277)	-	(277)
SALDOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2005	\$ 664.993	\$ 97.412	\$ 196.075	\$ 125.696	\$ 1.386	\$ -	\$ 323.157	\$ 67.466	\$ 252.071	\$ 6.655	\$ 3.133.158	\$ -	\$ 575.191	\$ 5.160.103

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE CAMBIOS EN LA SITUACIÓN FINANCIERA POR EL PERIODO DE NUEVE MESES TERMINADO EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2006 Y POR PERÍODO DE TRES MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2005.
(En millones de pesos colombianos).

	30 de septiembre de 2006	31 de diciembre de 2005
CAPITAL DE TRABAJO OBTENIDO DE:		
Utilidad neta del período	\$ 292.071	\$ 6.995
Partidas que no requirieron capital de trabajo -		
Depreciaciones y amortizaciones	7.048	4.684
Diferencia en cambio	(2.807)	77
Valuación portafolio en patrimonio autónomo	(5.118)	(2.465)
Recuperaciones y provisiones	5.686	(667)
Utilidad método de participación	(2.991)	(439)
Amortización (Recuperación) pensiones de jubilación	2.596	(4.301)
Capital de trabajo obtenido de las operaciones	296.485	3.884
Disminución en inversiones permanentes	1.425	-
Disminución de cuentas por cobrar a largo plazo	25.592	8.919
Total capital de trabajo obtenido	<u>323.502</u>	<u>12.803</u>
CAPITAL DE TRABAJO UTILIZADO EN:		
Aumento en propiedades, planta y equipo	(21.406)	(5.821)
Aumento en otros activos	(1.589)	-
Disminución en obligaciones financieras	(40.087)	(1.104)
Reducción de capital	(193.723)	-
Readquisición de acciones	-	(282.275)
Pago de dividendos	(6.295)	(223.164)
Total capital de trabajo utilizado	<u>(263.100)</u>	<u>(512.364)</u>
AUMENTO (DISMINUCIÓN) EN EL CAPITAL DE TRABAJO	<u>\$ 60.402</u>	<u>\$ (499.561)</u>
CAMBIOS EN LOS COMPONENTES DEL CAPITAL DE TRABAJO:		
Efectivo	\$ 12.135	\$ (822)
Inversiones temporales	(256.169)	(333.092)
Cuentas y documentos por cobrar	234.050	(53.387)
Inventarios	189	161
Gastos pagados por anticipado	181	(85)
Porción corriente de la deuda a largo plazo	(29.904)	(1.212)
Cuentas y documentos por pagar	105.284	(114.297)
Obligaciones laborales	848	(114)
Pasivos estimados y provisiones	(6.212)	3.287
AUMENTO (DISMINUCIÓN) EN EL CAPITAL DE TRABAJO	<u>\$ 60.402</u>	<u>\$ (499.561)</u>

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO POR EL PERIODO DE NUEVE MESES TERMINADO EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2006 Y POR PERÍODO DE TRES MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2005.
(En millones de pesos colombianos).

	30 de septiembre de 2006	31 de diciembre de 2005
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Utilidad neta del período	\$ 292.071	\$ 6.995
Ajustes para conciliar el resultado con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciaciones y amortizaciones	7.048	4.893
Diferencia en cambio	(6.270)	77
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(5.118)	(2.465)
Recuperaciones y provisiones	8.177	-
Utilidad método de participación	(2.991)	(439)
Amortización (Recuperación) pensiones de jubilación	<u>2.596</u>	<u>(6.101)</u>
	295.513	2.960
Cambios en activos y pasivos de operación, neto		
Cuentas y documentos por cobrar	(210.962)	62.306
Inventarios	(238)	(161)
Gastos pagados por anticipado	(181)	(124)
Cuentas y documentos por pagar	(105.284)	114.297
Obligaciones laborales	(848)	114
Pensiones de jubilación	2.077	1.800
Pasivos estimados y provisiones	<u>4.334</u>	<u>(3.955)</u>
	(15.589)	177.237
	<u>(15.589)</u>	<u>177.237</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Aumento de activos fijos	(21.406)	(5.821)
Aumento en otros activos	(1.589)	-
Disminución de inversiones permanentes	1.425	-
Disminución de inversiones temporales	<u>259.495</u>	<u>333.092</u>
	237.925	327.271
	<u>237.925</u>	<u>327.271</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
(Disminución) Aumento de la deuda	(10.183)	109
Reducción de capital	(193.723)	-
Readquisición de acciones	-	(282.275)
Pago de dividendos	<u>(6.295)</u>	<u>(223.164)</u>
	(210.201)	(505.330)
	<u>(210.201)</u>	<u>(505.330)</u>
CAMBIOS NETOS EN EL EFECTIVO	12.135	(822)
EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	<u>336</u>	<u>1.158</u>
EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	<u>\$ 12.471</u>	<u>\$ 336</u>

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2006 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2005 (En millones de pesos colombianos, excepto cuando se indique lo contrario)

1. ENTE ECONÓMICO

De conformidad con la Ley 142 de 1994 y el Acuerdo 01 de 1996 del Concejo Distrital, el 31 de mayo de 1996 la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. se transformó de empresa industrial y comercial del estado del orden distrital a una sociedad por acciones. La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (en adelante EEB o la Empresa) transformada en empresa de servicios públicos bajo la Ley 142 continuó dedicada a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.

El 24 de enero de 1997, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Empresa aprobó el plan presentado por la Gerencia y sus Asesores para la reestructuración de la Empresa y la vinculación de inversionistas privados. El 23 de octubre de 1997, dicho plan culminó con la segregación de los negocios a través de la creación de dos Compañías, una dedicada a la generación (EMGESA S.A. E.S.P.) y otra a la distribución y comercialización de energía (CODENSA S.A. E.S.P.), quedando en la EEB, únicamente la actividad de transmisión de energía y el Centro Regional de Despacho.

Para la constitución de las nuevas compañías, la EEB aportó a cada una los activos y pasivos de generación y distribución y comercialización, respectivamente, a cambio de una participación del 51,5% en el capital de dichas compañías. Así mismo, como parte de este proceso, los inversionistas estratégicos Capital Energía S.A. y Luz de Bogotá S.A. hicieron aportes en efectivo por el 48,5% del capital de EMGESA S.A. E.S.P. y CODENSA S.A. E.S.P., respectivamente. Además, Capital Energía S.A. y Luz de Bogotá S.A. adquirieron cada una un 5,5% del capital de la EEB. Todas las obligaciones entre las partes quedaron consignadas en los Acuerdos Marco de Inversión que regulan las relaciones entre los accionistas y todos los acuerdos para la constitución y el desarrollo operativo de las compañías.

El 9 de julio de 2004 la Sociedad Luz de Bogotá S.A. se liquidó y su participación en la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. fue distribuida a las sociedades Endesa Internacional S.A., Enersis S.A. Agencia Islas Caimán y Chilectra S.A. Agencia Islas Caimán con participaciones accionarias del 3,02%, 1,41% y 1,06%, respectivamente.

El 13 de diciembre de 2005 la Superintendencia de Sociedades expidió la resolución No.320003991 autorizando la reforma estatutaria de Capital Energía S.A., consistente en la escisión de la sociedad, donde la misma es disuelta sin liquidarse, dividiendo totalmente su patrimonio entre las sociedades beneficiarias de la escisión. De acuerdo con lo estipulado por la Superintendencia, este proceso se protocolizó el 26 de enero de 2006, de esta forma la participación de esta compañía en la Empresa de Energía de Bogotá fue transferida de forma

proporcional a Endesa Internacional y Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P., quien cedió el usufructo de las mismas a la compañía Proyectos de Energía S.A.

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La Empresa se rige principalmente por la Ley 142 ó Estatuto de Servicios Públicos, la Ley 143, que estableció las disposiciones que norman las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, sus estatutos, los acuerdos marcos de inversión y las demás disposiciones contenidas en el Código de Comercio.

Las Leyes 142 y 143 del 11 de Julio de 1994 establecieron una nueva estructura de competencia, el régimen económico, tarifario y de subsidios para las ventas de electricidad y demás aspectos de operación y regulación del sector.

Las tarifas aplicables al servicio de transmisión de energía son reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es un Organismo Técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía.

3. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Los estados financieros fueron preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, los cuales están prescritos por disposiciones legales. Asimismo, aplica el Plan de Contabilidad para Entes Prestadores de Servicios Públicos y el Sistema Unificado de Costos y Gastos, y el Plan General expedido por la Contaduría General de la Nación.

Ciertos principios contables aplicados por la Empresa que están de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, difieren de los principios de contabilidad generalmente aceptados en otros países.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas por la Empresa:

- a. *Unidad monetaria* – De acuerdo con disposiciones legales, la unidad monetaria utilizada por la Empresa para su contabilidad es el peso colombiano.
- b. *Periodo contable* – De acuerdo con el acta No. 1.410 de la Junta Directiva del 10 de agosto de 2006, la Empresa decidió efectuar el corte de sus estados financieros al 30 de septiembre de 2006 con el propósito de distribuir utilidades.

Los estados financieros adjuntos por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2006 y 31 de diciembre de 2005 corresponden a periodos de nueve y tres meses, respectivamente. Este cambio de periodo contable afecta la comparabilidad de las cifras de los estados financieros.

- c. *Ajustes por inflación* – Hasta el 31 de diciembre de 2001, los activos y pasivos no monetarios, con excepción de los inventarios, y las cuentas de patrimonio, con excepción

del superávit por valorizaciones, se ajustaron para reconocer los efectos de la inflación utilizando porcentajes de ajuste determinados con base en la variación del índice general de precios al consumidor. La corrección monetaria, así determinada, fue incluida en los resultados de cada período.

Mediante las Resoluciones No. 364 de noviembre de 2001 y 027 de enero de 2002, emitidas por el Contador General de la Nación se eliminó la aplicación del sistema de ajustes integrales por inflación para efectos contables a partir del 1 de enero del 2002. El valor de los ajustes por inflación registrados hasta el 31 de diciembre de 2001 hace parte del saldo de los activos y del valor en libros para todos los efectos.

- d. *Conversión de moneda extranjera* – Las operaciones en moneda extranjera se contabilizan a las tasas de cambio aplicables que estén vigentes en el momento de realizarse la transacción. Al cierre de cada ejercicio los saldos por cobrar o por pagar en moneda extranjera se actualizan a la tasa de cambio representativa de mercado certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia (\$2.394,31 por US\$ al 30 de septiembre de 2006, y \$2.284,22 por US\$ al 31 de diciembre de 2005). La ganancia o pérdida en cambio, así determinada, es incluida en los resultados del período, salvo la causada por deudas contraídas para la adquisición de activos, la cual es capitalizada hasta que los mismos estén en condiciones de enajenación y/o uso.
- e. *Provisión para deudores* – La provisión para cuentas de clientes de difícil cobro se estableció de conformidad con las políticas definidas por la Sociedad, la cual establece que la provisión de cartera se efectúa sobre el 100% las deudas vencidas mayores a 360 días.
- f. *Inventarios* – Se registran al costo promedio o a su valor neto de realización, el menor.
- g. *Propiedades, planta y equipo* – Se contabilizan al costo y se ajustaban por inflación hasta el 31 de diciembre de 2001. Se deprecian en línea recta de acuerdo con las siguientes tasas promedio de depreciación:

Edificaciones	2%	50 años
Plantas y ductos / subestaciones	4%	25 años
Redes, líneas y cables	2%	50 años
Maquinaria y equipo	6,6%	15 años
Equipo científico	10%	10 años
Muebles y enseres	10%	10 años
Equipo de comunicación	10%	10 años
Equipo de transporte, tracción y elevación	20%	5 años
Equipo de comedor, cocina y despensa	10%	10 años
Equipo de computación	20%	5 años

- h. *Valorizaciones de propiedades, planta y equipo* – Corresponden a las diferencias existentes entre el valor de los avalúos técnicos y el valor en libros de las propiedades, planta y equipo.

Estas valorizaciones se contabilizan en cuentas separadas dentro de los activos y como un superávit por valorizaciones, el cual no es susceptible de distribución. Si al cierre del ejercicio el valor de los avalúos es menor al valor en libros, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

i. *Inversiones*

Temporales – Las inversiones temporales son registradas al costo y los rendimientos financieros se causan con base en la Tasa Interna de Retorno - TIR - resultante al momento de la compra de cada título valor.

Permanentes – Las inversiones en acciones en compañías no controladas se registran a su costo de adquisición y en compañías controladas se registran inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se ajustan bajo el método de participación patrimonial. Las inversiones en moneda extranjera son convertidas a pesos colombianos a tasas de cierre y su resultado se compara con el valor intrínseco. Para las inversiones en compañías controladas y no controladas, cualquier exceso del valor de mercado o del valor intrínseco sobre el costo ajustado al cierre del ejercicio es contabilizado como valorización, con crédito a la cuenta patrimonial de superávit por valorizaciones. Si al cierre del ejercicio su valor de mercado o su valor intrínseco es menor que el costo ajustado, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

Las inversiones que constituyen los patrimonios autónomos en Fideicomisos de Administración de Pensiones son valuadas a precios de mercado determinados por las fiduciarias y su efecto es reconocido en resultados.

j. *Otros activos*

Diferidos – Corresponde a los costos incurridos en la compra de software y algunos proyectos de inversión, los cuales se están amortizando en línea recta por un período de tres años.

El impuesto para preservar la seguridad democrática según la Carta Circular No. 038 de 2003 expedida por la Contaduría General de la Nación, se registra como cargo diferido y se amortiza hasta el 31 de diciembre de 2007.

Intangibles – Se registra principalmente el crédito mercantil adquirido correspondiente a la diferencia entre el costo de adquisición de las inversiones en acciones de capital, que de acuerdo con las normas vigentes, conlleven el control en los términos establecidos en la legislación comercial, y el valor intrínseco de las acciones adquiridas. El crédito mercantil es amortizado en un periodo máximo de 20 años por el método de línea recta.

k. *Obligaciones laborales* – Las obligaciones laborales se ajustan al fin de cada ejercicio con base en las disposiciones legales y los convenios laborales vigentes.

Los ajustes periódicos del pasivo por pensiones de jubilación, directamente a cargo de la Empresa, se hacen con base en estudios actuariales ceñidos a las normas legales. Los incrementos en la obligación actuarial son cargados directamente a resultados.

La Empresa registra el pasivo y sus actualizaciones por beneficios complementarios a pensiones de jubilación tales como servicios médicos y otras prestaciones adicionales a que tienen derecho los jubilados, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Por lo tanto, se está aprovisionando el pasivo que, a valor presente, cubre la obligación estimada por éstos beneficios proyectados a la fecha de cierre del ejercicio con cargo a resultados.

- l. *Impuesto de renta* – La provisión para impuestos de renta se determina con base en la utilidad comercial con el objeto de relacionar adecuadamente los ingresos del período con sus costos y gastos correspondientes y se registra por el monto del pasivo estimado. El efecto de las diferencias temporales que implique el pago de un menor o mayor impuesto en el año corriente, calculado a tasas actuales, se registra como un impuesto diferido por pagar o por cobrar según aplique, siempre que exista una expectativa razonable de que dichas diferencias se reviertan.
- m. *Cuentas de orden* – Se registran bajo cuentas de orden principalmente los derechos y responsabilidades contingentes y las diferencias entre las cifras contables y fiscales y otras cuentas de control.
- n. *Reconocimiento de ingresos, costos y gastos* – Los ingresos por ventas se reconocen en el período cuando se prestan los servicios. Los costos y gastos se registran con base en su causación. De acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, las partidas que corresponden a la corrección de errores contables de períodos anteriores se incluyen en los resultados del período en que se descubren.
- o. *Uso de estimaciones* – Las políticas contables que sigue la Empresa están de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, lo que requiere que la Administración efectúe ciertas estimaciones y utilice ciertos supuestos para determinar la valuación de algunas de las partidas individuales de los estados financieros y para efectuar las revelaciones que se requiere efectuar en los mismos. Aún cuando pueden llegar a diferir de su efecto final, la Administración considera que las estimaciones y supuestos utilizados fueron los adecuados en las circunstancias.
- p. *Utilidad neta por acción* – Se determina tomando como base la utilidad neta del ejercicio dividida entre el número de acciones en circulación.
- q. *Estado de flujos de efectivo* – Los estados de flujos de efectivo se han preparado de acuerdo al método indirecto. El efectivo y el equivalente en efectivo presentado en los estados de flujos de efectivo, corresponde a los conceptos de efectivo e inversiones corrientes.
- r. *Reclasificaciones* – Algunas cifras de los estados financieros de 2005 fueron reclasificadas para fines comparativos, y se presentan bajo las denominaciones de las cuentas señaladas en el plan único de cuentas.

4. CUENTAS Y DOCUMENTOS POR COBRAR

	30 de septiembre de 2006	31 de diciembre de 2005
Cuentas por cobrar a vinculados (Nota 11)	\$ 38.244	\$ 25.555
Cuentas por cobrar a clientes	13.318	12.616
Deudores varios (1)	233.544	48.106
Anticipos y avances (2)	46.298	23.649
Depósitos entregados en Administración – Pensiones (Nota 14)	215.145	218.401
Encargos Fiduciarios – Muña (Nota 12)	2.862	7.738
Otros encargos fiduciarios (3)	2.086	-
Deudas de difícil cobro	<u>1.317</u>	<u>990</u>
	552.814	337.055
Menos – Provisión para deudas de dudoso recaudo	<u>(28.952)</u>	<u>(26.769)</u>
	523.862	310.286
Menos – Cuentas por cobrar a largo plazo	(15.382)	(32.600)
Depósitos entregados en Administración – Pensiones	<u>(215.145)</u>	<u>(218.401)</u>
	<u>\$ 293.335</u>	<u>\$ 59.285</u>

- (1) Al 30 de septiembre de 2006, incluye principalmente dividendos por cobrar por \$200.948 millones, cuotas partes pensionales por \$19.233 millones y compartibilidad pensional por \$11.192 millones. Al 31 de diciembre de 2005, incluye principalmente dividendos por cobrar por \$17.192 millones, cuotas partes pensionales por \$18.590 millones y compartibilidad pensional por \$10.052 millones.
- (2) Al 30 de septiembre de 2006, incluye principalmente los anticipos otorgados por \$35.061 millones, para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión a 230 kV Betania – Altamira – Mocoa – Pasto (Jamondino) – Frontera con Ecuador, mediante el proceso de Convocatoria Pública Internacional UPME 01-2005. Adicionalmente el 17 de mayo de 2006 se entregó a Hydro-Québec International Inc. un anticipo por USD \$3.000.000 para futura suscripción de acciones para la compra del Consorcio Transmantaro en Perú.
- (3) Al 30 de septiembre de 2006 corresponde a la constitución del Encargo Fiduciario Tominé por \$1.778 millones y el Patrimonio Autónomo para Electrificación Rural por \$308 millones en convenio con la Gobernación de Cundinamarca.

El detalle de la provisión de cartera es el siguiente:

Saldo inicial	\$ 26.769	\$ 25.698
Provisión	2.972	1.108
Recuperación	(331)	-
Castigo	<u>(458)</u>	<u>(37)</u>
Saldo final	<u>\$ 28.952</u>	<u>\$ 26.769</u>

Las cuentas por cobrar a largo plazo por \$15.382 millones al 30 de septiembre de 2006 (\$32.600 al 31 de diciembre de 2005) vencen en los años 2007 y siguientes, las cuales corresponden principalmente a compañías vinculadas (Ver Nota 11), los encargo fiduciarios Muña (Ver Nota 12) y Tominé y al Patrimonio Autónomo de Electrificación Rural.

5. INVENTARIOS

	30 de septiembre de 2006	31 de diciembre de 2005
Almacenes	\$ 6.635	\$ 6.396
Inventario en poder de terceros	695	695
Menos – Provisión para inventarios	<u>(1.990)</u>	<u>(1.940)</u>
	<u>\$ 5.340</u>	<u>\$ 5.151</u>

El movimiento de la provisión de inventarios es el siguiente:

Saldo inicial	\$ 1.940	\$ 1.941
Provisión	50	-
Recuperaciones	<u>-</u>	<u>(1)</u>
Saldo final	<u>\$ 1.990</u>	<u>\$ 1.940</u>

6. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

No depreciables –		
Terrenos	\$ 2.992	\$ 3.003
Construcciones en curso	<u>24.000</u>	<u>7.044</u>
	<u>26.992</u>	<u>10.047</u>
Depreciables –		
Edificaciones	18.735	18.715
Plantas y ductos / subestaciones	96.076	93.048
Redes, líneas y cables	171.916	171.916
Maquinaria y equipo	1.933	577
Equipo científico	-	637
Muebles y enseres	334	349
Equipo de comunicación y computación	5.883	5.934
Equipo de transporte, tracción y elevación	576	615
Equipo de comedor, cocina, despensa	<u>72</u>	<u>72</u>
	<u>295.525</u>	<u>291.863</u>
Subtotal	322.517	301.910
Menos -		
Depreciación acumulada	(111.889)	(106.598)
Provisión para propiedades, planta y equipo	<u>(33.354)</u>	<u>(33.586)</u>
	<u>\$ 177.274</u>	<u>\$ 161.726</u>

7. INVERSIONES

	30 de septiembre de 2006	31 de diciembre de 2005
Inversiones temporales:		
Títulos de Tesorería TES	\$ 4.933	\$ 41.445
Certificados de Depósito a Término	2.472	50.522
Bonos y Títulos	60.294	75.972
Derechos fiduciarios	<u>5.098</u>	<u>161.027</u>
Subtotal inversiones temporales	<u>72.797</u>	<u>328.966</u>
Inversiones permanentes:		
Acciones	1.662.283	1.656.037
Menos – Provisión para protección de inversiones	<u>(5.447)</u>	<u>(520)</u>
	<u>1.656.836</u>	<u>1.655.517</u>
	<u>\$ 1.729.633</u>	<u>\$ 1.984.483</u>

Al 30 de septiembre de 2006, los certificados de depósitos a término corresponden a US\$579.147 (US\$11.139.477 al 31 de diciembre de 2005) en moneda extranjera y en moneda nacional por \$1.085 millones (\$25.077 millones al 31 de diciembre de 2005).

Las inversiones en acciones al 30 de septiembre de 2006 corresponden a:

	Número de acciones	Porcentaje accionario	Costo
En compañías controladas:			
Transcogas S.A. E.S.P. (1)	183.599.975	71,99%	<u>\$ 26.157</u>
En compañías no controladas:			
Emgesa S.A. E.S.P.	78.851.122	51,51%	1.076.382
Codensa S.A. E.S.P.	68.036.719	51,51%	342.235
Red de Energía del Perú S.A.	28.864.000	40,00%	107.812
Gas Natural S.A. E.S.P.	9.229.121	24,99%	47.640
Isagén S.A. E.S.P. (2)	68.716.000	2,52%	34.610
Interconexión Eléctrica S.A.	17.535.441	1,83%	15.005
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	28.324	16,23%	3.807
Financiera Energética Nacional	22.122	0,53%	4.208
Gestión Energética S.A. E.S.P.	161.811.391	2,45%	2.662
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	11.050.014	0,09%	854
Banco Popular	8.772.703	0,11%	598
Electrificadora de la Costa Atlántica S.A. E.S.P.	4.417.787	0,06%	159

	Número de acciones	Porcentaje accionario	Costo
Promotora Hidroeléctrica Pescadero - Ituango S.A.	111.154	0,96%	117
Hidrosogamoso S.A.	1	0,70%	20
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	10	0,07%	10
Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P.	107.502.000	0,00043%	7
			<u>1.636.126</u>
			<u>\$ 1.662.283</u>

- (1) El 16 de junio de 2005 se adquirieron 53.999.985 acciones de Transportadora Colombiana de Gas - Transcogas S.A. E.S.P. por US\$12.500.000 a la tasa representativa del mercado (\$2.334,27 por US\$ del 15 de junio de 2005), el valor patrimonial de la inversión fue por \$10.207 millones y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por \$18.972 millones. (Ver Nota 8). En el mes de septiembre de 2005, la sociedad decidió capitalizar \$12.960 millones equivalentes a 129.599.990 acciones.
- (2) El 1° de junio de 2006 la Asamblea General de Accionistas de Isagén S.A. E.S.P. aprobó un cambio en el valor nominal de la acción pasando dicho valor de \$100.000 pesos a \$25 pesos cada acción. En consecuencia, la Empresa pasó de tener 17.179 acciones a 68.716.000 acciones.

De acuerdo con lo establecido por la normatividad vigente, el valor de la inversión en compañías controladas fue registrado según el método de participación, por lo cual la EEB reconoció ingresos no operacionales por \$2.991 millones al 30 de septiembre de 2006 (\$439 millones al 31 de diciembre de 2005), correspondientes a su participación en los resultados obtenidos por la compañía Transcogas S.A. E.S.P.

Del total de acciones de Codensa S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P., 20.010.799 y 23.191.507 respectivamente, corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de US\$0,10 por acción.

El 2 de agosto de 2002, la Empresa constituyó junto con Interconexión Eléctrica S.A. y Transelca S.A., la empresa Red de Energía del Perú S.A., para la explotación, operación y prestación del servicio y mantenimiento de los sistemas de transmisión eléctrica de Perú, por un período de 30 años. Como resultado de esta operación, la EEB aportó en calidad de accionista 147.783.680 Nuevos Soles como inversión y US\$25,411,287 como préstamo. El 15 de julio de 2003, la Empresa recibió de Red de Energía del Perú US\$20 millones como prepagado del préstamo que se tiene con dicha compañía, los cuales, según las condiciones pactadas, se recuperarían en un plazo no mayor a 8 años. Al 30 de septiembre de 2006, el saldo del préstamo a Red de Energía del Perú S.A. es de US\$2.811.287 más intereses por US\$996.658.

El siguiente es el detalle de los dividendos e intereses recibidos:

	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2006	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2005
Dividendos ganados	\$ 291.216	\$ 913
Intereses financieros ganados	<u>22.588</u>	<u>14.197</u>
	<u>\$ 313.804</u>	<u>\$ 15.110</u>

8. OTROS ACTIVOS

	30 de septiembre de 2006	31 de diciembre de 2005
Cargos diferidos (1)	\$ 5.087	\$ 3.739
Responsabilidades pendientes	2.551	2.557
Proyectos de uso común	57.287	57.287
Crédito mercantil	17.786	18.497
Bienes de arte y cultura	213	213
Derechos en clubes sociales	<u>62</u>	<u>62</u>
	82.986	82.355
Menos:		
Amortización proyectos de uso común	(57.287)	(57.287)
Provisión para responsabilidades pendientes	<u>(2.551)</u>	<u>(2.557)</u>
	<u>\$ 23.148</u>	<u>\$ 22.511</u>

(1) Al 30 de septiembre de 2006 incluye el impuestos para preservar la seguridad democrática por \$2.251 millones (\$3.601 millones al 31 de diciembre de 2005) según se describe en la Nota 15. Adicionalmente, incluye cargos por estudios y proyectos por \$2.486 millones y software aplicativo por \$350 millones.

El crédito mercantil se originó por la adquisición del 71.9998% de la Transportadora Colombiana de Gas S.A. ESP – Transcogas S.A. E.S.P. El criterio para su determinación se estableció con base en la diferencia entre el costo de adquisición de las acciones y el valor intrínseco de las mismas en el mes inmediatamente anterior a la fecha de compra. El crédito mercantil se está amortizando por el método de línea recta, en un plazo máximo de 20 años, de acuerdo con lo establecido en la normatividad vigente. Al 30 de septiembre de 2006, el valor acumulado del crédito mercantil es de \$18.972 millones y la amortización acumulada por \$1.186 millones (Al 31 de diciembre de 2005 era \$18.972 millones y la amortización acumulada por \$475 millones).

9. VALORIZACIONES

	30 de septiembre de 2006	31 de diciembre de 2005
Inversiones	\$ 3.000.039	\$ 2.995.112
Propiedades, planta y equipo	<u>133.119</u>	<u>133.320</u>
	<u>\$ 3.133.158</u>	<u>\$ 3.128.432</u>

El avalúo técnico de la Propiedad, Planta y Equipo fue elaborado al 30 de septiembre de 2004 por Promoción y Avalúo de Proyectos S.A. – PRATCO, bajo la metodología de costos de reposición o valores de mercado. Como resultado de dicho avalúo, se ajustaron los saldos de valorizaciones a \$133.320 millones y la provisión para propiedades, planta y equipo a \$39.464 millones al 30 de septiembre de 2004. El saldo de la provisión al 30 de septiembre de 2006 asciende a \$33.354 millones.

10. CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR

Proveedores nacionales	\$ 900	\$ 1.779
Acreedores varios (1)	11.354	4.285
Avances y anticipos de convenios (2)	1.719	-
Dividendos por pagar (3)	142	111.568
Depósitos recibidos de terceros (4)	10.065	11.660
Compañías vinculadas (Nota 11)	<u>106</u>	<u>278</u>
	<u>\$ 24.286</u>	<u>\$ 129.570</u>

- (1) Al 30 de septiembre de 2006, incluye principalmente servicios por \$8.442 millones y honorarios por servicios profesionales por \$1.127 millones.
- (2) Al 30 de septiembre de 2006, corresponde al anticipo del convenio suscrito por la Empresa con la Unidad Especial de Servicios Públicos (UESP) para llevar a cabo obras de reubicación de líneas en el relleno sanitario de Doña Juana.
- (3) Al 30 de septiembre de 2006 incluye el saldo de los dividendos por pagar a accionistas minoritarios. Al 31 de diciembre de 2005 corresponde a los dividendos pendientes de cancelar de acuerdo a la reunión del 27 de octubre de 2005, donde la Asamblea General Ordinaria de Accionistas ordenó distribuir dividendos por \$223.154 millones.
- (4) Incluye los depósitos de KFW por \$7.852 millones y \$2.026 millones del convenio suscrito entre la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá S.A. E.S.P. (Ver Nota 12), y \$187 millones del convenio suscrito con la Gobernación de Cundinamarca para llevar a cabo el proyecto de electrificación rural.

11. TRANSACCIONES CON COMPAÑÍAS VINCULADAS

	30 de septiembre de 2006	31 de diciembre de 2005
Activo:		
Cuentas por cobrar – (Nota 4)		
Codensa S.A. E.S.P.	\$ 48	\$ 362
Emgesa S.A. E.S.P.	53	262
Red de Energía del Perú S.A.	9.118	8.161
Transcogas S.A. E.S.P. (1)	<u>29.025</u>	<u>16.770</u>
	<u>\$ 38.244</u>	<u>\$ 25.555</u>
Pasivo:		
Cuentas por pagar – (Nota 10)		
Codensa S.A. E.S.P.	\$ 106	\$ 105
Emgesa S.A. E.S.P.	<u>-</u>	<u>173</u>
	<u>\$ 106</u>	<u>\$ 278</u>

(1) En el mes de agosto de 2006, la Empresa le otorgó un préstamo por \$12.148 millones, a una tasa del DTF + 6% el cual se vence en agosto de 2007. En el mes de septiembre de 2005, la Empresa le otorgó un préstamo por \$16.701 millones, a una tasa del DTF + 6% el cual se vence en agosto de 2007.

El siguiente es el efecto en resultados de las transacciones con empresas relacionadas adicionales a los dividendos recibidos descritos en la Nota 7:

	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2006	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2005
Ingresos		
Emgesa S.A. E.S.P.	\$ 291	\$ 288
Codensa S.A. E.S.P.	540	505
Red de Energía del Perú S.A.	647	160
Transcogas S.A. E.S.P. (1)	<u>1.784</u>	<u>497</u>
	<u>\$ 3.262</u>	<u>\$ 1.450</u>
Costos y gastos		
Emgesa S.A. E.S.P.	297	202
Codensa S.A. E.S.P.	2.228	513
Red de Energía del Perú S.A.	<u>51</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 2.576</u>	<u>\$ 715</u>

- (1) Incluye el valor de los intereses de los préstamos por \$1.610 millones, arrendamientos por \$24 millones y honorarios por asesorías por \$149 millones.

12. PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES

El siguiente es el detalle de las provisiones contabilizadas por la Empresa al 30 de septiembre de 2006 y al 31 de diciembre de 2005.

	30 de septiembre de 2006	31 de diciembre de 2005
Provisión para contingencias	\$ 39.863	\$ 40.943
Otras provisiones (1)	<u>11.365</u>	<u>5.153</u>
	51.228	46.096
Menos:		
Pasivos estimados y provisiones a largo plazo	<u>(39.863)</u>	<u>(40.943)</u>
	<u>\$ 11.365</u>	<u>\$ 5.153</u>

- (1) Al 30 de septiembre de 2006, incluye principalmente provisiones adicionales corto plazo por \$3.976 millones, provisión para impuesto de renta y complementarios por \$3.521 millones y para ICA de \$2.769 millones.

Las provisiones para contingencias corresponden a:

Administrativas	\$ 26.490	\$ 26.843
Civiles	2.750	2.645
Laborales	4.769	5.601
Fiscales	<u>5.854</u>	<u>5.854</u>
	<u>\$ 39.863</u>	<u>\$ 40.943</u>

En el año 2001, se presentó una acción de grupo en contra de la EEB, Emgesa y la CAR por los supuestos perjuicios materiales y morales ocasionados por el daño ambiental producido en el embalse del Muña. La pretensión inicial de los demandantes es de US\$1.500 millones aproximadamente. Así mismo, existe una acción popular por cuantía indeterminada contra Codensa S.A. E.S.P., la EEB y la Alcaldía Mayor de Bogotá a fin de que se ordene recuperar los activos del servicio de alumbrado público junto con los respectivos perjuicios económicos. La Gerencia de la Empresa y sus asesores legales consideran que estas demandas son infundadas por lo que estiman que estas contingencias son remotas.

De otra parte, en la actualidad la Empresa está llevando a cabo el cumplimiento de una sentencia emitida por el Tribunal Superior de Bogotá producto de una acción popular que le ordenó a la EEB proceder a adoptar las medidas técnicas y jurídicas necesarias para mitigar los impactos ambientales que el Embalse del Muña genera sobre la población de Sibaté. La Empresa conformó una Mesa Técnica de Trabajo, coordinada por la Universidad de los Andes, con la participación de especialistas internacionales, con el objetivo de analizar la situación del Muña y proponer acciones tendientes a mejorar su calidad ambiental. Como resultado, la

Empresa se encuentra adelantando un plan de acción que incluye obras civiles y acciones tendientes al mejoramiento ambiental del Embalse y a disminuir el grado de polución a índices aceptables. Estas actividades están siendo supervisadas por un comité de vigilancia que para tal efecto instaló el Juzgado Cuarto Civil del Circuito de Bogotá, éste comité está integrado por representantes de la Empresa, el Ministerio de Medio Ambiente, el Municipio de Sibaté, la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, el Ministerio Público, Ecofondo y un delegado del Defensor del Pueblo en asuntos ambientales. El comité de vigilancia es el encargado de verificar el cumplimiento de la sentencia proferida contra la Empresa y de supervisar que el plan de acción se lleve a cabo.

Por otra parte, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca mediante sentencia del 25 de agosto de 2004, en desarrollo de un proceso de acción popular relacionado con el Río Bogotá y el Embalse del Muña, aprobó el Pacto de Cumplimiento presentado por la Empresa el cual contiene las mismas obras y acciones que conforman el Plan de Acción que la Empresa está llevando a cabo en el municipio de Sibaté, en cumplimiento de la sentencia del Tribunal Superior de Bogotá, incluyendo adicionalmente, el mantenimiento de las obras por un dos años más.

Durante el año 2005, la Empresa suscribió convenios con Emgesa S.A. E.S.P. y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá S.A. E.S.P., con el objeto de participar en las obras y actividades tendientes a: a) retiro del buchón en el Embalse del Muña y terminación del estudio denominado "Definición y Valoración Técnica de Alternativas de Sectorización, Operación y Manejo y Modelación Hidrodinámica y de Calidad del Agua del Embalse del Muña", b) Definición del modelo y selección de alternativas para seguir con las obras dentro del Embalse y c) Definición de compromisos a asumir por las partes a la finalización del convenio, con el objeto de implementar fases posteriores a la ejecución. En consecuencia, se constituyó un encargo fiduciario en la Fiduciaria de Occidente por \$2.862 millones (\$7.738 millones al 31 de diciembre de 2005) (Ver Nota 4).

Al 30 de septiembre de 2006, el valor de las reclamaciones de la Empresa por litigios administrativos, fiscales, civiles y laborales ascienden a \$83.966 millones (\$86.038 millones al 31 de diciembre de 2005), y otros por importes indeterminados. Con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, la Empresa ha provisionado \$39.863 millones, (\$40.943 millones al 31 de diciembre de 2005) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias.

De las provisiones constituidas, la Empresa al 30 de septiembre de 2006 tiene registradas provisiones para contingencias de carácter fiscal por valor de \$5.854 millones, los cuales corresponden a la provisión para el pago del impuesto de Industria y Comercio en el municipio del Colegio por los años anteriores a 1997.

La administración de la Empresa estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para los intereses de la Empresa y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa la posición financiera de la Empresa.

13. DEUDA A LARGO PLAZO

	Tasa de interés	30 de septiembre de 2006	31 de diciembre de 2005
Kreditansantal Fur Wiederaufbau	5.5%	\$ 12.930	\$ 12.118
Credit Suisse	Sin interés	7.941	8.383
Banco Davivienda	DTF + 1,4%	20.163	20.715
BBVA	DTF + 1,4%	38.108	38.958
BBVA	DTF + 1,6%	-	7.001
Subtotal		79.142	87.175
Menos – Porción corriente		(41.591)	(11.687)
		<u>\$ 37.551</u>	<u>\$ 75.488</u>

La deuda en moneda extranjera al 30 de septiembre de 2006 era \$4.199.096 Euros y \$4.146.782 Francos Suizos (\$4.499.031 Euros y \$4.837.913 Francos Suizos al 31 de diciembre de 2005, respectivamente).

Los instalamentos de deuda pagaderos en los próximos años son como siguen:

Año	Valor
2006	\$ 1.086
2007	40.505
2008	24.057
2009	3.146
2010	3.146
2011 y siguientes	<u>7.202</u>
	<u>\$ 79.142</u>

14. PENSIONES DE JUBILACIÓN Y BENEFICIOS COMPLEMENTARIOS

Cálculo actuarial pensiones de jubilación	\$ 234.109	\$ 231.514
Menos - Porción corriente	<u>(30.285)</u>	<u>(30.854)</u>
Pensiones de jubilación a largo plazo	<u>\$ 203.824</u>	<u>\$ 200.660</u>
El gasto registrado en el estado de resultados por concepto de pensiones de jubilación se compone así:		
Pagos de pensiones (empleados jubilados)	<u>\$ 21.500</u>	<u>\$ 8.579</u>

El valor de la obligación por concepto de pensiones al final de cada período se determina con base en cálculos actuariales. Dichos cálculos fueron elaborados por un actuario independiente de acuerdo al Decreto 2783 de 2001, la Ley 797 de enero de 2003, la Ley 860 de diciembre de 2003, la sentencia C754 del 10 de agosto de 2004 de la Corte Constitucional y el Acto Legislativo 01 de 2005, teniendo en cuenta una tasa DANE del 5,34 % al 30 de septiembre de 2006 (6,078% al 31 de diciembre de 2005). El número de personas cobijadas en el cálculo actuarial es 1.983 al 30 de septiembre de 2006 y 1.991 al 31 de diciembre de 2005.

En acta 1291 del 20 de agosto de 1998, la Junta Directiva de la Empresa autorizó la constitución contable del Fondo de Pensiones mediante la reclasificación de inversiones temporales de la Empresa a una cuenta por cobrar denominada Administración de Pensiones, con la finalidad de mantener en todo momento los fondos disponibles para el pago de las pensiones de los jubilados a cargo de la Empresa y sus trabajadores activos. Este fondo es de uso restringido y exclusivo para el pago de las pensiones y equivale al 100% del pasivo pensional determinado cada año mediante el correspondiente cálculo actuarial.

En acta 1325 del 2 de noviembre de 2000, la Junta Directiva ordenó la segregación operativa del Fondo de Pensiones de la Empresa. En julio de 2002, la EEB suscribió un contrato con Fiducolombia y Consorcio Pensiones Energía (conformado por Fiduciaria Previsora y Fiduciaria Bogotá) cuyo objeto es la constitución de un patrimonio autónomo para administrar los recursos financieros destinados a respaldar las obligaciones pensionales y el pago de las mismas, así como la administración del personal pensionado. Para tal efecto, Fiducolombia participa con la administración del 60% de los pensionados y el consorcio "Pensiones Energía", con la administración del 40% restante. De acuerdo con los mencionados contratos, el patrimonio autónomo ascenderá al monto del capital necesario para atender las obligaciones pensionales a cargo de la Empresa y a favor del personal pensionado actual y futuro y debe corresponder al monto de las obligaciones pensionales, en la proporción adjudicada a cada Fiduciaria. El patrimonio autónomo tendrá ajustes o nuevos aportes en la medida en que se requiera. La vigencia del contrato es por un periodo de cinco (5) años.

Al 30 de septiembre de 2006, el Fondo de Pensiones asciende a \$215.145 (\$218.401 al 31 de diciembre de 2005) los cuales se encuentran reflejados dentro de las cuentas por cobrar a largo plazo (Ver Nota 4). De acuerdo con los contratos suscritos con las Fiduciarias que manejan dichos patrimonios, la diferencia entre el valor del pasivo pensional y el valor del patrimonio autónomo al 31 de diciembre, será reintegrado o trasladado entre la Empresa y las Fiduciarias, dependiendo de la naturaleza de las diferencias, en abril y mayo de cada año, respectivamente. En mayo de 2006, la Empresa transfirió \$13.112 millones para ajustar el valor de los patrimonios autónomos al valor del cálculo actuarial al 31 de diciembre de 2005.

En adición al pasivo por pensiones de jubilación, la Empresa registra el pasivo por beneficios médicos y otras prestaciones adicionales a que tienen derecho los pensionados, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Por lo tanto, se está aprovisionando el pasivo que, a valor presente, cubre la obligación estimada por beneficios proyectados de los pensionados a la fecha de cierre del ejercicio. Al 30 de septiembre de 2006, el cálculo actuarial por este concepto ascendió a \$61.219 millones y \$59.710 millones al 31 de diciembre de 2005.

15. IMPUESTOS

Impuesto sobre la renta – La Empresa está sujeta al impuesto de renta a una tarifa aplicable del 35% sobre la renta líquida. Adicionalmente, de conformidad con la Ley 788 de 2002, la Empresa se encuentra sometida a una sobretasa al impuesto de renta equivalente al 10% del impuesto a cargo, con lo cual la tasa acumulada de impuesto corresponde al 38,5%.

De conformidad con el Artículo 191 del Estatuto Tributario, las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios no se encuentran sujetas a renta presuntiva.

Los años gravables 2004 y 2005 están abiertos para revisión de las autoridades tributarias.

A continuación se presentan las partidas conciliatorias entre la utilidad comercial y la renta líquida gravable así:

	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2006	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2005
Utilidad antes de impuestos	\$ 295.592	\$ 9.694
Menos:		
Ingresos no constitutivos de renta	(288.491)	(913)
Otros gastos deducibles	(17.953)	(4.350)
Ingresos no fiscales	(7.033)	(5.898)
Más:		
Ingresos fiscales	1.921	156
Gastos y costos no deducibles	<u>25.109</u>	<u>7.187</u>
Renta líquida	9.145	5.876
Mas (Menos) – Rentas exentas	<u>-</u>	<u>1.134</u>
Renta líquida gravable	<u>\$ 9.145</u>	<u>\$ 7.010</u>

A continuación se presentan las partidas conciliatorias entre el patrimonio contable y el fiscal:

	30 de septiembre de 2006	31 de diciembre de 2005
Patrimonio contable	\$ 5.160.103	\$ 5.063.601
Reajustes fiscales	754.130	650.125
Activos y provisiones	122.885	116.886
Pasivos estimados y provisiones	107.294	105.060
Valorizaciones	<u>(3.133.158)</u>	<u>(3.128.432)</u>
Patrimonio fiscal	<u>\$ 3.011.254</u>	<u>\$ 2.807.240</u>

El saldo neto de la cuenta corrección monetaria fiscal, es el siguiente:

	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2006	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2005
Inversiones	\$ 90.714	\$ 17.900
Inventarios	327	67
Propiedad, planta y equipo	9.975	1.941
Patrimonio	(117.431)	(24.926)
Otros	2.835	555
Corrección monetaria fiscal	<u>\$ (13.580)</u>	<u>\$ (4.463)</u>

Impuesto para preservar la seguridad democrática - Mediante el decreto 1838 del 10 de agosto de 2002 el gobierno nacional creó el impuesto para preservar la seguridad democrática, el cual se causó por una sola vez sobre el patrimonio líquido que poseían los declarantes del impuesto de renta y complementarios al 31 de agosto de 2002, a una tarifa del 1,2%. Este impuesto no será deducible o descontable del impuesto sobre la renta. La Empresa al 31 de agosto de 2002, de acuerdo con las disposiciones de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, causó y registró dicho impuesto por \$9.603 millones como cargo diferido el cual está siendo amortizado hasta diciembre de 2007. Al 30 de septiembre de 2006, el saldo por este concepto pendiente de amortizar es de \$2.251 millones y la diferencia por \$7.352 millones se encuentra registrada en resultados.

Impuesto al patrimonio - Mediante la Ley 863 del 29 de diciembre de 2003 el gobierno nacional creó el impuesto al patrimonio para los años gravables 2004, 2005 y 2006. La base imponible del Impuesto al Patrimonio está constituida por el valor del patrimonio líquido del contribuyente poseído el 1 de enero de cada año gravable aplicando una tarifa del 0.3%. La Empresa al 30 de septiembre de 2006 tiene registrado en sus resultados un gasto por impuesto al patrimonio por el año gravable 2006 por \$2.489 millones y a la fecha éste impuesto ya fue cancelado.

Impuesto de industria y comercio - La Empresa declara y paga el Impuesto de Industria y Comercio sobre sus ingresos a las tarifas del 1,104%, 0,966%, 0,414% en Bogotá, 0,6% en Mosquera, 0,8% en Cartagena y Cúcuta, 0,4% en La Mesa y 1% en El Colegio, Funza, Soacha y Ubalá.

16. PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS

Capital - El capital autorizado es de 306.041.892 acciones de valor nominal de \$7.744,038 cada una (\$10.000 al 31 de diciembre de 2005), de las cuales 85.871.565 acciones estaban suscritas y pagadas al 30 de septiembre de 2006 y 31 de diciembre de 2005, dichas acciones se encuentran distribuidas así:

	Número de acciones	%
Distrito Capital	70.023.922	81,544947
ECOPETROL	6.310.980	7,349325
Endesa Internacional S.A.	4.044.658	4,710125
Central Hidroeléctrica de Betania S.A. (Usufructo Proyectos de Energía S.A.)	3.271.505	3,809766
Enersis S.A.	1.213.741	1,413438
Chilectra S.A.	910.306	1,060078
Trabajadores y extrabajadores de la EEB	48.425	0,056392
Empresa de Telecomunicaciones de Bogotá S.A. E.S.P.	39.303	0,045769
Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá E.S.P.	7.861	0,009154
Financiera Energética Nacional	393	0,000458
Asociación de Ingenieros de la EEB	393	0,000458
Sociedad de pensionados de la EEB	39	0,000045
Fondo de empleados energía	39	0,000045
	<u>85.871.565</u>	<u>100,00</u>

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., celebrada el 27 de octubre de 2005, aprobó efectuar una readquisición de acciones por \$282.533 millones con cargo a las utilidades netas correspondientes al período entre el 1 de enero y 30 de septiembre de 2005, para lo cual se constituyó una reserva cuyo objeto fue adelantar el proceso de readquisición de acciones de la Empresa, hasta por dicho monto y en las condiciones que estableció la Junta Directiva. En noviembre de 2005, culminó el proceso de readquisición, mediante el cual la Empresa adquirió 6.720.843 acciones a \$42.000 cada una para un valor total de readquisición de \$282.275 millones.

Adicionalmente, en dicha Asamblea se ordenó repartir dividendos por \$223.164 millones contra la utilidad de septiembre de 2005. Adicionalmente, se aprobó adelantar los trámites para efectuar la reducción de capital por \$193.723 millones con devolución de aportes a favor de los accionistas. Una vez obtenidas las autorizaciones del Ministerio de la Protección Social y Superintendencia de Sociedades la Empresa efectuó dicha reducción en el mes de septiembre de 2006.

Revalorización del patrimonio - La revalorización de patrimonio no puede distribirse como utilidades pero puede capitalizarse.

Reserva legal - De acuerdo con la ley colombiana, la Empresa debe transferir como mínimo el 10% de las utilidades del año a una reserva legal, hasta que ésta sea igual al 50% del capital suscrito. Esta reserva no está disponible para ser distribuida, pero puede ser utilizada para absorber pérdidas.

Reserva para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas - Para efectos de que las utilidades del ejercicio 1997 disfruten de la exención del impuesto sobre la renta del artículo 211 del Estatuto Tributario, éstas fueron apropiadas como reserva para la rehabilitación, extensión y reposición de los sistemas para la prestación del servicio público domiciliario.

17. INGRESOS OPERACIONALES

Los ingresos operacionales por \$49.608 millones al 30 de septiembre de 2006 (\$15.858 al 31 de diciembre de 2005), corresponden principalmente los servicios facturados por XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P., como administrador y liquidador de cuentas del Sistema de Transmisión Nacional, por el uso de líneas y redes de la Empresa para transmisión de energía en Colombia.

18. INGRESOS VARIOS

	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2006	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2005
Recuperación de provisiones (1)	\$ 821	\$ 6.101
Otras recuperaciones (2)	6.074	2.385
Arrendamientos	1.972	453
Servicios	555	189
Alumbrado navideño	-	1.114
Honorarios vinculados	149	-
Ajustes de ejercicios anteriores (3)	2.574	-
Otros	-	13
	<u>\$ 12.145</u>	<u>\$ 10.255</u>

(1) Al 30 de septiembre de 2006, incluye recuperaciones de provisiones de cartera por \$331 millones, provisiones de propiedad, planta y equipo por \$232 millones y recuperaciones de provisiones de contingencias y responsabilidades por \$258 millones. Al 31 de diciembre de 2005 incluye \$5.019 millones correspondiente a la recuperación del valor del cálculo actuarial y \$1.082 millones correspondiente a la recuperación de contingencias por procesos jurídicos.

(2) Al 30 de septiembre de 2006, incluye principalmente recuperaciones de cuotas partes pensionales por \$1.961 millones (\$748 millones al 31 de diciembre de 2005) y recuperaciones de compartibilidad pensional por \$3.493 millones (\$1.549 millones al 31 de diciembre de 2005).

(3) Al 30 de septiembre de 2006 corresponde a la recuperación de provisión por el impuesto de renta del año gravable 2005.

19. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Servicios personales	\$ 5.693	\$ 1.653
Contribuciones imputadas	893	317
Contribuciones efectivas	3.526	1.152
Aportes sobre nómina	179	60
Pensiones de jubilación	21.500	8.579

	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2006	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2005
Amortización cálculo actuarial y beneficios complementarios	4.384	1.800
Servicios médicos	2.457	921
Honorarios	3.382	1.973
Estudios y proyectos	-	186
Servicios públicos	188	84
Publicidad y propaganda	756	188
Impuestos (1)	9.321	788
Vigilancia y seguridad	440	204
Comunicación y transporte	399	254
Mantenimiento, materiales y suministros	2.565	1.775
Seguros	605	209
Otros gastos generales	3.262	2.150
Depreciaciones	520	179
Amortizaciones	927	249
Provisión para protección de inversiones	4.927	-
Provisión para deudores	2.972	1.108
Provisión para inventarios	50	-
Provisión para contingencias	1.049	-
(Menos) Gastos asignados al negocio de transmisión	(2.446)	(1.048)
	<u>\$ 67.549</u>	<u>\$ 22.781</u>

(1) Al 30 de septiembre de 2006 incluye \$4.067 millones del impuesto de industria y comercio, \$1.021 millones de impuesto predial, \$1.350 millones del impuesto a la seguridad democrática y \$2.489 millones del impuesto al patrimonio. Al 31 de diciembre de 2005, incluye \$203 millones correspondiente a impuesto de industria y comercio y \$450 millones del impuesto a la seguridad democrática.

En cumplimiento de lo ordenado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Empresa implantó el sistema de costos basado en actividades de que trata la Ley 142 de 1993. Los criterios y factores de distribución fueron discutidos y aprobados en Comité de Gerencia con base en un estudio preparado por la Gerencia Financiera.

Los gastos de administración arriba mencionados fueron redistribuidos a los siguientes centros de costos:

	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2006	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2005
Asociados al negocio regulado de transmisión		
Transporte de Energía	\$ 2.446	\$ 1.048
Actividades administrativas y financieras no asociadas al negocio de transmisión	<u>45.337</u>	<u>19.409</u>
	47.783	20.457
Impuestos	9.321	788
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	<u>10.445</u>	<u>1.536</u>
	<u>\$ 67.549</u>	<u>\$ 22.781</u>

20. CUENTAS DE ORDEN

	30 de septiembre de 2006	31 de diciembre de 2005
Derechos contingentes bienes entregados en garantía (1)	\$ 165.100	\$ 160.142
Fiscales	907.746	675.996
Otras cuentas deudoras	<u>(238)</u>	<u>(238)</u>
	<u>1.072.608</u>	<u>835.900</u>
Responsabilidades contingentes:		
Civiles	1.833	1.763
Laborales	5.166	6.143
Administrativas	23.125	23.210
Obligaciones fiscales	<u>13.979</u>	<u>13.979</u>
	<u>44.103</u>	<u>45.095</u>
Acreedoras de control		
Contratos de servicios	26.037	22.609
Ordenes de compra	94.533	32.461
Aportes de capital	205.491	399.214
Capital proveniente de Revalorización de Patrimonio	<u>459.501</u>	<u>459.501</u>
	<u>785.562</u>	<u>913.785</u>
	<u>\$ 1.902.273</u>	<u>\$ 1.794.780</u>

(1) Al 30 de septiembre de 2006 y al 31 de diciembre 2005, las cuentas de orden Derechos Contingentes incluyen el valor de la prenda sobre las acciones que tiene la Empresa en Red de Energía del Perú S.A. como garantía de obligaciones que tiene dicha compañía con entidades financieras.

***Empresa de Energía de Bogotá
S.A. E.S.P.***

***Estados Financieros por los Períodos
Terminados el 31 de Diciembre y el 30 de
Septiembre de 2006 e Informe del Revisor
Fiscal.***

Deloitte.

Deloitte & Touche Ltda.
Cra. 7 N° 74 - 09
A.A. 075874
Nit. 860.005.813-4
Bogotá D.C.
Colombia

Tel. +57(1) 5461810 - 5461815
Fax: +57(1) 2178088
www.deloitte.com.co

INFORME DEL REVISOR FISCAL

A los accionistas de
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.:


He auditado los balances generales de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. al 31 de diciembre y 30 de septiembre de 2006 y los correspondientes estados de resultados, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por el período de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2006 y por el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2006. Tales estados financieros son responsabilidad de la administración de la Empresa. Entre mis funciones se encuentra la de expresar una opinión sobre estos estados financieros con base en mis auditorías.

Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones y llevar a cabo mi trabajo de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Tales normas requieren que planifique y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de errores significativos. Una auditoría de estados financieros incluye examinar, sobre una base selectiva, la evidencia que soporta las cifras y las revelaciones en los estados financieros. Una auditoría también incluye, evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones contables significativas hechas por la administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros. Considero que mis auditorías me proporcionan una base razonable para expresar mi opinión.

En mi opinión, los estados financieros antes mencionados, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. al 31 de diciembre y 30 de septiembre de 2006, los resultados de sus operaciones, los cambios en su patrimonio, los cambios en su situación financiera y sus flujos de efectivo por el período de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2006 y por el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2006, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, aplicados sobre bases uniformes.

Además, informo que durante dichos períodos la Empresa ha llevado su contabilidad conforme a las normas legales y la técnica contable; las operaciones registradas en los libros de contabilidad y los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y de la Junta Directiva; la correspondencia, los comprobantes de

las cuentas y los libros de actas y de registro de acciones se llevan y se conservan debidamente; el informe de gestión de los administradores guarda la debida concordancia con los estados financieros básicos, y los aportes al Sistema de Seguridad Social Integral se efectuaron en forma correcta y oportuna. Mi evaluación del control interno, efectuada con el propósito de establecer el alcance de mis pruebas de auditoría, no puso de manifiesto que la Empresa no haya seguido medidas adecuadas de control interno y de conservación y custodia de sus bienes y de los de terceros que estén en su poder.


FRANCY ISVEVIA MELO ZAPATA
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No. 96320-T

8 de febrero de 2007

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

BALANCES GENERALES AL 31 DE DICIEMBRE Y 30 DE SEPTIEMBRE DE 2006
(En millones de pesos colombianos).

	31 de diciembre de 2006	30 de septiembre de 2006	31 de diciembre de 2006	30 de septiembre de 2006
ACTIVOS				
ACTIVO CORRIENTE:				
Efectivo (Nota 4)	\$ 51.344	\$ 12.471	\$ 147.988	\$ 41.591
Inversiones temporales (Nota 8)	144.264	72.797	153.290	24.286
Cuentas y documentos por cobrar (Nota 5)	245.837	293.335	558	526
Inventarios (Nota 6)	5.276	5.340	30.285	30.285
Gastos pagados por anticipado	1.838	1.751	3.976	3.976
Total activo corriente	448.559	385.694	1.318	7.389
CUENTAS POR COBRAR A LARGO PLAZO (Nota 4)	5.043	15.382	45.023	37.551
DEPÓSITOS ENTREGADOS EN ADMINISTRACIÓN - PENSIONES (Nota 5)	205.865	215.145	197.774	203.824
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, neto (Nota 7)	196.001	177.274	664.993	664.993
INVERSIONES PERMANENTES (Nota 8)	1.682.626	1.656.836	97.412	97.412
OTROS ACTIVOS, neto (Nota 9)	24.502	23.148	352.364	323.157
VALORIZACIONES (Nota 10)	3.239.435	3.133.158	67.466	67.466
TOTAL ACTIVOS	\$ 5.802.031	\$ 5.606.637	\$ 5.802.031	\$ 5.606.637
CUENTAS DE ORDEN (Nota 22)	\$ 1.886.837	\$ 1.902.273	\$ 1.886.837	\$ 1.902.273
PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS				
PASIVO CORRIENTE:				
Porción corriente de la deuda a largo plazo (Nota 14)				
Cuentas y documentos por pagar (Nota 11)				
Obligaciones laborales				
Pensiones de jubilación (Nota 15)				
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota 15)				
Pasivos estimados y provisiones (Nota 13)				
Total pasivo corriente	337.415	108.053	668.106	446.524
PASIVOS A LARGO PLAZO:				
Deuda a largo plazo (Nota 14)				
Pensiones de jubilación, menos porción corriente (Nota 15)				
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación, menos porción corriente (Nota 15)				
Pasivos estimados y provisiones (Nota 13)				
Total pasivo a largo plazo	668.106	446.524	664.993	664.993
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	\$ 5.802.031	\$ 5.606.637	\$ 5.802.031	\$ 5.606.637
CUENTAS DE ORDEN (Nota 22)	\$ 1.886.837	\$ 1.902.273	\$ 1.886.837	\$ 1.902.273

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

Astrid Martínez Ortiz
ASTRID MARTÍNEZ ORTIZ
Representante Legal

Julio Hernando Alarcon Velasco
JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 53918-T

Francy Isvevia Melo Zapata
FRANCY ISVEVIA MELO ZAPATA
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No. 96320-T
(Ver mi informe adjunto)

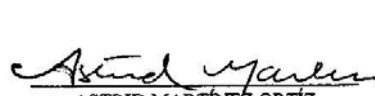

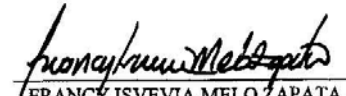
EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE RESULTADOS
POR EL PERIODO DE TRES MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2006
Y POR EL PERIODO DE NUEVE MESES TERMINADO EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2006
 (En millones de pesos colombianos, excepto el número de acciones y el resultado neto por acción).

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2006
INGRESOS OPERACIONALES (Nota 18)	\$ 16.938	\$ 49.608
COSTO DE VENTAS	<u>(6.731)</u>	<u>(17.365)</u>
Utilidad bruta	<u>10.207</u>	<u>32.243</u>
DIVIDENDOS E INTERESES GANADOS (Nota 8)	5.496	313.804
DIFERENCIA EN CAMBIO	(10.965)	6.305
UTILIDAD MÉTODO DE PARTICIPACIÓN (Nota 8)	617	2.991
INGRESOS VARIOS (Nota 19)	<u>27.963</u>	<u>12.145</u>
	<u>23.111</u>	<u>335.245</u>
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN (Nota 21)	(20.406)	(67.549)
GASTOS FINANCIEROS	<u>(2.415)</u>	<u>(4.347)</u>
	<u>(22.821)</u>	<u>(71.896)</u>
Utilidad antes de ingreso extraordinario	10.497	295.592
INGRESO EXTRAORDINARIO (Nota 20)	<u>117.050</u>	<u>-</u>
Utilidad antes de impuesto de renta	127.547	295.592
IMPUESTO DE RENTA (Nota 16)	<u>2.862</u>	<u>(3.521)</u>
RESULTADO NETO DEL PERIODO	<u>\$ 130.409</u>	<u>\$ 292.071</u>
NUMERO DE ACCIONES	<u>85.871.565</u>	<u>85.871.565</u>
RESULTADO NETO POR ACCION	<u>\$ 1.518,65</u>	<u>\$ 3.401,25</u>

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

 ASTRID MARTÍNEZ ORTÍZ Representante Legal	 JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO Contador Tarjeta Profesional No. 53918-T	 FRANCY ISVEVIA MELO ZAPATA Revisor Fiscal Tarjeta Profesional No. 96320-T (Ver mi informe adjunto)
--	---	--

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR EL PERÍODO DE TRES MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2006 Y POR EL PERÍODO DE NUEVE MESES TERMINADO EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2006
(En millones de pesos colombianos).

	Reservas										Total patrimonio de los accionistas	
	Capital suscrito y pagado	Primas en colocación de acciones	Legal	Para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas	A disposición de los accionistas	Total reservas	Resultado de ejercicios anteriores	Supervit donado	Supervit por valorizaciones	Supervit método de participación		Revalorización del patrimonio
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2005	\$ 858.716	\$ 97.412	\$ 195.375	\$ 125.696	\$ 1.386	\$ 322.457	\$ 67.466	\$ 6.655	\$ 3.128.432	\$ 277	\$ 575.191	\$ 5.063.601
Aplicaciones	-	-	700	-	-	700	(700)	-	-	-	-	(6.755)
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(6.293)	-	-	-	-	(193.722)
Reducción de capital	(193.722)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.726
Valorizaciones	-	-	-	-	-	-	292.071	-	4.726	-	-	292.071
Utilidad del período	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(272)	-	(272)
Método de participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SALDOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2006	\$ 664.993	\$ 97.412	\$ 196.075	\$ 125.696	\$ 1.386	\$ 323.157	\$ 67.466	\$ 6.655	\$ 3.133.158	-	\$ 575.191	\$ 5.189.102
Aplicaciones	-	-	29.207	-	-	29.207	(29.207)	-	-	-	-	(262.864)
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(262.864)	-	-	-	-	106.277
Valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	106.277	-	-	106.277
Utilidad del período	-	-	-	-	-	-	130.492	-	-	-	-	130.492
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006	\$ 664.993	\$ 97.412	\$ 225.282	\$ 125.696	\$ 1.386	\$ 352.364	\$ 67.466	\$ 6.655	\$ 3.239.435	\$ -	\$ 575.191	\$ 5.135.925

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido emitidos fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

Astrid Martínez Ortiz
ASTRID MARTÍNEZ ORTIZ
Representante Legal

Julió Hernando Narcon Velasco
JULIO HERNANDO NARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 33918-T

Francysuevia Melo Zapata
FRANCYSUEVIA MELO ZAPATA
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No. 94320-T
(Ver mi informe adjunto)

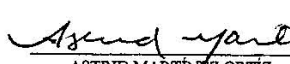


EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

**ESTADOS DE CAMBIOS EN LA SITUACIÓN FINANCIERA
POR EL PERIODO DE TRES MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2006 Y POR EL PERÍODO DE NUEVE
MESES TERMINADO EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2006
(En millones de pesos colombianos).**

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2006
CAPITAL DE TRABAJO OBTENIDO DE:		
Utilidad neta del período	\$ 130.409	\$ 292.071
Partidas que no requirieron capital de trabajo -		
Depreciaciones y amortizaciones	4.644	7.048
Diferencia en cambio	8.432	(2.807)
Valuación portafolio en patrimonio autónomo	-	(5.118)
Recuperaciones y provisiones	(7.008)	5.686
Utilidad método de participación	(617)	(2.991)
Amortización (Recuperación) pensiones de jubilación	(8.302)	2.596
Utilidad en venta de activos fijos	(4.975)	-
Ingreso extraordinario	(117.050)	-
Capital de trabajo obtenido de las operaciones	5.533	296.485
Disminución en inversiones permanentes	-	1.425
Disminución de cuentas por cobrar a largo plazo	19.619	25.592
Devolución capital Codensa	197.307	-
Aumento de obligaciones financieras	7.786	-
Total capital de trabajo obtenido	230.245	323.502
CAPITAL DE TRABAJO UTILIZADO EN:		
Aumento de inversiones permanentes	(114.129)	-
Aumento en propiedades, planta y equipo	(15.863)	(21.406)
Aumento en otros activos	(3.886)	(1.589)
Disminución en obligaciones financieras	-	(40.087)
Reducción de capital	-	(193.723)
Pago de dividendos	(262.864)	(6.295)
Total capital de trabajo utilizado	(396.742)	(263.100)
(DISMINUCIÓN) AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	\$ (166.497)	\$ 60.402
CAMBIOS EN LOS COMPONENTES DEL CAPITAL DE TRABAJO:		
Efectivo	\$ 38.873	\$ 12.135
Inversiones temporales	71.467	(256.169)
Cuentas y documentos por cobrar	(47.498)	234.050
Inventarios	(64)	189
Gastos pagados por anticipado	87	181
Porción corriente de la deuda a largo plazo	(106.397)	(29.904)
Cuentas y documentos por pagar	(129.004)	105.284
Obligaciones laborales	(32)	848
Pasivos estimados y provisiones	6.071	(6.212)
(DISMINUCIÓN) AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	\$ (166.497)	\$ 60.402

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

 ASTRID MARTÍNEZ ORTÍZ Representante Legal	 JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO Contador Tarjeta Profesional No. 53918-T	 FRANCYS ISVEVIA MELO ZAPATA Revisor Fiscal Tarjeta Profesional No. 96320-T (Ver mi informe adjunto)
--	---	---

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR EL PERIODO DE TRES MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2006 Y POR EL PERÍODO DE NUEVE
MESES TERMINADO EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2006
(En millones de pesos colombianos).

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2006
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Utilidad neta del periodo	\$ 130.409	\$ 292.071
Ajustes para conciliar el resultado con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciaciones y amortizaciones	4.644	7.048
Diferencia en cambio	10.966	(6.270)
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	-	(5.118)
Recuperaciones y provisiones	(10.428)	8.177
Utilidad método de participación	(617)	(2.991)
Amortización (Recuperación) pensiones de jubilación	(8.302)	2.596
Utilidad en venta de activos fijos	(4.975)	-
Ingreso extraordinario	(117.050)	-
	<u>4.647</u>	<u>295.513</u>
Cambios en activos y pasivos de operación, neto		
Cuentas y documentos por cobrar	71.151	(210.962)
Inventarios	59	(238)
Gastos pagados por anticipado	(87)	(181)
Otros activos	(3.886)	(1.589)
Cuentas y documentos por pagar	129.004	(105.284)
Obligaciones laborales	32	(848)
Pensiones de jubilación	-	2.077
Pasivos estimados y provisiones	(6.578)	4.334
	<u>194.342</u>	<u>(17.178)</u>
Fondos netos provistos por (usados en) las actividades de operación		
	<u>194.342</u>	<u>(17.178)</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Aumento de activos fijos	(15.863)	(21.406)
Disminución de inversiones permanentes, neto	83.178	1.425
Aumento (Disminución) de inversiones temporales	(74.103)	259.495
	<u>(6.788)</u>	<u>239.514</u>
Fondos netos (usados en) provistos por las actividades de inversión		
	<u>(6.788)</u>	<u>239.514</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Aumento (Disminución) de la deuda	114.183	(10.183)
Reducción de capital	-	(193.723)
Pago de dividendos	(262.864)	(6.295)
	<u>(148.681)</u>	<u>(210.201)</u>
Fondos netos usados en las actividades de financiación		
	<u>(148.681)</u>	<u>(210.201)</u>
CAMBIOS NETOS EN EL EFECTIVO	38.873	12.135
EFFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	12.471	336
EFFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	\$ 51.344	\$ 12.471

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

		
ASTRID MARTÍNEZ ORTÍZ Representante Legal	JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO Contador Tarjeta Profesional No. 53918-T	FRANCY ISVEVIA MELO ZAPATA Revisor Fiscal Tarjeta Profesional No. 96320-T (Ver mi informe adjunto)

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

AL 31 DE DICIEMBRE Y 30 DE SEPTIEMBRE DE 2006

(En millones de pesos colombianos, excepto cuando se indique lo contrario)

1. ENTE ECONÓMICO Y OPERACIONES

De conformidad con la Ley 142 de 1994 y el Acuerdo 01 de 1996 del Concejo Distrital, el 31 de mayo de 1996 la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. se transformó de empresa industrial y comercial del estado del orden distrital a una sociedad por acciones. La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (en adelante EEB o la Empresa) transformada en empresa de servicios públicos bajo la Ley 142 continuó dedicada a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.

El 24 de enero de 1997, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Empresa aprobó el plan presentado por la Gerencia y sus Asesores para la reestructuración de la Empresa y la vinculación de inversionistas privados. El 23 de octubre de 1997, dicho plan culminó con la segregación de los negocios a través de la creación de dos Compañías, una dedicada a la generación (EMGESA S.A. E.S.P.) y otra a la distribución y comercialización de energía (CODENSA S.A. E.S.P.), quedando en la EEB, únicamente la actividad de transmisión de energía y el Centro Regional de Despacho.

Para la constitución de las nuevas compañías, la EEB aportó a cada una los activos y pasivos de generación y distribución y comercialización, respectivamente, a cambio de una participación del 51,5% en el capital de dichas compañías. Así mismo, como parte de este proceso, los inversionistas estratégicos Capital Energía S.A. y Luz de Bogotá S.A. hicieron aportes en efectivo por el 48,5% del capital de EMGESA S.A. E.S.P. y CODENSA S.A. E.S.P, respectivamente. Además, Capital Energía S.A. y Luz de Bogotá S.A. adquirieron cada una un 5,5% del capital de la EEB. Todas las obligaciones entre las partes quedaron consignadas en los Acuerdos Marco de Inversión que regulan las relaciones entre los accionistas y todos los acuerdos para la constitución y el desarrollo operativo de las compañías.

Liquidación Luz de Bogotá S.A. – El 9 de julio de 2004 la Sociedad Luz de Bogotá S.A. se liquidó y su participación en la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. fue distribuida a las sociedades Endesa Internacional S.A., Enersis S.A. Agencia Islas Caimán y Chilectra S.A. Agencia Islas Caimán con participaciones accionarias del 3,02%, 1,41% y 1,06%, respectivamente.

Escisión de Capital Energía S.A. – El 13 de diciembre de 2005 la Superintendencia de Sociedades expidió la resolución No.320003991 autorizando la reforma estatutaria de Capital Energía S.A., consistente en la escisión de la sociedad, donde la misma es disuelta sin liquidarse, dividiendo totalmente su patrimonio entre las sociedades beneficiarias de la escisión. De acuerdo con lo estipulado por la Superintendencia, este proceso se protocolizó el 26 de enero de 2006, de esta forma la participación de esta compañía en la Empresa de Energía de

Bogotá fue transferida de forma proporcional a Endesa Internacional y Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P., quien cedió el usufructo de las mismas a la compañía Proyectos de Energía S.A.

Escisión de Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P.- La Superintendencia de Sociedades mediante Resolución 320-003011 del 30 de noviembre de 2006, aprobó la escisión parcial de activos de Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P., la cual fue protocolizada el 27 de diciembre de 2006 con la escritura No 511 de la Notaria 36 del círculo de Bogotá. El 17 de enero de 2007, La Empresa fue informada del perfeccionamiento de escisión parcial de Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P., por lo cual a partir de dicha fecha se inscribió como accionista de la empresa a Proyecto de Energía S.A. en su reemplazo.

Acuerdo de Integración Emgesa S.A. E.S.P. y Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. – De acuerdo con el acta No. 1.415 del 12 de diciembre de 2006, la Junta Directiva autorizó votar positivamente en la reunión de Asamblea de Accionistas de Emgesa S.A., la fusión de las sociedades Emgesa S.A. E.S.P. y Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P., para lo cual, durante el primer semestre de 2007 se adelantarán todos los trámites legales que permitirán perfeccionar la operación ante las Autoridades competentes.

Proceso de compra activos de Ecogas – Mediante el Decreto 1404 de Mayo de 2005, el Gobierno Nacional aprobó el programa de enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de la Empresa Colombiana de Gas – Ecogás (en adelante Ecogas), relacionados con el transporte de gas natural, su operación y explotación, mediante la constitución por suscripción sucesiva de acciones de la sociedad Transportadora de Gas del Interior S. A. E.S.P. - TGI S.A. E.S.P..

El 6 de diciembre de 2006 la Empresa resultó adjudicataria del 97,15% de las acciones de TGI S.A. E.S.P. por \$3,25 billones de pesos correspondientes al valor ofertado por la Empresa.

El 16 de febrero de 2007 fue celebrada la Asamblea General de Accionistas, en la cual se formalizó la constitución de la empresa Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P. – TGI S.A. E.S.P., la cual se llevo a cabo en la ciudad de Bucaramanga.

Créditos – Como consecuencia del proceso de compra de activos de Ecogas, en diciembre de 2006, la Empresa gestionó un crédito sindicado con los bancos ABN AMRO BANK, BBVA, Calyon, Mizuho y Bancolombia Panamá, por USD \$1.460 millones. Para lo anterior, fue necesario contar previamente con las autorizaciones de la Junta Directiva y Asamblea de Accionistas para el otorgamiento de las garantías correspondientes; resolución de gestión y resolución de endeudamiento emitidas por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

El cierre de esta operación de crédito se realizó el 29 de enero de 2007, y los desembolsos proporcionales por parte de cada uno de los bancos se efectuaron el 31 de enero de 2007. El crédito anteriormente descrito se garantizó con la firma de pagarés por parte de la Empresa. Como agente administrador de esta operación, se designó al ABN AMRO BANK.

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La Empresa se rige principalmente por la Ley 142 ó Estatuto de Servicios Públicos, la Ley 143, que estableció las disposiciones que norman las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, sus estatutos, los acuerdos marcos de inversión y las demás disposiciones contenidas en el Código de Comercio.

Las Leyes 142 y 143 del 11 de Julio de 1994 establecieron una nueva estructura de competencia, el régimen económico, tarifario y de subsidios para las ventas de electricidad y demás aspectos de operación y regulación del sector.

Las tarifas aplicables al servicio de transmisión de energía son reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es un Organismo Técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía.

3. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Los estados financieros fueron preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, los cuales están prescritos por disposiciones legales. Asimismo, aplica el Plan de Contabilidad para Entes Prestadores de Servicios Públicos y el Sistema Unificado de Costos y Gastos, y el Plan General expedido por la Contaduría General de la Nación.

Ciertos principios contables aplicados por la Empresa que están de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, difieren de los principios de contabilidad generalmente aceptados en otros países.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas por la Empresa:

- a. *Unidad monetaria* – De acuerdo con disposiciones legales, la unidad monetaria utilizada por la Empresa para su contabilidad es el peso colombiano.
- b. *Período contable* – De acuerdo con el acta No. 1.410 de la Junta Directiva del 10 de agosto de 2006, la Empresa decidió efectuar el corte de sus estados financieros al 30 de septiembre de 2006 con el propósito de distribuir utilidades.

Los estados financieros adjuntos por los períodos terminados el 31 de diciembre y 30 de septiembre de 2006 corresponden a períodos de tres y nueve meses, respectivamente. Este cambio de período contable afecta la comparabilidad de las cifras de los estados financieros.

- c. *Ajustes por inflación* – Hasta el 31 de diciembre de 2001, los activos y pasivos no monetarios, con excepción de los inventarios, y las cuentas de patrimonio, con excepción del superávit por valorizaciones, se ajustaron para reconocer los efectos de la inflación utilizando porcentajes de ajuste determinados con base en la variación del índice general de precios al consumidor. La corrección monetaria, así determinada, fue incluida en los resultados de cada período.

Mediante las Resoluciones No. 364 de noviembre de 2001 y 027 de enero de 2002, emitidas por el Contador General de la Nación se eliminó la aplicación del sistema de ajustes integrales por inflación para efectos contables a partir del 1 de enero del 2002. El valor de los ajustes por inflación registrados hasta el 31 de diciembre de 2001 hace parte del saldo de los activos y del valor en libros para todos los efectos.

- d. *Conversión de moneda extranjera* – Las operaciones en moneda extranjera se contabilizan a las tasas de cambio aplicables que estén vigentes en el momento de realizarse la transacción. Al cierre de cada ejercicio los saldos por cobrar o por pagar en moneda extranjera se actualizan a la tasa de cambio representativa de mercado certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia (\$2.238,79 por US\$ 1 al 31 de diciembre de 2006, y \$2.394,31 por US\$ 1 al 30 de septiembre de 2006). La ganancia o pérdida en cambio, así determinada, es incluida en los resultados del período, salvo la causada por deudas contraídas para la adquisición de activos, la cual es capitalizada hasta que los mismos estén en condiciones de enajenación y/o uso.
- e. *Provisión para deudores* – La provisión para cuentas de clientes de difícil cobro se estableció de conformidad con las políticas definidas por la Sociedad, la cual establece que la provisión de cartera se efectúa sobre el 100% de las deudas vencidas mayores a 360 días.
- f. *Inventarios* – Se registran al costo promedio o a su valor neto de realización, el menor.
- g. *Propiedades, planta y equipo* – Se contabilizan al costo y se ajustaban por inflación hasta el 31 de diciembre de 2001. Se deprecian en línea recta de acuerdo con las siguientes tasas promedio de depreciación:

Edificaciones	2%	50 años
Plantas y ductos / subestaciones	4%	25 años
Redes, líneas y cables	2%	50 años
Maquinaria y equipo	6,6%	15 años
Equipo científico	10%	10 años
Muebles y enseres	10%	10 años
Equipo de comunicación	10%	10 años
Equipo de transporte, tracción y elevación	20%	5 años
Equipo de comedor, cocina y despensa	10%	10 años
Equipo de computación	20%	5 años

- h. *Valorizaciones de propiedades, planta y equipo* – Corresponden a las diferencias existentes entre el valor de los avalúos técnicos y el valor en libros de las propiedades, planta y equipo.

Estas valorizaciones se contabilizan en cuentas separadas dentro de los activos y como un superávit por valorizaciones, el cual no es susceptible de distribución. Si al cierre del ejercicio el valor de los avalúos es menor al valor en libros, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

i. *Inversiones*

Temporales – Las inversiones temporales son registradas al costo y los rendimientos financieros se causan con base en la Tasa Interna de Retorno - TIR - resultante al momento de la compra de cada título valor.

Las inversiones que constituyen los patrimonios autónomos en Fideicomisos de Administración de Pensiones son valuadas a precios de mercado determinados por las fiduciarias y su efecto es reconocido en resultados.

Permanentes – Las inversiones en acciones en compañías no controladas se registran a su costo de adquisición y en compañías controladas se registran inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se ajustan bajo el método de participación patrimonial. Las inversiones en moneda extranjera son convertidas a pesos colombianos a tasas de cierre y su resultado se compara con el valor intrínseco. Para las inversiones en compañías controladas y no controladas, cualquier exceso del valor de mercado o del valor intrínseco sobre el costo ajustado al cierre del ejercicio es contabilizado como valorización, con crédito a la cuenta patrimonial de superávit por valorizaciones. Si al cierre del ejercicio su valor de mercado o su valor intrínseco es menor que el costo ajustado, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

j. *Otros activos*

Diferidos – Corresponde a los costos incurridos en la compra de software y algunos proyectos de inversión, los cuales se están amortizando en línea recta por un período de tres años.

El impuesto para preservar la seguridad democrática según la Carta Circular No. 038 de 2003 expedida por la Contaduría General de la Nación, se registra como cargo diferido y se amortiza hasta el 31 de diciembre de 2007.

Intangibles – Se registra principalmente el crédito mercantil adquirido correspondiente a la diferencia entre el costo de adquisición de las inversiones en acciones de capital, que de acuerdo con las normas vigentes, conlleven el control en los términos establecidos en la legislación comercial, y el valor intrínseco de las acciones adquiridas. El crédito mercantil es amortizado en un periodo máximo de 20 años por el método de línea recta.

k. *Obligaciones laborales* – Las obligaciones laborales se ajustan al fin de cada ejercicio con base en las disposiciones legales y los convenios laborales vigentes.

Los ajustes periódicos del pasivo por pensiones de jubilación, directamente a cargo de la Empresa, se hacen con base en estudios actuariales ceñidos a las normas legales. Los incrementos en la obligación actuarial son cargados directamente a resultados.

La Empresa registra el pasivo y sus actualizaciones por beneficios complementarios a pensiones de jubilación tales como servicios médicos y otras prestaciones adicionales a que

tienen derecho los jubilados, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Por lo tanto, se está provisionando el pasivo que, a valor presente, cubre la obligación estimada por éstos beneficios proyectados a la fecha de cierre del ejercicio con cargo a resultados.

- l. *Impuesto de renta* – La provisión para impuestos de renta se determina con base en la utilidad comercial con el objeto de relacionar adecuadamente los ingresos del período con sus costos y gastos correspondientes y se registra por el monto del pasivo estimado. El efecto de las diferencias temporales que implique el pago de un menor o mayor impuesto en el año corriente, calculado a tasas actuales, se registra como un impuesto diferido por pagar o por cobrar según aplique, siempre que exista una expectativa razonable de que dichas diferencias se reviertan.
- m. *Cuentas de orden* – Se registran bajo cuentas de orden principalmente los derechos y responsabilidades contingentes y las diferencias entre las cifras contables y fiscales y otras cuentas de control.
- n. *Reconocimiento de ingresos, costos y gastos* – Los ingresos por ventas se reconocen en el período cuando se prestan los servicios. Los costos y gastos se registran con base en su causación. De acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, las partidas que corresponden a la corrección de errores contables de períodos anteriores se incluyen en los resultados del período en que se descubren.
- o. *Uso de estimaciones* – Las políticas contables que sigue la Empresa están de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, lo que requiere que la Administración efectúe ciertas estimaciones y utilice ciertos supuestos para determinar la valuación de algunas de las partidas individuales de los estados financieros y para efectuar las revelaciones que se requiere efectuar en los mismos. Aún cuando pueden llegar a diferir de su efecto final, la Administración considera que las estimaciones y supuestos utilizados fueron los adecuados en las circunstancias.
- p. *Utilidad neta por acción* – Se determina tomando como base la utilidad neta del ejercicio dividida entre el número de acciones en circulación.
- q. *Estado de flujos de efectivo* – Los estados de flujos de efectivo se han preparado de acuerdo al método indirecto. El efectivo y el equivalente en efectivo presentado en los estados de flujos de efectivo, corresponde a los conceptos de efectivo e inversiones corrientes.
- r. *Reclasificaciones* – Algunas cifras de los estados financieros de septiembre de 2006 fueron reclasificadas para fines comparativos, y se presentan bajo las denominaciones de las cuentas señaladas en el plan único de cuentas.

4. EFECTIVO

	31 de diciembre de 2006	30 de septiembre de 2006
Caja	\$ 27	\$ 53
Bancos (1)	<u>51.317</u>	<u>12.418</u>
	<u>\$ 51.344</u>	<u>\$ 12.471</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2006, los saldos en bancos incluyen principalmente depósitos en cuentas bancarias remuneradas por \$50.078 millones (\$10.413 millones al 30 de septiembre de 2006). El rendimiento promedio de las cuentas bancarias remuneradas para el año 2006 fue del 7,5%.

5. CUENTAS Y DOCUMENTOS POR COBRAR

Cuentas por cobrar a vinculados (Nota 12)	\$ 29.450	\$ 38.244
Cuentas por cobrar a clientes	13.213	13.318
Deudores varios (1)	193.242	233.544
Anticipos y avances (2)	33.581	46.298
Depósitos entregados en Administración – Pensiones (Nota 15)	205.865	215.145
Encargos Fiduciarios – Muña (Nota 13)	1.791	2.862
Otros encargos fiduciarios (3)	1.935	2.086
Deudas de difícil cobro	<u>1.317</u>	<u>1.317</u>
Subtotal	480.394	552.814
Menos – Provisión para deudas de dudoso recaudo	<u>(23.649)</u>	<u>(28.952)</u>
	456.745	523.862
Menos – Cuentas por cobrar a largo plazo (4)	(5.043)	(15.382)
Depósitos entregados en Administración – Pensiones	<u>(205.865)</u>	<u>(215.145)</u>
	<u>\$ 245.837</u>	<u>\$ 293.335</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2006, incluye principalmente dividendos por cobrar por \$163.925 millones (Ver Nota 12), cuotas partes pensionales por \$15.575 millones y compartibilidad pensional por \$11.400. Al 30 de septiembre de 2006, incluye principalmente dividendos por cobrar por \$200.948 millones (Ver Nota 12), cuotas partes pensionales por \$19.233 millones y compartibilidad pensional por \$11.192 millones.
- (2) Al 31 de diciembre de 2006, incluye principalmente los anticipos otorgados por \$28.586 millones (\$35.061 al 30 de septiembre de 2006), para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión a 230 kV Betania – Altamira – Mocoa – Pasto (Jamondino) – Frontera con Ecuador, mediante el proceso de Convocatoria Pública Internacional UPME 01-2005.

El 17 de mayo de 2006 se entregó a Hydro-Québec International Inc. un anticipo por USD \$3,000,000 para futura suscripción de acciones para la compra del 40% de la participación accionaria en el Consorcio

Transmataro en Perú. En diciembre de 2006, la Empresa cerró la operación de adquisición del 40% del Consorcio Transmataro en Perú por USD \$50,078,471. (Ver Nota 8).

- (3) Al 31 de diciembre de 2006 corresponde al Encargo Fiduciario Tominé por \$1.466 millones (\$1.778 millones al 30 de septiembre de 2006) y el Patrimonio Autónomo para Electrificación Rural por \$469 millones (\$308 millones al 30 de septiembre de 2006) en convenio con la Gobernación de Cundinamarca.
- (4) Las cuentas por cobrar a largo plazo por \$5.043 millones al 31 de diciembre de 2006 vencen en los años 2007 y siguientes, las cuales corresponden principalmente a los encargos fiduciarios Muña (Ver Nota 13), Tominé y al Patrimonio Autónomo de Electrificación Rural. El saldo por \$15.382 al 30 de septiembre de 2006 incluye principalmente compañías vinculadas (Ver Nota 12).

El detalle de la provisión de cartera es el siguiente:

	31 de diciembre de 2006	30 de septiembre de 2006
Saldo inicial	\$ 28.952	\$ 26.769
Provisión	559	2.972
Recuperación	(3.935)	(331)
Castigo	<u>(1.927)</u>	<u>(458)</u>
Saldo final	<u>\$ 23.649</u>	<u>\$ 28.952</u>

6. INVENTARIOS

Almacenes	\$ 6.574	\$ 6.635
Inventario en poder de terceros	695	695
Menos – Provisión para inventarios	<u>(1.993)</u>	<u>(1.990)</u>
	<u>\$ 5.276</u>	<u>\$ 5.340</u>

El movimiento de la provisión de inventarios es el siguiente:

Saldo inicial	\$ 1.990	\$ 1.940
Provisión	<u>3</u>	<u>50</u>
Saldo final	<u>\$ 1.993</u>	<u>\$ 1.990</u>

7. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO

No depreciables –		
Terrenos	\$ 2.983	\$ 2.992
Construcciones en curso (1)	<u>44.659</u>	<u>24.000</u>
	<u>47.642</u>	<u>26.992</u>

	31 de diciembre de 2006	30 de septiembre de 2006
Depreciables –		
Edificaciones	18.641	18.735
Plantas y ductos / subestaciones	96.076	96.076
Redes, líneas y cables	171.916	171.916
Maquinaria y equipo	1.949	1.933
Muebles y enseres	425	334
Equipo de comunicación y computación	5.964	5.883
Equipo de transporte, tracción y elevación	576	576
Equipo de comedor, cocina, despensa	89	72
	<u>295.636</u>	<u>295.525</u>
Subtotal	343.278	322.517
Menos – Depreciación acumulada	(113.923)	(111.889)
Provisión para propiedades, planta y equipo	<u>(33.354)</u>	<u>(33.354)</u>
	<u>\$ 196.001</u>	<u>\$ 177.274</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2006, corresponden a las inversiones realizadas para la construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión a 230 kV Betania – Altamira – Mocoa – Pasto (Jamondino) – Frontera con Ecuador, mediante el proceso de Convocatoria Pública Internacional UPME 01-2005.

8. INVERSIONES

Inversiones temporales:		
Títulos de Tesorería TES	\$ 64.610	\$ 4.933
Certificados de Depósito a Término	54.123	2.472
Bonos y Títulos	23.032	60.294
Derechos fiduciarios	<u>2.499</u>	<u>5.098</u>
Subtotal inversiones temporales	<u>144.264</u>	<u>72.797</u>
Inversiones permanentes:		
Acciones	1.688.026	1.662.283
Menos – Provisión para protección de inversiones	<u>(5.400)</u>	<u>(5.447)</u>
	<u>1.682.626</u>	<u>1.656.836</u>
	<u>\$ 1.826.890</u>	<u>\$ 1.729.633</u>

Al 31 de diciembre de 2006, los certificados de depósitos a término corresponden a US\$13,382,138 (US\$579,147 al 30 de septiembre de 2006) en moneda extranjera y en moneda nacional por \$24.163 millones (\$1.085 millones al 30 de septiembre de 2006).

Las inversiones en acciones al 31 de diciembre de 2006 corresponden a:

	Número de acciones	Porcentaje accionario	Costo
En compañías controladas:			
Transcogas S.A. E.S.P.	183.599.975	71,99%	\$ 26.775
En compañías no controladas:			
Emgesa S.A. E.S.P.	78.851.122	51,51%	1.076.382
Codensa S.A. E.S.P.	68.036.719	51,51%	261.978
Consortio Transmantaro (1)	52.685.128	40,00%	112.115
Red de Energía del Perú S.A.	28.864.000	40,00%	100.809
Gas Natural S.A. E.S.P.	9.229.121	24,99%	47.640
Isagén S.A. E.S.P. (2)	68.716.000	2,52%	34.610
Interconexión Eléctrica S.A.	17.535.441	1,83%	15.005
Electricadora del Meta S.A. E.S.P. (3)	31.026	16,23%	4.077
Financiera Energética Nacional	22.122	0,53%	4.208
Gestión Energética S.A. E.S.P.	161.811.391	0,06%	2.662
Electricadora del Caribe S.A. E.S.P.	11.050.014	0,04%	854
Banco Popular	8.772.703	0,11%	598
Electricadora de la Costa Atlántica S.A. E.S.P.	4.417.787	0,03%	159
Promotora Hidroeléctrica Pescadero - Ituango S.A.	111.154	0,81%	117
Hidosogamoso S.A.	1	0,70%	20
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	10	0,07%	10
Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P.	107.502.000	0,00043%	7
			<u>1.661.251</u>
			<u>\$ 1.688.026</u>

- (1) En diciembre de 2006, la Empresa cerró la operación de adquisición del 40% de la participación accionaria en el Consorcio Transmantaro en Perú, por USD \$50,078,471. (Ver Nota 5)
- (2) El 1° de junio de 2006 la Asamblea General de Accionistas de Isagén S.A. E.S.P. aprobó un cambio en el valor nominal de la acción pasando dicho valor de \$100.000 pesos a \$25 pesos cada acción. En consecuencia, la Empresa pasó de tener 17.179 acciones a 68.716.000 acciones.
- (3) Durante el año 2006, la Asamblea de Accionistas aprobó una capitalización de pasivos correspondiente al Fondo Nacional de Regalías que le generó a la EEB un incremento en su participación en \$270 millones de pesos.

De acuerdo con lo establecido por la normatividad vigente, el valor de la inversión en compañías controladas fue registrado según el método de participación, por lo cual la EEB reconoció ingresos no operacionales por \$617 millones al 31 de diciembre de 2006 (\$2.991 millones al 30 de septiembre de 2006), correspondientes a su participación en los resultados obtenidos por la compañía Transcogas S.A. E.S.P.

Del total de acciones de Codensa S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P., 20.010.799 y 23.191.507 respectivamente, corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de US\$0,10 por acción.

El 2 de agosto de 2002, la Empresa constituyó junto con Interconexión Eléctrica S.A. y Transelca S.A., la empresa Red de Energía del Perú S.A., para la explotación, operación y prestación del servicio y mantenimiento de los sistemas de transmisión eléctrica de Perú, por un período de 30 años. Como resultado de esta operación, la EEB aportó en calidad de accionista 147.783.680 Nuevos Soles como inversión y USD\$25,411,287 como préstamo. El 15 de julio de 2003, la Empresa recibió de Red de Energía del Perú US\$20 millones como prepagado del préstamo que se tiene con dicha compañía, los cuales, según las condiciones pactadas, se recuperarían en un plazo no mayor a 8 años. Al 30 de septiembre de 2006, el saldo del préstamo a Red de Energía del Perú S.A. era de US\$2,811,287 más intereses por US\$1,024,255, el cual fue cancelado en el mes de diciembre de 2006.

El siguiente es el detalle de los dividendos e intereses recibidos:

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2006
Dividendos ganados:		
Codensa S.A. E.S.P.	\$ -	\$ 129.681
Emgesa S.A. E.S.P.	-	118.965
Gas Natural S.A. E.S.P.	-	33.715
Financiera Energética Nacional	-	2.355
Transcogas S.A. E.S.P.	-	2.175
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	-	2.104
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	-	1.343
Isagen S.A. E.S.P.	-	731
Banco Popular	-	147
	<hr/>	<hr/>
Subtotal dividendos ganados	-	291.216
Intereses financieros ganados	5.496	22.588
	<hr/>	<hr/>
	\$ 5.496	\$ 313.804

9. OTROS ACTIVOS

	31 de diciembre de 2006	30 de septiembre de 2006
Cargos diferidos (1)	\$ 6.678	\$ 5.087
Responsabilidades pendientes	2.550	2.551
Proyectos de uso común	57.287	57.287
Crédito mercantil (2)	18.972	18.972
Bienes de arte y cultura	213	213
Derechos en clubes sociales	<u>62</u>	<u>62</u>
	85.762	84.172
Menos:		
Amortización proyectos de uso común	(57.287)	(57.287)
Provisión para responsabilidades pendientes	(2.550)	(2.551)
Amortización crédito mercantil	<u>(1.423)</u>	<u>(1.186)</u>
	<u>\$ 24.502</u>	<u>\$ 23.148</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2006 incluye el saldo pendiente de amortizar del impuesto para preservar la seguridad democrática por \$1.801 millones (\$2.251 millones al 30 de septiembre de 2006) según se describe en la Nota 16. Adicionalmente, incluye cargos por estudios y proyectos por \$4.549 millones (\$2.486 millones al 30 de septiembre de 2006) y software aplicativo por \$328 millones (\$350 millones al 30 de septiembre de 2006).

(2) El crédito mercantil se originó en el mes de junio de 2005 por la adquisición de 53.999.985 acciones de Transportadora Colombiana de Gas S.A. ESP – Transcogas S.A. E.S.P., correspondientes al 71.9998% por valor de US\$12,500,000 a la tasa representativa del mercado (\$2.334,27 por US\$ 1 del 15 de junio de 2005), el valor patrimonial de la inversión fue por \$10.207 millones y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por \$18.972 millones. El criterio para su determinación se estableció con base en la diferencia entre el costo de adquisición de las acciones y el valor intrínseco de las mismas en el mes inmediatamente anterior a la fecha de compra. El crédito mercantil se está amortizando por el método de línea recta, en un plazo máximo de 20 años, de acuerdo con lo establecido en la normatividad vigente.

10. VALORIZACIONES

Inversiones	\$ 3.110.420	\$ 3.000.039
Propiedades, planta y equipo	<u>129.015</u>	<u>133.119</u>
	<u>\$ 3.239.435</u>	<u>\$ 3.133.158</u>

El avalúo técnico de la Propiedad, Planta y Equipo fue elaborado al 30 de septiembre de 2004 por Promoción y Avalúo de Proyectos S.A. – PRATCO, bajo la metodología de costos de reposición o valores de mercado. Como resultado de dicho avalúo, se ajustaron los saldos de valorizaciones a \$133.320 millones y la provisión para propiedades, planta y equipo a \$39.464 millones al 30 de septiembre de 2004. El saldo de la provisión al 31 de diciembre de 2006 asciende a \$33.354 millones.

11. CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR

	31 de diciembre de 2006	30 de septiembre de 2006
Proveedores nacionales	\$ 1.876	\$ 900
Acreedores varios (1)	8.291	11.354
Avances y anticipos de convenios (2)	1.719	1.719
Dividendos por pagar (3)	131.439	142
Depósitos recibidos de terceros (4)	9.711	10.065
Compañías vinculadas (Nota 12)	<u>254</u>	<u>106</u>
	<u>\$ 153.290</u>	<u>\$ 24.286</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2006, incluye principalmente servicios por \$3.763 millones (\$8.442 millones al 30 de septiembre de 2006) y honorarios por servicios profesionales por \$2.141 millones (\$1.127 millones al 30 de septiembre de 2006).
- (2) Al 31 de diciembre y 30 de septiembre de 2006, corresponde al anticipo del convenio suscrito por la Empresa con la Unidad Especial de Servicios Públicos (UESP) para llevar a cabo obras de reubicación de líneas en el relleno sanitario de Doña Juana.
- (3) El 22 de noviembre de 2006, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas ordenó distribuir dividendos por \$262.864 millones, de los cuales, al 31 de diciembre de 2006 quedaron pendientes por cancelar \$131.439 millones. Al 30 de septiembre de 2006 incluye el saldo de los dividendos por pagar a accionistas minoritarios.
- (4) Al 31 de diciembre de 2006, incluye los depósitos de KFW por \$7.953 millones (\$7.852 millones al 30 de septiembre de 2006) y \$1.350 millones (\$2.026 millones al 30 de septiembre de 2006) del convenio suscrito entre la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá S.A. E.S.P. (Ver Nota 13) y \$408 millones (\$187 millones al 30 de septiembre de 2006) del convenio suscrito con la Gobernación de Cundinamarca para llevar a cabo el proyecto de electrificación rural.

12. TRANSACCIONES CON COMPAÑÍAS VINCULADAS

Activo:		
Cuentas por cobrar – (Nota 5)		
Codensa S.A. E.S.P.	\$ 11	\$ 48
Emgesa S.A. E.S.P.	54	53
Red de Energía del Perú S.A.	-	9.118
Transcogas S.A. E.S.P. (1)	<u>29.385</u>	<u>29.025</u>
	<u>29.450</u>	<u>38.244</u>
Dividendos por cobrar – (Nota 5)		
Codensa S.A. E.S.P.	93.663	129.681
Emgesa S.A. E.S.P.	<u>69.703</u>	<u>69.703</u>
	<u>163.366</u>	<u>199.384</u>
	<u>\$ 192.816</u>	<u>\$ 237.628</u>

	31 de diciembre de 2006	30 de septiembre de 2006
Pasivo:		
Cuentas y documentos por pagar – (Nota 11)		
Codensa S.A. E.S.P.	\$ 109	\$ 106
Emgesa S.A. E.S.P.	<u>145</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 254</u>	<u>\$ 106</u>

- (1) En de agosto de 2006, la Empresa le otorgó un préstamo por \$12.148 millones, a una tasa del DTF + 6% el cual se vence en agosto de 2007. En septiembre de 2005, la Empresa le otorgó un préstamo por \$16.701 millones, a una tasa del DTF + 6% el cual se vence en agosto de 2007.

El siguiente es el efecto en resultados de las transacciones con empresas relacionadas adicionales a los dividendos recibidos descritos en la Nota 8:

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2006
Ingresos		
Emgesa S.A. E.S.P.	\$ 73	\$ 291
Codensa S.A. E.S.P.	122	540
Red de Energía del Perú S.A.	51	647
Transcogas S.A. E.S.P. (1)	<u>1.161</u>	<u>1.784</u>
	<u>\$ 1.407</u>	<u>\$ 3.262</u>
Costos y gastos		
Emgesa S.A. E.S.P.	\$ 324	\$ 297
Codensa S.A. E.S.P.	519	2.228
Red de Energía del Perú S.A.	<u>67</u>	<u>51</u>
	<u>\$ 910</u>	<u>\$ 2.576</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2006 incluye el valor de los intereses de los préstamos por \$853 millones, arrendamientos por \$18 millones y honorarios por asesorías por \$290 millones. Al 30 de septiembre de 2006 incluye el valor de los intereses de los préstamos por \$1.610 millones, arrendamientos por \$25 millones y honorarios por asesorías por \$149 millones.

13. PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES

El siguiente es el detalle de las provisiones contabilizadas por la Empresa al 31 de diciembre y 30 de septiembre de 2006:

	31 de diciembre de 2006	30 de septiembre de 2006
Provisión para contingencias	\$ 32.903	\$ 39.863
Otras provisiones (1)	<u>1.318</u>	<u>7.389</u>
	34.221	47.252
Menos – Pasivos estimados y provisiones a largo plazo	<u>(32.903)</u>	<u>(39.863)</u>
	<u>\$ 1.318</u>	<u>\$ 7.389</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2006, incluye principalmente provisión para ICA de \$337 millones y provisión para estimados de cierre por \$981 millones. Al 30 de septiembre de 2006, incluye principalmente provisión para impuesto de renta y complementarios por \$3.521 millones y para ICA de \$2.769 millones.

Las provisiones para contingencias corresponden a:

Administrativas	\$ 25.965	\$ 26.490
Civiles	2.400	2.750
Laborales	4.538	4.769
Fiscales (1)	<u>-</u>	<u>5.854</u>
	<u>\$ 32.903</u>	<u>\$ 39.863</u>

- (1) Al 30 de septiembre de 2006, la Empresa tenía registradas provisiones para contingencias de carácter fiscal por \$5.854 millones, los cuales correspondían a la provisión para el pago del impuesto de Industria y Comercio en el municipio del Colegio por los años anteriores a 1997. Para el cierre del año 2006, la Empresa obtuvo fallos favorables ante el Consejo de Estado por el proceso de Industria y Comercio que se llevaba por los años 1993 a 1997, por lo anterior, dicha provisión fue revertida y registrada como una recuperación. (Ver Nota 19).

Acción Popular – Existe una acción popular por cuantía indeterminada contra Codensa S.A. E.S.P., la EEB y la Alcaldía Mayor de Bogotá a fin de que se ordene anular convenios y recuperar los activos del servicio de alumbrado público junto con los respectivos perjuicios económicos. En esta demanda se obtuvo sentencia favorable a la Empresa en primera instancia en el Tribunal Administrativo y actualmente se encuentra en apelación en el Consejo de Estado. La Gerencia de la Empresa y sus asesores legales consideran que estas demandas son infundadas por lo que estiman que estas contingencias son remotas.

Acción de Grupo – En el año 2001, se presentó una acción de grupo en contra de la EEB, Emgesa y la CAR por los supuestos perjuicios materiales y morales ocasionados por el daño ambiental producido en el embalse del Muña. La pretensión inicial de los demandantes es de US\$1.500 millones aproximadamente.

En la actualidad la Empresa está llevando a cabo el cumplimiento de una sentencia emitida por el Tribunal Superior de Bogotá producto de una acción popular que le ordenó a la EEB proceder a adoptar las medidas técnicas y jurídicas necesarias para mitigar los impactos ambientales que el Embalse del Muña genera sobre la población de Sibaté. La Empresa conformó una Mesa Técnica de Trabajo, coordinada por la Universidad de los Andes, con la

participación de especialistas internacionales, con el objetivo de analizar la situación del Muña y proponer acciones tendientes a mejorar su calidad ambiental. Como resultado, la Empresa se encuentra adelantando un plan de acción que incluye obras civiles y acciones tendientes al mejoramiento ambiental del Embalse y a disminuir el grado de polución a índices aceptables. Estas actividades están siendo supervisadas por un comité de vigilancia que para tal efecto instaló el Juzgado Cuarto Civil del Circuito de Bogotá, éste comité está integrado por representantes de la Empresa, el Ministerio de Medio Ambiente, el Municipio de Sibaté, la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, el Ministerio Público, Ecofondo y un delegado del Defensor del Pueblo en asuntos ambientales. El comité de vigilancia es el encargado de verificar el cumplimiento de la sentencia proferida contra la Empresa y de supervisar que el plan de acción se lleve a cabo.

Por otra parte, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca mediante sentencia del 25 de agosto de 2004, en desarrollo de un proceso de acción popular relacionado con el Río Bogotá y el Embalse del Muña, aprobó el Pacto de Cumplimiento presentado por la Empresa el cual contiene las mismas obras y acciones que conforman el Plan de Acción que la Empresa está llevando a cabo en el municipio de Sibaté, en cumplimiento de la sentencia del Tribunal Superior de Bogotá, incluyendo adicionalmente, el mantenimiento de las obras por dos años más.

Durante el año 2005, la Empresa suscribió convenios con Emgesa S.A. E.S.P. y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá S.A. E.S.P., con el objeto de participar en las obras y actividades tendientes a: a) retiro del buchón en el Embalse del Muña y terminación del estudio denominado "Definición y Valoración Técnica de Alternativas de Sectorización, Operación y Manejo y Modelación Hidrodinámica y de Calidad del Agua del Embalse del Muña", b) Definición del modelo y selección de alternativas para seguir con las obras dentro del Embalse y c) Definición de compromisos a asumir por las partes a la finalización del convenio, con el objeto de implementar fases posteriores a la ejecución. En consecuencia, se constituyó un encargo fiduciario en la Fiduciaria de Occidente por \$1.791 millones (\$2.862 millones al 30 de septiembre de 2006). (Ver Nota 5)

Contingencias – Al 31 de diciembre de 2006, el valor de las reclamaciones de la Empresa por litigios administrativos, fiscales, civiles y laborales ascienden a \$62.248 millones (\$83.966 millones al 30 de septiembre de 2006), y otros por importes indeterminados. Con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, la Empresa ha provisionado \$32.903 millones, (\$39.863 millones al 30 de septiembre de 2006) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias.

La administración de la Empresa estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para los intereses de la Empresa y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa la posición financiera de la Empresa.

14. DEUDA A LARGO PLAZO

	Tasa de interés	Fecha de vencimiento	31 de diciembre de 2006	30 de septiembre de 2006
Kreditansantal Fur Wiederaufbau	5.5%	30/Jun/2013	\$ 11.518	\$ 12.930
Credit Suisse	Sin interés	10/08/2012	7.610	7.941
Banco Davivienda	DTF + 1,4%	22/08/2008	20.548	20.163
BBVA	DTF + 1,4%	23/08/2007	38.836	38.108
BBVA	DTF + 2,0%	7/12/2007	105.557	-
Banco de Crédito	DTF + 2,5%	27/12/2008	<u>8.942</u>	<u>-</u>
Subtotal			193.011	79.142
Menos – Porción corriente			<u>(147.988)</u>	<u>(41.591)</u>
			<u>\$ 45.023</u>	<u>\$ 37.551</u>

La deuda en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2006 era de €\$3.899.160 Euros (€\$4.199.096 Euros al 30 de septiembre de 2006) y CHF \$4.146.782 Francos Suizos al 31 de diciembre y 30 de septiembre de 2006.

Los instalamentos de deuda pagaderos en los próximos años son como siguen:

Año	Valor
2007	147.988
2008	31.975
2009	3.040
2010	3.040
2011	3.040
2012 y siguientes	<u>3.928</u>
	<u>\$ 193.011</u>

15. PENSIONES DE JUBILACIÓN Y BENEFICIOS COMPLEMENTARIOS

	31 de diciembre de 2006	30 de septiembre de 2006
Cálculo actuarial pensiones de jubilación	\$ 228.059	\$ 234.109
Menos – Porción corriente	<u>(30.285)</u>	<u>(30.285)</u>
Pensiones de jubilación a largo plazo	<u>\$ 197.774</u>	<u>\$ 203.824</u>

El gasto registrado en el estado de resultados por concepto de pensiones de jubilación se compone así:

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2006
Pagos de pensiones (empleados jubilados) (Nota 21)	\$ <u>8,078</u>	\$ <u>21,500</u>

El valor de la obligación por concepto de pensiones al 31 de diciembre y 30 de septiembre de 2006 se determina con base en un cálculo actuarial. Dicho cálculo fue elaborado por un actuario independiente de acuerdo al Decreto 2783 de 2001, la Ley 797 de enero de 2003, la Ley 860 de diciembre de 2003, la sentencia C754 del 10 de agosto de 2004 de la Corte Constitucional y el Acto Legislativo 01 de 2005, teniendo en cuenta una tasa DANE del 5,34 % al 31 de diciembre y 30 de septiembre de 2006. El número de personas cobijadas en el cálculo actuarial es 1.978 al 31 de diciembre de 2006 y 1.983 al 30 de septiembre de 2006.

En acta 1291 del 20 de agosto de 1998, la Junta Directiva de la Empresa autorizó la constitución contable del Fondo de Pensiones mediante la reclasificación de inversiones temporales de la Empresa a una cuenta por cobrar denominada Administración de Pensiones, con la finalidad de mantener en todo momento los fondos disponibles para el pago de las pensiones de los jubilados a cargo de la Empresa y sus trabajadores activos. Este fondo es de uso restringido y exclusivo para el pago de las pensiones y equivale al 100% del pasivo pensional determinado cada año mediante el correspondiente cálculo actuarial.

En acta 1325 del 2 de noviembre de 2000, la Junta Directiva ordenó la segregación operativa del Fondo de Pensiones de la Empresa. En julio de 2002, la EEB suscribió un contrato con Fiducolumbia y Consorcio Pensiones Energía (conformado por Fiduciaria Previsora y Fiduciaria Bogotá) cuyo objeto es la constitución de un patrimonio autónomo para administrar los recursos financieros destinados a respaldar las obligaciones pensionales y el pago de las mismas, así como la administración del personal pensionado. Para tal efecto, Fiducolumbia participa con la administración del 60% de los pensionados y el consorcio "Pensiones Energía", con la administración del 40% restante. De acuerdo con los mencionados contratos, el patrimonio autónomo ascenderá al monto del capital necesario para atender las obligaciones pensionales a cargo de la Empresa y a favor del personal pensionado actual y futuro y debe corresponder al monto de las obligaciones pensionales, en la proporción adjudicada a cada Fiduciaria. El patrimonio autónomo tendrá ajustes o nuevos aportes en la medida en que se requiera. La vigencia del contrato es por un periodo de cinco (5) años.

Al 31 de diciembre 2006, el Fondo de Pensiones asciende a \$205.865 millones (\$215.145 millones al 30 de septiembre de 2006) los cuales se encuentran reflejados dentro de las cuentas por cobrar a largo plazo (Ver Nota 5). De acuerdo con los contratos suscritos con las Fiduciarias que manejan dichos patrimonios, la diferencia entre el valor del pasivo pensional y el valor del patrimonio autónomo al 31 de diciembre, será reintegrado o trasladado entre la Empresa y las Fiduciarias, dependiendo de la naturaleza de las diferencias, en abril y mayo de cada año, respectivamente. En mayo de 2006, la Empresa transfirió \$13.112 millones para ajustar el valor de los patrimonios autónomos al valor del cálculo actuarial al 31 de diciembre de 2005.

En adición al pasivo por pensiones de jubilación, la Empresa registra el pasivo por beneficios médicos y otras prestaciones adicionales a que tienen derecho los pensionados, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Por lo tanto, se está provisionando el pasivo que, a valor presente, cubre la obligación estimada por beneficios proyectados de los pensionados a la fecha de cierre del ejercicio. Al 31 de diciembre de 2006, el cálculo actuarial por este concepto ascendió a \$58.967 millones (\$61.219 millones al 30 de septiembre de 2006).

	31 de diciembre de 2006	30 de septiembre de 2006
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación	\$ 58.967	\$ 61.219
Menos – Porción corriente	<u>(3.976)</u>	<u>(3.976)</u>
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación a largo plazo	<u>\$ 54.991</u>	<u>\$ 57.243</u>

16. IMPUESTOS

Impuesto sobre la renta – La Empresa está sujeta al impuesto de renta a una tarifa aplicable del 35% sobre la renta líquida. Adicionalmente, de conformidad con la Ley 788 de 2002, la Empresa se encuentra sometida a una sobretasa al impuesto de renta equivalente al 10% del impuesto a cargo, con lo cual la tasa acumulada de impuesto corresponde al 38,5%.

De conformidad con el Artículo 191 del Estatuto Tributario, las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios no se encuentran sujetas a renta presuntiva.

Los años gravables 2004 y 2005 están abiertos para revisión de las autoridades tributarias. La declaración de renta correspondiente a 2006 deberá presentarse antes del 28 de mayo de 2007.

A continuación se presentan las partidas conciliatorias entre la utilidad comercial y la renta líquida gravable así:

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2006
Utilidad antes de impuestos	\$ 127.547	\$ 295.592
Menos:		
Ingresos no constitutivos de renta	-	(288.491)
Otros gastos deducibles	(14.091)	(17.953)
Ingresos no fiscales	(144.063)	(7.033)
Más:		
Ingresos fiscales	16.521	1.921
Gastos y costos no deducibles	<u>6.654</u>	<u>25.109</u>
Renta líquida gravable por los períodos	<u>(7.432)</u>	<u>9.145</u>
Tarifa del impuesto incluida sobretasas	38,5%	38,5%
Impuesto a cargo	<u>\$ (2.862)</u>	<u>\$ 3.521</u>

A continuación se presentan las partidas conciliatorias entre el patrimonio contable y el fiscal:

	31 de diciembre de 2006	30 de septiembre de 2006
Patrimonio contable	\$ 5.133.925	\$ 5.160.103
Reajustes fiscales	641.431	754.130
Activos y provisiones	120.176	122.885
Pasivos estimados y provisiones	93.819	107.294
Valorizaciones	<u>(3.239.435)</u>	<u>(3.133.158)</u>
Patrimonio fiscal	<u>\$ 2.749.916</u>	<u>\$ 3.011.254</u>

El saldo neto de la cuenta corrección monetaria fiscal, es el siguiente:

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2006
Inversiones	\$ 8.198	\$ 90.714
Inventarios	31	327
Propiedad, planta y equipo	1.010	9.975
Patrimonio	(10.091)	(117.431)
Otros	<u>180</u>	<u>2.835</u>
Corrección monetaria fiscal	<u>\$ (672)</u>	<u>\$ (13.580)</u>

Impuesto para preservar la seguridad democrática - Mediante el decreto 1838 del 10 de agosto de 2002 el gobierno nacional creó el impuesto para preservar la seguridad democrática, el cual se causó por una sola vez sobre el patrimonio líquido que poseían los declarantes del impuesto de renta y complementarios al 31 de agosto de 2002, a una tarifa del 1,2%. Este impuesto no será deducible o descontable del impuesto sobre la renta. La Empresa al 31 de agosto de 2002, de acuerdo con las disposiciones de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, causó y registró dicho impuesto por \$9.603 millones como cargo diferido el cual está siendo amortizado hasta diciembre de 2007. Al 31 de diciembre de 2006, el saldo por este concepto pendiente de amortizar es de \$1.801 millones (Ver Nota 9) y la diferencia por \$7.802 millones se encuentra registrada en resultados.

Impuesto al patrimonio - Mediante la Ley 863 del 29 de diciembre de 2003 el gobierno nacional creó el impuesto al patrimonio para los años gravables 2004, 2005 y 2006. La base imponible del Impuesto al Patrimonio está constituida por el valor del patrimonio líquido del contribuyente poseído el 1 de enero de cada año gravable aplicando una tarifa del 0.3%. La Empresa al 31 de diciembre de 2006 tiene registrado en sus resultados un gasto por impuesto al patrimonio por el año gravable 2006 por \$2.489 millones y a la fecha éste impuesto ya fue cancelado. (Ver Nota 21).

Impuesto de industria y comercio - La Empresa declara y paga el Impuesto de Industria y Comercio sobre sus ingresos a las tarifas del 1,104%, 0.966%, 0.414% en Bogotá, 0.6% en Mosquera, 0,8% en Cartagena y Cúcuta, 0,4% en La Mesa y 1% en El Colegio, Funza, Soacha y Ubalá.

Reforma tributaria - A continuación se resumen las modificaciones mas importantes al régimen tributario colombiano para los años 2007 y siguientes, introducidas por la ley 1111 de diciembre de 2006:

- Se redujo la tarifa del impuesto sobre la renta a 34% para el año 2007 y 33% para el año 2008 y siguientes.
- Se eliminaron los impuestos de remesas aplicables a sucursales de sociedades extranjeras y de renta sobre utilidades aplicables a inversionistas extranjeros.
- Se eliminan los ajustes por inflación para efectos fiscales.
- Se extiende el impuesto de patrimonio con una tarifa de 1,2 % hasta el año 2010.
- Se incrementa al 40% la deducción por activos fijos reales productivos.
- Se redujo al 3% el porcentaje para el cálculo de la renta presuntiva.

17. PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS

Capital – El capital autorizado es de 306.041.892 acciones de valor nominal de \$7.744,038 cada una, de las cuales 85.871.565 acciones estaban suscritas y pagadas al 31 de diciembre y 30 de septiembre de 2006, dichas acciones se encuentran distribuidas así:

	Número de acciones	%
Distrito Capital	70.023.922	81,544947
ECOPETROL	6.310.980	7,349325
Endesa Internacional S.A.	4.044.658	4,710125
Central Hidroeléctrica de Betania S.A. (Usufructo Proyectos de Energía S.A.) (1)	3.271.505	3,809766
Enersis S.A.	1.213.741	1,413438
Chilectra S.A.	910.306	1,060078
Trabajadores y extrabajadores de la EEB	48.425	0,056392
Empresa de Telecomunicaciones de Bogotá S.A. E.S.P.	39.303	0,045769
Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá E.S.P.	7.861	0,009154
Financiera Energética Nacional	393	0,000458
Asociación de Ingenieros de la EEB	393	0,000458
Sociedad de pensionados de la EEB	39	0,000045
Fondo de empleados energía	39	0,000045
	<u>85.871.565</u>	<u>100.00</u>

- (1) Como se indica en la Nota 1 en el mes de enero de 2007 se inscribió como accionista a Proyecto de Energía S.A. en reemplazo de Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P.

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., celebrada el 27 de octubre de 2005, ordenó adelantar los trámites para efectuar la reducción de capital por \$193.723 millones con devolución de aportes a favor de los accionistas. Una vez obtenidas las autorizaciones del Ministerio de la Protección Social y Superintendencia de Sociedades, la Empresa efectuó dicha reducción en el mes de septiembre de 2006.

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Empresa, celebrada el 22 de noviembre de 2006, ordenó repartir dividendos por \$262.864 millones contra la utilidad de septiembre de 2006. Posteriormente, en la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Empresa celebrada el 29 de noviembre de 2006, aprobó adelantar los trámites para efectuar la reducción de capital por \$80.207 millones con devolución de aportes a favor de los accionistas. Al 31 de diciembre de 2006 se encuentra en proceso de obtener las autorizaciones correspondientes.

Revalorización del patrimonio - La revalorización de patrimonio no puede distribuirse como utilidades pero puede capitalizarse.

Reserva legal - De acuerdo con la ley colombiana, la Empresa debe transferir como mínimo el 10% de las utilidades del año a una reserva legal, hasta que ésta sea igual al 50% del capital suscrito. Esta reserva no está disponible para ser distribuida, pero puede ser utilizada para absorber pérdidas.

Reserva para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas - Para efectos de que las utilidades del ejercicio 1997 disfruten de la exención del impuesto sobre la renta del artículo 211 del Estatuto Tributario, éstas fueron apropiadas como reserva para la rehabilitación, extensión y reposición de los sistemas para la prestación del servicio público domiciliario.

Remesas al exterior - De acuerdo con la legislación vigente, la inversión extranjera da derecho a su titular para remitir al exterior, en moneda libremente convertible tanto las utilidades netas comprobadas que se generen periódicamente según los balances de cada ejercicio social como el capital invertido y las ganancias de capital. Los dividendos a favor de los accionistas no residentes en Colombia estaban sujetos al impuesto de renta a la tarifa del 7%. Con la reforma tributaria Ley 1111 de 27 de diciembre de 2006 la tarifa se redujo a 0% la cual aplica a partir del 1° de enero de 2007.

18. INGRESOS OPERACIONALES

Los ingresos operacionales por \$16.938 millones al 31 de diciembre de 2006 (\$49.608 millones al 30 de septiembre de 2006), corresponden principalmente a los servicios facturados por XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P., como administrador y liquidador de cuentas del Sistema de Transmisión Nacional, por el uso de líneas y redes de la Empresa para transmisión de energía en Colombia.

19. INGRESOS VARIOS

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2006
Recuperación de provisiones (1)	\$ 18.863	\$ 821
Otras recuperaciones (2)	2.910	6.074
Utilidad en venta de propiedades (3)	4.975	-
Arrendamientos	689	1.972
Servicios	237	555
Honorarios vinculados	289	149
Ajustes de ejercicios anteriores (4)	-	2.574
	<u>\$ 27.963</u>	<u>\$ 12.145</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2006 incluye principalmente recuperaciones de provisiones fiscales por el proceso El Colegio por \$5.854 millones (Ver Nota 13), recuperaciones de provisiones de cartera por \$3.935 millones, recuperación del cálculo actuarial pensiones por \$6.050 millones, recuperación de provisión de prestaciones adicionales pensiones por \$2.253 millones y recuperación de provisiones de contingencias y responsabilidades por \$646 millones. Al 30 de septiembre de 2006, incluye recuperaciones de provisiones de cartera por \$331 millones, provisiones de propiedad, planta y equipo por \$232 millones y recuperaciones de provisiones de contingencias y responsabilidades por \$258 millones.
- (2) Al 31 de diciembre de 2006 incluye principalmente recuperaciones de compartibilidad pensional por \$1.701 millones y recuperación de cuotas partes pensionales por \$785 millones. Al 30 de septiembre de 2006, incluye principalmente recuperaciones de cuotas partes pensionales por \$1.961 millones y recuperaciones de compartibilidad pensional por \$3.493 millones.
- (3) Corresponde a la utilidad generada en la venta del inmueble ubicado en Bogotá en la Calle 13 con Carrera 37 durante el mes de diciembre de 2006. El valor de la venta fue por \$5.000 millones y el costo neto en libros ascendía a \$25 millones.
- (4) Al 30 de septiembre de 2006 corresponde a la recuperación de provisión por el impuesto de renta del año gravable 2005.

20. INGRESO EXTRAORDINARIO

En mayo de 2006, Codensa S.A. E.S.P. aprobó una reducción parcial de su capital, la cual fue autorizada por las autoridades competentes en octubre de 2006. Como consecuencia de ésta reducción de capital, la Empresa recibió una devolución de aportes en efectivo por \$197.307 millones, los cuales fueron registrados \$80.257 millones como menor valor del costo de las inversiones y \$117.050 millones como un ingreso extraordinario. Este ingreso extraordinario corresponde a la recuperación del valor en libros de activos que habían sido provisionados en años anteriores y equivale al importe de reversión de la parte proporcional de las valorizaciones previamente registradas, las cuales se realizan como ingreso extraordinario debido a la devolución de aportes en efectivo por un mayor valor que el costo de la inversión registrada en libros.

21. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2006
Servicios personales	\$ 1.841	\$ 5.693
Contribuciones imputadas	289	893
Contribuciones efectivas	1.117	3.526
Aportes sobre nómina	66	179
Pensiones de jubilación (Nota 15)	8.078	21.500
Amortización cálculo actuarial y beneficios complementarios	-	4.104
Cuotas partes pensionales	62	280
Servicios médicos	927	2.457
Honorarios	1.705	3.382
Servicios públicos	51	188
Publicidad y propaganda	87	756
Impuestos (1)	750	9.321
Vigilancia y seguridad	222	440
Comunicación y transporte	158	399
Mantenimiento, materiales y suministros	969	2.565
Mejoras a propiedades ajenas	53	-
Seguros	204	605
Otros gastos generales	1.278	3.262
Depreciaciones	181	520
Amortizaciones	2.515	927
Provisión para protección de inversiones	5	4.927
Provisión para deudores	559	2.972
Provisión para inventarios	3	50
Provisión para contingencias	119	1.049
(Menos) Gastos asignados al negocio de transmisión	<u>(833)</u>	<u>(2.446)</u>
	<u>\$ 20.406</u>	<u>\$ 67.549</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2006 incluye principalmente \$450 millones del impuesto a la seguridad democrática, \$87 millones del impuesto de industria y comercio y \$150 millones de estampillas. Al 30 de septiembre de 2006 incluye principalmente \$4.067 millones del impuesto de industria y comercio, \$1.021 millones de impuesto predial, \$1.350 millones del impuesto a la seguridad democrática, \$2.489 millones del impuesto al patrimonio y \$194 millones de estampillas.

En cumplimiento de lo ordenado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Empresa implantó el sistema de costos basado en actividades de que trata la Ley 142 de 1993. Los criterios y factores de distribución fueron discutidos y aprobados en Comité de Gerencia con base en un estudio preparado por la Gerencia Financiera.

Los gastos de administración arriba mencionados fueron redistribuidos a los siguientes centros de costos:

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2006
Asociados al negocio regulado de transmisión		
Transporte de Energía	\$ 833	\$ 2.446
Actividades administrativas y financieras no asociadas al negocio de transmisión	<u>15.441</u>	<u>45.337</u>
	16.274	47.783
Impuestos	750	9.321
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	<u>3.382</u>	<u>10.445</u>
	<u>\$ 20.406</u>	<u>\$ 67.549</u>

22. CUENTAS DE ORDEN

	31 de diciembre de 2006	30 de septiembre de 2006
Derechos contingentes bienes entregados en garantía (1)	\$ 158.097	\$ 165.100
Fiscales	928.131	907.746
Otras cuentas deudoras	<u>(65)</u>	<u>(238)</u>
	<u>1.086.163</u>	<u>1.072.608</u>
Responsabilidades contingentes:		
Civiles	1.600	1.833
Laborales	4.935	5.166
Administrativas	22.810	23.125
Obligaciones fiscales	<u>25</u>	<u>13.979</u>
	<u>29.369</u>	<u>44.103</u>
Acreedoras de control		
Contratos de servicios	33.907	26.037
Ordenes de compra	72.406	94.533
Aportes de capital	205.491	205.491
Capital proveniente de Revalorización de Patrimonio	<u>459.501</u>	<u>459.501</u>
	<u>771.305</u>	<u>785.562</u>
	<u>\$ 1.886.837</u>	<u>\$ 1.902.273</u>

(1) Al 31 de diciembre y 30 de septiembre de 2006, las cuentas de orden Derechos Contingentes incluyen el valor de la prenda sobre las acciones que tiene la Empresa en Red de Energía del Perú S.A. como garantía de obligaciones que tiene dicha compañía con entidades financieras.

***Empresa de Energía de Bogotá
S.A. E.S.P.***

***Estados Financieros por los Períodos
Terminados el 31 de Diciembre 2007 y 2006 e
Informe del Revisor Fiscal***

Deloitte.

Deloitte & Touche Ltda.
Cra. 7 N° 74 - 09
A.A. 075874
Nit. 860.005.813-4
Bogotá D.C.
Colombia

Tel. +57(1) 5461810 - 5461815
Fax: +57(1) 2178088
www.deloitte.com/co

INFORME DEL REVISOR FISCAL

A los Accionistas de
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.:

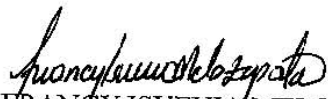
He auditado los balances generales de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2007 y 2006 y los correspondientes estados de resultados, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por el período de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2007 y por el período de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2006. Tales estados financieros son responsabilidad de la administración de la Empresa. Entre mis funciones se encuentra la de expresar una opinión sobre estos estados financieros con base en mis auditorías.

Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones y llevar a cabo mi trabajo de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Tales normas requieren que planifique y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de errores significativos. Una auditoría de estados financieros incluye examinar, sobre una base selectiva, la evidencia que soporta las cifras y las revelaciones en los estados financieros. Una auditoría también incluye, evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones contables significativas hechas por la administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros. Considero que mis auditorías me proporcionan una base razonable para expresar mi opinión.

En mi opinión, los estados financieros antes mencionados, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2007 y 2006, los resultados de sus operaciones, los cambios en su patrimonio, los cambios en su situación financiera y sus flujos de efectivo por el período de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2007 y por el período de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2006, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia.

Como se menciona en la Nota 3 a los estados financieros, la Empresa de conformidad con lo establecido en la Ley 1111 del 2006 del Gobierno Nacional contabilizó durante el 2007 el gasto por impuesto al patrimonio por valor de \$9.906 millones, disminuyendo la cuenta Revalorización del Patrimonio. Al 31 de diciembre de 2006 los gastos de impuestos de naturaleza similar se reconocían como gasto en el estado de resultados.

Además, informo que durante dichos periodos, la Empresa ha llevado su contabilidad conforme a las normas legales y la técnica contable; las operaciones registradas en los libros de contabilidad y los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y de la Junta Directiva; la correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas y de registro de acciones se llevan y se conservan debidamente; el informe de gestión de los administradores guarda la debida concordancia con los estados financieros básicos, y los aportes al Sistema de Seguridad Social Integral se efectuaron en forma correcta y oportuna. Mi evaluación del control interno, efectuada con el propósito de establecer el alcance de mis pruebas de auditoría, no puso de manifiesto que la Empresa no haya seguido medidas adecuadas de control interno y de conservación y custodia de sus bienes y de los de terceros que estén en su poder.



FRANCY ISVEVIA MELO ZAPATA

Revisor Fiscal

T. P. No. 96320-T

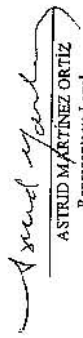
20 de febrero de 2008

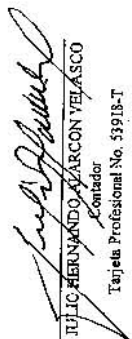
EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.
BALANCES GENERALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y 2006
 (En millones de pesos colombianos)

ACTIVOS	2007	2006	PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	2007	2006
ACTIVO CORRIENTE:			PASIVO CORRIENTE:		
Efectivo (Nota 4)	\$ 56.108	\$ 51.144	Porción corriente de la deuda a largo plazo (Nota 11)	\$ 398.069	\$ 147.988
Inversiones temporales (Nota 8)	353.955	144.264	Cuentas por pagar (Nota 12)	95.943	151.273
Deudoras (Nota 5)	140.195	245.837	Obligaciones laborales	676	558
Inventarios (Nota 6)	6.468	5.276	Pensiones de jubilación (Nota 16)	28.754	30.285
Gastos pagados por anticipo y otros activos (Nota 9)	2.479	1.838	Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota 16)	4.986	3.976
Total activo corriente	559.305	448.559	Pasivos estimados y provisiones (Nota 14)	7.642	1.318
			Otros pasivos (Nota 15)	1.109	17
CUENTAS POR COBRAR A LARGO PLAZO (Nota 5)	750.877	5.043	Total pasivo corriente	537.219	317.415
			PASIVOS A LARGO PLAZO:		
DEPÓSITOS ENTREGADOS EN ADMINISTRACIÓN - PENSIONES (Nota 5)	203.684	205.865	Deuda a largo plazo (Nota 11)	1.241.940	45.023
			Pensiones de jubilación, menos porción corriente (Nota 16)	196.558	197.774
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, neto (Nota 7)	294.390	196.001	Beneficios complementarios a pensiones de jubilación, menos porción corriente (Nota 15)	52.884	54.991
			Pasivos estimados y provisiones (Nota 14)	25.626	32.903
INVERSIONES PERMANENTES (Nota 8)	2.852.939	1.582.626	Total pasivo a largo plazo	1.517.008	330.691
			Total pasivos	2.054.227	668.106
OTROS ACTIVOS, neto (Nota 9)	31.655	24.502	PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS (Nota 18)		
			Capital suscrito y pagado	664.993	664.993
VALORIZACIONES (Nota 10)	3.458.983	3.239.435	Prima en colocación de acciones	97.412	97.412
			Reservas	365.405	352.364
Total activos	\$ 8.151.783	\$ 5.802.031	Resultados de ejercicios anteriores	67.466	67.466
CUENTAS DE ORDEN (Nota 25)	\$ 3.051.749	\$ 1.886.837	Resultado neto del periodo	869.017	130.409
			Supervivi donado	6.655	6.655
			Supervivi por valorizaciones	3.458.983	3.239.435
			Supervivi método de participación	2.320	-
			Revalorización del patrimonio	565.285	578.191
			Total patrimonio de los accionistas	6.397.556	5.133.925
			Total pasivos y patrimonio de los accionistas	\$ 8.151.783	\$ 5.802.031
			CUENTAS DE ORDEN (Nota 25)	\$ 3.051.749	\$ 1.886.837

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.


ASTRID MARTÍNEZ ORTIZ
 Representante Legal


JULIÁN FERNANDO MARCON VELASCO
 Contador
 Tarjeta Profesional No. 53918-T


FRANCKY ISVEVIA MELO ZAPATA
 Revisor Fiscal
 Tarjeta Profesional No. 95320-T


EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

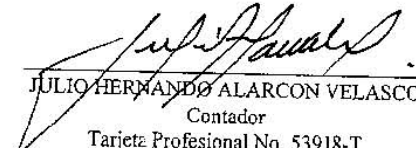
ESTADOS DE RESULTADOS
POR EL PERÍODO DE 12 MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y POR EL PERÍODO DE TRES MESES
TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2006
 (En millones de pesos colombianos, excepto el número de acciones y el resultado neto por acción)

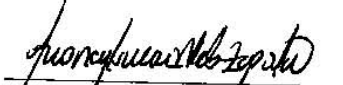
	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006
INGRESOS OPERACIONALES (Nota 19)	\$ 73.630	\$ 16.938
COSTO DE VENTAS (Nota 20)	(27.593)	(6.731)
Utilidad bruta	46.037	10.207
DIVIDENDOS E INTERESES GANADOS (Nota 8)	673.620	5.496
DIFERENCIA EN CAMBIO	53.375	(10.963)
UTILIDAD MÉTODO DE PARTICIPACIÓN (Nota 8)	288.475	617
OTROS INGRESOS (Nota 21)	29.407	27.963
	1.044.877	23.111
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN (Nota 23)	(98.161)	(20.406)
GASTOS FINANCIEROS (Nota 24)	(108.709)	(2.175)
OTROS GASTOS	(34)	(240)
Utilidad antes de ingreso extraordinario	884.010	10.497
INGRESO EXTRAORDINARIO (Nota 22)	-	117.050
Utilidad antes de impuesto de renta	884.010	127.547
IMPUESTO DE RENTA (Nota 17)	(14.973)	2.862
RESULTADO NETO DEL PERÍODO	\$ 869.037	\$ 130.409
NÚMERO DE ACCIONES	85.871.565	85.871.565
RESULTADO NETO POR ACCIÓN	\$ 10.120,20	\$ 1.518,65

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.


 ASTRID MARTÍNEZ ORTÍZ
 Representante Legal


 JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
 Contador
 Tarjeta Profesional No. 53918-T


 FRANCIS ISVEVIA MELO ZAPATA
 Revisor Fiscal
 Tarjeta Profesional No. 96320-T
 (Ver mi informe adjunto)

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.

**ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR EL PERÍODO DE 12 MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y POR EL PERÍODO DE TRES MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2006
(En millones de pesos colombianos)**

	Reservas										Total patrimonio de los accionistas		
	Capital suscrito y pagado	Prima en colocación de acciones	Legal	Para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas	A disposición de los accionistas	Total reservas	Resultados de ejercicios anteriores	Resultado neto del periodo	Superávit donado	Superávit por valorizaciones		Superávit neto de participación	Revalorización del patrimonio
SALDOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2006	\$ 664.993	\$ 97.412	\$ 196.075	\$ 125.696	\$ 1.386	\$ 325.157	\$ 67.466	\$ 292.071	\$ 6.655	\$ 3.133.158	\$ -	\$ 575.191	\$ 5.160.103
Apropiaciones	-	-	29.207	-	-	29.207	-	(29.207)	-	-	-	-	-
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	(262.864)	-	-	-	-	(262.864)
Valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	106.277	-	106.277	-	-	106.277
Resultado neto del periodo	-	-	-	-	-	-	-	130.409	-	-	-	-	130.409
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006	\$ 664.993	\$ 97.412	\$ 225.282	\$ 125.696	\$ 1.386	\$ 353.364	\$ 67.466	\$ 130.409	\$ 6.655	\$ 3.239.433	\$ -	\$ 575.191	\$ 5.132.925
Apropiaciones	-	-	13.041	-	-	13.041	117.368	(130.409)	-	-	-	-	-
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(117.368)	-	-	-	-	-	(117.368)
Impuesto al patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.906)	(9.906)
Valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	219.518	-	-	219.518
Superávit neto de participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.320	-	-	2.320
Resultado neto del periodo	-	-	-	-	-	-	-	869.037	-	-	-	-	869.037
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007	\$ 664.993	\$ 97.412	\$ 238.323	\$ 125.696	\$ 1.386	\$ 365.405	\$ 67.466	\$ 869.037	\$ 6.655	\$ 3.458.983	\$ 1.320	\$ 565.285	\$ 6.097.556

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Comisario certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de la Empresa.

Astrid Martínez Ortiz
ASTRID MARTÍNEZ ORTIZ
 Representante Legal

Rafael Andrés Avilón Velasco
RAFAEL ANDRÉS AVILÓN VELASCO
 Comisario
 Tarjeta Profesional No. 53918-T

Francisco Esvevia Melo Zanata
FRANCISCO ESVEVIA MELO ZANATA
 Revisor Fiscal
 Tarjeta Profesional No. 96320-T
 (Ver en Informe Adjunto)

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

**ESTADOS DE CAMBIOS EN LA SITUACIÓN FINANCIERA
POR EL PERÍODO DE 12 MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y POR EL PERÍODO DE TRES MESES
TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2006
(En millones de pesos colombianos)**


	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006
CAPITAL DE TRABAJO OBTENIDO DE:		
Resultado neto del período	\$ 869.037	\$ 130.409
Partidas que no requirieron capital de trabajo:		
Depreciaciones y amortizaciones	9.852	4.644
Diferencia en cambio	91.886	8.432
Valuación portafolio en patrimonio autónomo	(7.400)	-
Recuperaciones y provisiones	(6.670)	(7.008)
Utilidad método de participación	(288.475)	(617)
Recuperación pensiones de jubilación	(3.804)	(8.302)
Utilidad en venta de activos fijos	(469)	(4.975)
Ingreso extraordinario	-	(117.050)
Capital de trabajo obtenido de las operaciones	<u>663.957</u>	<u>5.533</u>
Disminución de cuentas por cobrar a largo plazo	-	19.619
Devolución capital Codensa	-	197.307
Aumento de la deuda	1.151.651	7.786
Reclasificación de pensiones de jubilación de corto a largo plazo	481	-
Total capital de trabajo obtenido	<u>1.816.089</u>	<u>230.245</u>
CAPITAL DE TRABAJO UTILIZADO EN:		
Aumentos de cuentas por cobrar	(781.489)	-
Aumento de inversiones permanentes	(881.224)	(114.129)
Aumento en propiedades, planta y equipo	(107.123)	(15.863)
Aumento en otros activos	(8.037)	(3.886)
Pago de dividendos	(117.368)	(262.864)
Impuesto al patrimonio	(9.906)	-
Total capital de trabajo utilizado	<u>(1.905.147)</u>	<u>(396.742)</u>
DISMINUCIÓN EN EL CAPITAL DE TRABAJO	<u>\$ (89.058)</u>	<u>\$ (166.497)</u>
CAMBIOS NETOS EN LOS COMPONENTES DEL CAPITAL DE TRABAJO:		
Efectivo	\$ 4.764	\$ 38.873
Inversiones temporales	209.691	71.467
Deudores	(105.642)	(47.498)
Inventarios	1.192	(64)
Gastos pagados por anticipado	741	87
Porción corriente de la deuda a largo plazo	(250.081)	(106.397)
Cuentas por pagar	57.330	(129.147)
Obligaciones laborales	(118)	(32)
Pensiones de jubilación y beneficios complementarios	481	-
Pasivos estimados y provisiones	(6.324)	6.071
Otros pasivos	(1.092)	143
DISMINUCIÓN EN EL CAPITAL DE TRABAJO	<u>\$ (89.058)</u>	<u>\$ (166.497)</u>

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de la Empresa.


ASTRID MARTÍNEZ ORTIZ
Representante Legal


JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 53918-T


RANCY ESVEVIA MELO ZAPATA
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No. 96320-T
(Ver mi informe adjunto)

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.


ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
 POR EL PERÍODO DE 12 MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y POR EL PERÍODO DE TRES MESES
 TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2006
 (En millones de pesos colombianos)


	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Resultado neto del periodo	\$ 869.037	\$ 130.409
Ajustes para conciliar el resultado con el efectivo neto (usado en) provisto por las actividades de operación:		
Depreciaciones y amortizaciones	9.852	4.644
Diferencia en cambio	(82.744)	10.966
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(7.400)	-
Recuperaciones y provisiones	(4.305)	(10.428)
Utilidad método de participación	(288.475)	(617)
Recuperación pensiones de jubilación	(3.804)	(8.302)
Utilidad en venta de activos fijos	(469)	(4.975)
Impuesto diferido	(41)	-
Ingreso extraordinario	-	(117.050)
	491.651	4.647
Cambios en activos y pasivos de operación, neto		
Deudores	(677.433)	71.151
Inventarios	(587)	59
Gastos pagados por anticipado	409	(87)
Otros activos	(8.037)	(3.886)
Cuentas y documentos por pagar	(58.684)	129.147
Obligaciones laborales	118	32
Pasivos estimados y provisiones	4.940	(6.578)
Otros pasivos	(17)	(143)
	(247.640)	194.342
Fondos netos (usados en) provistos por las actividades de operación		
	(247.640)	194.342
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Aumento de activos fijos	(107.123)	(15.863)
(Aumento) Disminución de inversiones permanentes	(901.129)	83.178
(Aumento) Disminución de inversiones temporales	(213.493)	(74.103)
	(1.221.745)	(6.788)
Fondos netos usados en las actividades de inversión		
	(1.221.745)	(6.788)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Aumento de la deuda	1.601.423	114.183
Pago de dividendos	(117.368)	(262.864)
Impuesto al patrimonio	(9.906)	-
	1.474.149	(148.681)
Fondos netos provistos por (usados en) las actividades de financiación		
	1.474.149	(148.681)
CAMBIOS NETOS EN EL EFECTIVO	4.764	38.873
EFECTIVO AL INICIO DEL PERÍODO	51.344	12.471
EFECTIVO AL FINAL DEL PERÍODO	\$ 56.108	\$ 51.344

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de la Empresa.


 ASTRID MARTÍNEZ ORTÍZ
 Representante Legal


 JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
 Contador
 Tarjeta Profesional No. 53918-T


 FRANCISCA VEVEIA MELO ZAPATA
 Revisor Fiscal
 Tarjeta Profesional No. 96320-T
 (Ver mi informe adjunto)

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y 2006 (En millones de pesos colombianos, excepto cuando se indique lo contrario)

1. ENTE ECONÓMICO Y OPERACIONES

De conformidad con la Ley 142 de 1994 y el Acuerdo 01 de 1996 del Concejo Distrital, el 31 de mayo de 1996 la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. se transformó de empresa industrial y comercial del estado del orden distrital a una sociedad por acciones. La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (en adelante EEB o la Empresa) transformada en empresa de servicios públicos bajo la Ley 142 continuó dedicada a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.

El 24 de enero de 1997, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Empresa aprobó el plan presentado por la Gerencia y sus Asesores para la reestructuración de la Empresa y la vinculación de inversionistas privados. El 23 de octubre de 1997, dicho plan culminó con la segregación de los negocios a través de la creación de dos Compañías, una dedicada a la generación (EMGESA S.A. E.S.P.) y otra a la distribución y comercialización de energía (CODENSA S.A. E.S.P.), quedando en EEB, únicamente la actividad de transmisión de energía y el Centro Regional de Despacho. El término de la duración legal de la sociedad es indefinido.

Para la constitución de las nuevas compañías, EEB aportó a cada una los activos y pasivos de generación y distribución y comercialización, respectivamente, a cambio de una participación del 51,5% en el capital de dichas compañías. Así mismo, como parte de este proceso, los inversionistas estratégicos Capital Energía S.A. y Luz de Bogotá S.A. hicieron aportes en efectivo por el 48,5% del capital de EMGESA S.A. E.S.P. y CODENSA S.A. E.S.P., respectivamente. Además, Capital Energía S.A. y Luz de Bogotá S.A. adquirieron cada una un 5,5% del capital de EEB. Todas las obligaciones entre las partes quedaron consignadas en los Acuerdos Marco de Inversión que regulan las relaciones entre los accionistas y todos los acuerdos para la constitución y el desarrollo operativo de las compañías.

Liquidación Luz de Bogotá S.A. – El 9 de julio de 2004 la Sociedad Luz de Bogotá S.A. se liquidó y su participación en la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. fue distribuida a las sociedades Endesa Internacional S.A., Enersis S.A. Agencia Islas Cayman y Chilectra S.A. Agencia Islas Cayman con participaciones accionarias del 3,02%, 1,41% y 1,06%, respectivamente.

Escisión de Capital Energía S.A. – El 13 de diciembre de 2005 la Superintendencia de Sociedades expidió la resolución No.320003991 autorizando la reforma estatutaria de Capital Energía S.A., consistente en la escisión de la sociedad, donde la misma es disuelta sin liquidarse, dividiendo totalmente su patrimonio entre las sociedades beneficiarias de la escisión. De acuerdo con lo estipulado por la Superintendencia, este proceso se protocolizó el 26 de enero de 2006, de esta forma la participación de esta compañía en la Empresa de Energía de

Bogotá fue transferida de forma proporcional a Endesa Internacional y Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P., quien cedió el usufructo de las mismas a la compañía Proyectos de Energía S.A.

Escisión de Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P.- La Superintendencia de Sociedades mediante Resolución 320-003011 del 30 de noviembre de 2006, aprobó la escisión parcial de activos de Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P., la cual fue protocolizada el 27 de diciembre de 2006 con la escritura No 511 de la Notaria 36 del círculo de Bogotá. El 17 de enero de 2007, La Empresa fue informada del perfeccionamiento de escisión parcial de Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P., por lo cual a partir de dicha fecha se inscribió como accionista de la empresa a Proyecto de Energía S.A. en su reemplazo.

Mediante Escritura Pública No. 10410 del 26 de diciembre de 2007 registrada en las Cámaras de Comercio de Bogotá y Cali, se formalizó la fusión por absorción de Proyectos de Energía S.A. y Corporación Financiera Colombiana S.A.(en adelante Corficolombiana), donde esta última actuó como absorbente. En consecuencia, Corficolombiana es titular de 3.271.505 acciones ordinarias clase C.

Fusión de Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P. - El 14 de diciembre de 2006 la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB) accionistas de Emgesa S.A. E.S.P. y de Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. y el Grupo Endesa acordaron fusionar las sociedades para lo cual, en el año 2007 obtuvieron la autorización de fusión de las Asambleas de Accionistas correspondientes y las autoridades competentes. Las compañías fundamentadas en el acuerdo de Fusión (entre Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P.), definieron que: (a) Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. sería la sociedad absorbente y Emgesa S.A. E.S.P. la sociedad absorbida, y (b) la razón social de la entidad fusionada sería Emgesa S.A. E.S.P. De acuerdo con lo anterior, la Superintendencia de Sociedades mediante resolución oficial No.341-003504 del 17 de agosto de 2007 autorizó la fusión, la cual se protocolizó mediante la escritura pública No 0003480 el 1 de septiembre de 2007, en la Notaria 18 de Bogotá.

En consecuencia, como resultado de la fusión se suscribió un contrato de compraventa de acciones mediante el cual Compañía Eléctrica Cono Sur S.A. y Endesa Internacional S.A., vendieron a EEB 5.470.712 acciones a prorrata de su participación en Emgesa S.A. ESP., número de acciones requerido por EEB para mantener la participación del 51.51347% en Emgesa S.A. ESP. La operación de compraventa de acciones se perfeccionó el 16 de noviembre de 2007, por un monto de USD\$70.058.130.

Proceso de compra activos de Ecogas – Mediante el Decreto 1404 de Mayo de 2005, el Gobierno Nacional aprobó el programa de enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de la Empresa Colombiana de Gas – Ecogás (en adelante Ecogas), relacionados con el transporte de gas natural, su operación y explotación, mediante la constitución por suscripción sucesiva de acciones de la sociedad Transportadora de Gas del Interior S. A. E.S.P. (en adelante TGI).

El 6 de diciembre de 2006 la Empresa resultó adjudicataria del 97,15% de las acciones de TGI por \$3,25 billones de pesos correspondientes al valor ofertado por la Empresa que fueron financiados mediante la colocación de bonos y créditos con la banca y los mercados de capitales internacionales. (Ver Nota 11)

El 16 de febrero de 2007 fue celebrada la Asamblea General de Accionistas, en la cual se formalizó la constitución de la empresa Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P. la cual se llevo a cabo en la ciudad de Bucaramanga.

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La Empresa se rige principalmente por la Ley 142 ó Estatuto de Servicios Públicos, la Ley 143, que estableció las disposiciones que norman las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, sus estatutos, los acuerdos marcos de inversión y las demás disposiciones contenidas en el Código de Comercio.

Las Leyes 142 y 143 del 11 de Julio de 1994 establecieron una nueva estructura de competencia, el régimen económico, tarifario y de subsidios para las ventas de electricidad y demás aspectos de operación y regulación del sector.

Las tarifas aplicables al servicio de transmisión de energía son reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es un Organismo Técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía.

3. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Los estados financieros fueron preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, los cuales están prescritos por disposiciones legales. Asimismo, aplica el Plan de Contabilidad para Entes Prestadores de Servicios Públicos y el Sistema Unificado de Costos y Gastos expedido por la Superintendencia de Servicios Públicos y el Plan General expedido por la Contaduría General de la Nación.

Ciertos principios contables aplicados por la Empresa que están de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, podrían no estar de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en otros países.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas por la Empresa:

- a. *Impuesto al patrimonio*: Durante el año 2007, la Empresa registró \$9.906 millones con cargo a la revalorización del patrimonio, de acuerdo con lo permitido por la Ley 1111 de 2006. En años anteriores, impuestos de naturaleza similar se registraron como gasto con cargo al estado de resultados.
- b. *Unidad monetaria* – De acuerdo con disposiciones legales, la unidad monetaria utilizada por la Empresa para su contabilidad es el peso colombiano.

- c. *Periodo contable* – De acuerdo con el acta No. 1.410 de la Junta Directiva del 10 de agosto de 2006, la Empresa decidió efectuar el corte de sus estados financieros al 30 de septiembre de 2006 con el propósito de distribuir utilidades.

Los estados financieros adjuntos por los períodos terminados el 31 de diciembre de 2007 y 2006 corresponden a períodos de doce y tres meses, respectivamente. Este cambio de período contable afecta la comparabilidad de las cifras de los estados financieros.

- d. *Ajustes por inflación* – Hasta el 31 de diciembre de 2001, los activos y pasivos no monetarios, con excepción de los inventarios, y las cuentas de patrimonio, con excepción del superávit por valorizaciones, se ajustaron para reconocer los efectos de la inflación utilizando porcentajes de ajuste determinados con base en la variación del índice general de precios al consumidor. La corrección monetaria, así determinada, fue incluida en los resultados de cada período.

Mediante las Resoluciones No. 364 de noviembre de 2001 y 027 de enero de 2002, emitidas por el Contador General de la Nación se eliminó la aplicación del sistema de ajustes integrales por inflación para efectos contables a partir del 1 de enero del 2002. El valor de los ajustes por inflación registrados hasta el 31 de diciembre de 2001 hace parte del saldo de los activos y del valor en libros para todos los efectos.

- e. *Conversión de moneda extranjera* – Las operaciones en moneda extranjera se contabilizan a las tasas de cambio aplicables que estén vigentes en el momento de realizarse la transacción. Al cierre de cada ejercicio los saldos por cobrar o por pagar en moneda extranjera se actualizan a la tasa de cambio representativa de mercado certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia (\$2.014,76 por US\$ 1 al 31 de diciembre de 2007 y \$2.238,79 por US\$ 1 al 31 de diciembre de 2006). La ganancia o pérdida en cambio, así determinada, es incluida en los resultados del período, salvo la causada por deudas contraídas para la adquisición de activos, la cual es capitalizada hasta que los mismos estén en condiciones de enajenación y/o uso.
- f. *Inversiones temporales* – Son registradas al costo y los rendimientos financieros se causan con base en la Tasa Interna de Retorno - TIR - resultante al momento de la compra de cada título valor.

Las inversiones que constituyen los patrimonios autónomos en Fideicomisos de Administración de Pensiones son valuadas a precios de mercado determinados por las fiduciarias y su efecto es reconocido en resultados.

- g. *Provisión para deudores* – La provisión para cuentas de clientes de difícil cobro se estableció de conformidad con las políticas definidas por la Sociedad, la cual establece que la provisión de cartera se efectúa sobre el 100% de los saldos de las deudas vencidas mayores a 360 días.
- h. *Inventarios* – Se registran al costo promedio o a su valor neto de realización, el menor.

- i. *Propiedades, planta y equipo* – Se contabilizan al costo y se ajustaban por inflación hasta el 31 de diciembre de 2001. Se deprecian en línea recta de acuerdo con las siguientes tasas promedio de depreciación:

Edificaciones	2%	50 años
Plantas y ductos / subestaciones	4%	25 años
Redes, líneas y cables	2%	50 años
Maquinaria y equipo	6,6%	15 años
Equipo científico	10%	10 años
Muebles y enseres	10%	10 años
Equipo de comunicación	10%	10 años
Equipo de transporte, tracción y elevación	20%	5 años
Equipo de comedor, cocina y despensa	10%	10 años
Equipo de computación	20%	5 años

- j. *Valorizaciones*

De propiedades, planta y equipo – Corresponden a las diferencias existentes entre el valor de los avalúos técnicos y el valor en libros de las propiedades, planta y equipo.

Estas valorizaciones se contabilizan en cuentas separadas dentro de los activos y como un superávit por valorizaciones, el cual no es susceptible de distribución. El avalúo de activos fijos se realiza cada tres años. Si al cierre del ejercicio el valor de los avalúos es menor al valor en libros, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

De inversiones permanentes – Para las inversiones en compañías controladas y no controladas, cualquier exceso del valor de mercado o del valor intrínseco sobre el costo ajustado al cierre del ejercicio es contabilizado como valorización, con crédito a la cuenta patrimonial de superávit por valorizaciones. Si al cierre del ejercicio su valor de mercado o su valor intrínseco es menor que el costo ajustado, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

- k. *Inversiones permanentes* – Las inversiones en acciones en compañías no controladas se registran a su costo de adquisición y en compañías controladas se registran inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se ajustan bajo el método de participación patrimonial. Las inversiones en moneda extranjera son convertidas a pesos colombianos a tasas de cierre y su resultado se compara con el valor intrínseco.

- l. *Otros activos*

Diferidos – Corresponde principalmente a los costos incurridos en la compra de software y algunos proyectos de inversión, los cuales se están amortizando en línea recta por un período de cinco años.

El impuesto para preservar la seguridad democrática según la Carta Circular No. 038 de 2003 expedida por la Contaduría General de la Nación, se registra como cargo diferido y se amortizó hasta el 31 de diciembre de 2007.

Intangibles – Se registra principalmente el crédito mercantil adquirido correspondiente a la diferencia entre el costo de adquisición de las inversiones en acciones de capital, que de acuerdo con las normas vigentes, conlleven el control en los términos establecidos en la legislación comercial, y el valor intrínseco de las acciones adquiridas. El crédito mercantil es amortizado en un periodo máximo de 20 años por el método de línea recta.

- m. *Obligaciones laborales* – Las obligaciones laborales se ajustan al fin de cada ejercicio con base en las disposiciones legales y los convenios laborales vigentes.

Los ajustes periódicos del pasivo por pensiones de jubilación, directamente a cargo de la Empresa, se hacen con base en estudios actuariales ceñidos a las normas legales. Los incrementos en la obligación actuarial son cargados directamente a resultados.

La Empresa registra el pasivo y sus actualizaciones por beneficios complementarios a pensiones de jubilación tales como servicios médicos y otras prestaciones adicionales a que tienen derecho los jubilados, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Por lo tanto, se está aprovisionando el pasivo que, a valor presente, cubre la obligación estimada por éstos beneficios proyectados a la fecha de cierre del ejercicio con cargo a resultados.

- n. *Impuesto de renta* – La provisión para impuestos de renta se determina con base en la utilidad comercial con el objeto de relacionar adecuadamente los ingresos del período con sus costos y gastos correspondientes y se registra por el monto del pasivo estimado. El efecto de las diferencias temporales que implique el pago de un menor o mayor impuesto en el año corriente, calculado a tasas actuales, se registra como un impuesto diferido por pagar o por cobrar según aplique, siempre que exista una expectativa razonable de que dichas diferencias se revertirán.
- o. *Cuentas de orden* – Se registran bajo cuentas de orden principalmente los derechos y responsabilidades contingentes y las diferencias entre las cifras contables y fiscales y otras cuentas de control.
- p. *Reconocimiento de ingresos, costos y gastos* – Los ingresos por ventas se reconocen en el período cuando se prestan los servicios. Los costos y gastos se registran con base en su causación.
- q. *Uso de estimaciones* – Las políticas contables que sigue la Empresa están de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, lo que requiere que la Administración efectúe ciertas estimaciones y utilice ciertos supuestos para determinar la valuación de algunas de las partidas individuales de los estados financieros y para efectuar las revelaciones que se requiere efectuar en los mismos. Aún cuando pueden llegar a diferir de

su efecto final, la administración considera que las estimaciones y supuestos utilizados fueron los adecuados en las circunstancias.

- r. *Utilidad neta por acción* – Se determina tomando como base la utilidad neta del ejercicio dividida entre el número de acciones en circulación.
- s. *Estado de flujos de efectivo* – Los estados de flujos de efectivo se han preparado de acuerdo al método indirecto.
- t. *Reclasificaciones* – Algunas cifras de los estados financieros de diciembre de 2006 fueron reclasificadas para fines comparativos, y se presentan bajo las denominaciones de las cuentas señaladas en el plan único de cuentas.

4. EFECTIVO

	2007	2006
Caja	\$ 5	\$ 27
Bancos (1)	<u>56.103</u>	<u>51.317</u>
	<u>\$ 56.108</u>	<u>\$ 51.344</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2007, los saldos en bancos incluyen principalmente depósitos en cuentas bancarias remuneradas por \$54.011 millones (\$50.078 millones al 31 de diciembre de 2006). El rendimiento promedio de las cuentas bancarias remuneradas para el año 2007 y 2006 fue del 7,5%.

5. DEUDORES

Cuentas por cobrar a vinculados (Ver Nota 13)	\$ 795.366	\$ 29.450
Cuentas por cobrar a clientes	14.809	13.213
Deudores varios (1)	89.570	193.242
Anticipos y avances (2)	670	28.649
Anticipos de impuestos y contribuciones	1.073	4.932
Depósitos entregados en Administración – Pensiones (Ver Nota 16)	203.654	205.865
Encargos Fiduciarios – Muña (Ver Nota 14)	2.322	1.791
Otros encargos fiduciarios (3)	11.533	1.935
Deudas de difícil cobro	<u>760</u>	<u>1.317</u>
Subtotal	1.119.757	480.394
Menos – Provisión para deudas de dudoso recaudo	<u>(25.031)</u>	<u>(23.649)</u>
	1.094.726	456.745
Menos – Cuentas por cobrar a largo plazo (4)	(750.877)	(5.043)
Depósitos entregados en Administración – Pensiones	<u>(203.654)</u>	<u>(205.865)</u>
	<u>\$ 140.195</u>	<u>\$ 245.837</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2007 incluye principalmente dividendos por cobrar por \$57.712 millones (\$163.925 millones al 31 de diciembre de 2006) de los cuales con compañías vinculadas corresponden a \$57.541 millones (\$163.366 millones al 31 de diciembre de 2006) (Ver Nota 13). Adicionalmente incluye cuotas partes pensionales por \$15.211 millones (\$15.575 millones al 31 de diciembre de 2006) y compatibilidad pensional por \$13.276 (\$11.400 millones a 31 de diciembre de 2006).
- (2) Al 31 de diciembre de 2007 y 2006 incluye principalmente anticipos otorgados por \$664 millones y \$28.586 millones respectivamente, para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión a 230 kV Betania – Altamira – Mocoa – Pasto (Jamondino) – Frontera con Ecuador, mediante el proceso de Convocatoria Pública Internacional UPME 01-2005.
- (3) Al 31 de diciembre de 2007 corresponde al Encargo Fiduciario Tominé por \$2.014 millones (\$1.466 millones al 31 de diciembre de 2006) y el Patrimonio Autónomo para Electrificación Rural por \$319 millones (\$469 millones al 31 de diciembre de 2006) en convenio con la Gobernación de Cundinamarca. Adicionalmente, se incluyen \$9.200 millones del patrimonio autónomo constituido para la adecuación del Edificio de la Calle 13 el cual fue vendido en el año 2006 al Fondatt.
- (4) Las cuentas por cobrar a largo plazo por \$750.877 millones al 31 de diciembre de 2007 vencen en los años 2009 y siguientes, las cuales corresponden principalmente a los préstamos otorgados a Transportadora de Gas del Interior S.A. por \$745.461 (USD \$370 millones) cuyos vencimientos son en 2017. Adicionalmente incluyen encargos fiduciarios Muña (Ver Nota 14), Tominé y al Patrimonio Autónomo de Electrificación Rural por \$4.656 millones (\$3.726 al 31 de diciembre de 2006).

El detalle de la provisión de cartera es el siguiente:

	2007	2006
Saldo inicial	\$ 23.649	\$ 28.952
Provisión	1.599	559
Recuperación	(13)	(3.935)
Castigo	(204)	(1.927)
Saldo final	<u>\$ 25.031</u>	<u>\$ 23.649</u>

6. INVENTARIOS

Almacenes	\$ 7.491	\$ 6.574
Inventario en poder de terceros	199	695
Menos – Provisión para inventarios	(1.222)	(1.993)
	<u>\$ 6.468</u>	<u>\$ 5.276</u>

El movimiento de la provisión de inventarios es el siguiente:

Saldo inicial	\$ 1.993	\$ 1.990
Provisión	-	3
Recuperación	(605)	-
Castigo	(166)	-
Saldo final	<u>\$ 1.222</u>	<u>\$ 1.993</u>

7. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO

	2007	2006
No depreciables:		
Terrenos	\$ 2.974	\$ 2.983
Construcciones en curso (1)	<u>2.593</u>	<u>44.659</u>
	<u>5.567</u>	<u>47.642</u>
Depreciables:		
Edificaciones	19.110	18.641
Plantas y ductos / subestaciones (2)	120.804	96.076
Redes, líneas y cables (2)	295.143	171.916
Maquinaria y equipo	1.949	1.949
Muebles y enseres	449	425
Equipo de computación y comunicación	6.050	5.964
Equipo de transporte, tracción y elevación	1.001	576
Equipo de comedor, cocina, despensa	<u>89</u>	<u>89</u>
	<u>444.595</u>	<u>295.636</u>
Subtotal	450.162	343.278
Menos – Depreciación acumulada	(122.076)	(113.923)
Provisión para propiedades, planta y equipo	<u>(33.696)</u>	<u>(33.354)</u>
	<u>\$ 294.390</u>	<u>\$ 196.001</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2007 corresponde principalmente a inversiones del Overhaul Circo y actualización del Centro de Control e interruptores de potencia. Al 31 de diciembre de 2006, corresponden a las inversiones realizadas para la construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión a 230 kV Betania – Altamira – Mocoa – Pasto (Jamondino) – Frontera con Ecuador, mediante el proceso de Convocatoria Pública Internacional UPME 01-2005 las cuales se activaron durante el año 2007.

(2) El incremento en 2007 corresponde principalmente a la entrada en operación en noviembre de 2007 de línea de transmisión a 230 kV Betania – Altamira – Mocoa – Pasto (Jamondino) – Frontera con Ecuador por \$126.952 millones y la adquisición de la línea Jamondino – Mocoa por \$20.639 millones.

8. INVERSIONES

Inversiones temporales:		
Títulos de Tesorería TES	\$ 611	\$ 64.610
Certificados de Depósito a Término	308.635	54.123
Bonos y Títulos	36.477	23.032
Títulos hipotecarios	4.633	-
Derechos fiduciarios	<u>3.599</u>	<u>2.499</u>
Subtotal inversiones temporales	<u>353.955</u>	<u>144.264</u>

	2007	2006
Inversiones permanentes:		
Acciones	2.855.964	1.688.026
Menos – Provisión para protección de inversiones	<u>(3.025)</u>	<u>(5.400)</u>
	<u>2.852.939</u>	<u>1.682.626</u>
	<u>\$ 3.206.894</u>	<u>\$ 1.826.890</u>

Al 31 de diciembre de 2007, los certificados de depósitos a término corresponden a USD\$55.856.461 (USD\$13.382.138 al 31 de diciembre de 2006) en moneda extranjera y en moneda nacional por \$196.098 millones (\$24.163 millones al 31 de diciembre de 2006).

Las inversiones en acciones al 31 de diciembre de 2007 corresponden a:

	Número de acciones	Porcentaje accionario	Costo
En compañías controladas:			
Transcogas S.A. E.S.P.	183.599.975	71,99%	\$ 28.381
Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P. (1)	73.435.860	97,91%	1.042.488
EEB International Ltd.	1.000	100,00%	<u>2</u>
			<u>1.070.871</u>
En compañías no controladas:			
Emgesa S.A. E.S.P. (2)	76.710.851	51,51%	1.219.636
Codensa S.A. E.S.P. (2)	68.036.719	51,51%	261.978
Consorcio Transmantaro S.A. (3)	56.921.704	40,00%	96.338
Red de Energía del Perú S.A.	28.864.000	40,00%	90.722
Gas Natural S.A. E.S.P.	9.229.121	24,99%	47.640
Isagén S.A. E.S.P.	68.716.000	2,52%	34.611
Interconexión Eléctrica S.A. (4)	18.448.050	1,83%	21.462
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	31.026	16,23%	4.077
Financiera Energética Nacional	22.122	0,53%	4.208
Gestión Energética S.A. E.S.P.	161.811.391	0,06%	2.662
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	11.050.014	0,04%	854
Banco Popular	8.772.703	0,11%	598
Electrificadora de la Costa Atlántica S.A. E.S.P.	4.417.787	0,03%	159
Promotora Hidroeléctrica Pescadero - Ituango S.A.	111.154	0,81%	117
Hidrosogamoso S.A.	1	0,70%	20
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	10	0,07%	10
Grupo Nacional de Chocolates S.A.	223	0,00%	<u>1</u>
			<u>1.785.093</u>
			<u>\$ 2.855.964</u>

- (1) El 6 de diciembre de 2006 la Empresa resultó adjudicataria del 97,15% de las acciones de TGI S.A. E.S.P. El 16 de febrero de 2007 fue constituida dicha sociedad en la ciudad de Bucaramanga.
- (2) Del total de acciones de Codensa S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P., 20.010.799 y 20.952.601 respectivamente, corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de US\$0,10 por acción para Codensa y US\$0,1107 por acción para Emgesa.
- (3) En diciembre de 2006, EEB adquirió el 40% de la participación del Consorcio Transmantaro S.A. localizado en Perú. El valor pagado por el 40% de participación accionaría ascendió a US\$50,078,471. La adquisición originó un crédito mercantil por US\$30,890,411 generado por la diferencia del valor patrimonial de las acciones al 30 de noviembre de 2006 (US\$19,188,060) y el valor pagado por EEB (US\$50,078,471).

El 1° de febrero de 2007 el Consorcio Transmantaro efectuó un reintegro de la inversión por valor de USD\$662,349 valor que disminuyó el crédito mercantil inicialmente registrado. Adicionalmente el 22 de mayo de 2007 la Junta General de Accionistas aprobó una reducción de capital por USD\$1,600,000 la cual se efectuó en el mes de julio de 2007. Dichos movimientos afectaron el costo de la inversión inicialmente registrado sin afectar la participación.

Al 31 de diciembre de 2007, la inversión en el Consorcio Transmantaro S.A. está representada por US\$17,588,060 (\$35.436 millones) como costo de la inversión y US\$30,228,062 (\$60.902 millones) representado en el crédito mercantil adquirido.

- (4) Durante el año 2007 se efectuaron dos adiciones a la inversión de Interconexión Eléctrica S.A. por \$3.227 millones (456.000 acciones) y por \$3.231 millones (456.609 acciones).

Inversiones en compañías controladas – A 31 de diciembre de 2007, los activos, pasivos y utilidad de las compañías controladas es el siguiente:

	Transcogas	TGI	EEB International Ltd.
Activos totales	\$ 90.335	\$ 3.421.790	\$ 1.247.227
Pasivos totales	50.917	2.357.097	1.247.225
Patrimonio	39.418	1.064.693	2
Utilidad neta	6.295	289.990	-

EEB International Ltd. – Con el fin de llevar a cabo la emisión de bonos en los mercados de capitales internacionales, la Empresa constituyó una filial en Islas Cayman, con el propósito de servir de vehículo de inversión para la emisión de dichos bonos. Dicha operación se encuentra garantizada por EEB.

Los activos están representados principalmente por las cuentas por cobrar a largo plazo por \$1.229.003 millones mas intereses por cobrar por \$18.222 millones al Hollandsche Bank –Unie N.V. (HBU Bank N.V.). Los pasivos corresponden principalmente a la deuda financiera que lidera The Bank of New York que representa los tenedores de los bonos. La emisión de bonos asciende a \$1.247.225 millones, la cual incluye capital e intereses causados al 31 de diciembre de 2007 (Ver nota 11).

De acuerdo con lo establecido por la normatividad vigente, el valor de la inversión en compañías controladas fue registrado según el método de participación, por lo cual la EEB reconoció ingresos no operacionales por \$288.475 así:

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006
Transcogas S.A. E.S.P.	\$ 4.533	\$ 617
Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P.	<u>283.942</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 288.475</u>	<u>\$ 617</u>

El siguiente es el detalle de los dividendos e intereses recibidos:

Dividendos ganados:		
Codensa S.A. E.S.P.	\$ 253.824	\$ -
Emgesa S.A. E.S.P.	263.594	-
Gas Natural S.A. E.S.P.	39.368	-
Financiera Energética Nacional	624	-
Interconexión Eléctrica S.A.	1.683	-
Banco Popular	129	-
Isagen S.A.	2.723	-
Red de Energía del Perú	12.632	-
Consortio Transmantaro	5.468	-
Electrificadora del Meta S.A. ESP.	<u>1.369</u>	<u>-</u>
Subtotal dividendos ganados	581.414	-
Intereses financieros ganados	<u>92.206</u>	<u>5.496</u>
	<u>\$ 673.620</u>	<u>\$ 5.496</u>

9. OTROS ACTIVOS, NETO

	2007	2006
Seguros	\$ 1.237	\$ 1.434
Obras y mejoras en propiedad ajena	192	404
Estudios y proyectos	14.509	4.548
Impuesto a la seguridad democrática	-	1.801
Impuesto diferido	1.150	-
Software y licencias	383	378
Responsabilidades pendientes	2.428	2.550
Proyectos de uso común	57.287	57.287
Crédito mercantil (1)	18.972	18.972

	2007	2006
Bienes de arte y cultura	213	213
Derechos en clubes sociales	<u>62</u>	<u>62</u>
	96.433	87.649
Menos:		
Amortización proyectos de uso común	(57.287)	(57.287)
Provisión para responsabilidades pendientes	(2.428)	(2.550)
Amortización crédito mercantil	(2.371)	(1.423)
Amortización software y licencias	<u>(133)</u>	<u>(49)</u>
	34.214	26.340
Menos – Porción corriente	<u>(2.579)</u>	<u>(1.838)</u>
	<u>\$ 31.635</u>	<u>\$ 24.502</u>

(1) El crédito mercantil se originó en el mes de junio de 2005 por la adquisición de 53.999.985 acciones de Transportadora Colombiana de Gas S.A. ESP – Transcogas S.A. E.S.P., correspondientes al 71.9998% por valor de US\$12,500,000 a la tasa representativa del mercado (\$2.334,27 por US\$ 1 del 15 de junio de 2005), el valor patrimonial de la inversión fue por \$10.207 millones y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por \$18.972 millones. El criterio para su determinación se estableció con base en la diferencia entre el costo de adquisición de las acciones y el valor intrínseco de las mismas en el mes inmediatamente anterior a la fecha de compra. El crédito mercantil se está amortizando por el método de línea recta, en un plazo máximo de 20 años, de acuerdo con lo establecido en la normatividad vigente.

10. VALORIZACIONES

Inversiones	\$ 3.311.975	\$ 3.110.420
Propiedades, planta y equipo	<u>147.008</u>	<u>129.015</u>
	<u>\$ 3.458.983</u>	<u>\$ 3.239.435</u>

El avalúo técnico de la Propiedad, Planta y Equipo fue elaborado al 30 de septiembre de 2007 por PRATCO S.A., bajo la metodología de costos de reposición o valores de mercado. Como resultado de dicho avalúo, se ajustaron los saldos de valorizaciones a \$147.008 millones y la provisión para propiedades, planta y equipo a \$33.696 millones al 31 de diciembre de 2007. El saldo de la provisión al 31 de diciembre de 2006 asciende a \$33.354 millones.

11. DEUDA A LARGO PLAZO

	Tasa de interés	Fecha de Vencimiento	2007	2006
Kreditansantal Fur Wiederaufbau	5.5%	30/06/2013	\$ 9.770	\$ 11.518
Credit Suisse	Sin interés	10/08/2012	6.179	7.610
Banco Davivienda	DTF + 1,4%	22/08/2008	20.679	20.548
BBVA	12,29% Nom.	22/08/2008	39.438	38.836
BBVA	DTF + 3,88%	23/11/2008	106.299	105.557
Banco de Crédito	DTF + 2,5%	27/12/2008	8.943	8.942
HBU Bank N.V. (1)	8,75%	31/10/2014	1.247.225	-
Banco ABN AMRO BANK (2)	Libor+1,75%	30/04/2008	<u>201.476</u>	<u>-</u>
Subtotal			1.640.009	193.011
Menos – Porción corriente			<u>(398.069)</u>	<u>(147.988)</u>
			<u>\$ 1.241.940</u>	<u>\$ 45.023</u>

- (1) Según se explica en la Nota 8, EEB constituyó la filial EEB International Ltd. como vehículo de inversión para la emisión de bonos en los mercados internacionales de capitales. La emisión fue realizada por US\$610 millones (\$1.229.003 millones de pesos más interés por \$18.222 millones al 31 de diciembre de 2007) a 7 años con una tasa de interés en dólares de 8,75% con pagos semestrales. La amortización del capital es en 2014. La Empresa de Energía de Bogotá S.A., garantiza en su totalidad la emisión de bonos realizada por su filial EEB International Ltd.. En consecuencia, EEB International posee un pasivo en cabeza del Bank of New York que representa a los bonistas como agente. La emisión de los bonos asciende a US\$610 millones.
- (2) Como consecuencia del proceso de compra de Activos, Derechos y Contratos de Ecogas en diciembre de 2006, la Empresa gestionó un crédito sindicado con los bancos ABN AMRO BANK, BBVA, Calyon, Mizuho y Bancolombia Panamá por USD\$1.460 millones. Para lo anterior, fue necesario contar previamente con las autorizaciones de la Junta Directiva y Asamblea de Accionistas para el otorgamiento de las garantías correspondientes; resolución de gestión y resolución de endeudamiento emitidas por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

El cierre de esta operación de crédito se realizó el 29 de enero de 2007, y los desembolsos proporcionales por parte de cada uno de los bancos se efectuaron el 31 de enero de 2007. El crédito anteriormente descrito se garantizó con la firma de pagarés por parte de la Empresa. Como agente administrador de esta operación, se designó al ABN AMRO BANK.

El 3 de octubre de 2007, se refinanciaron USD\$750 millones del crédito a través de una emisión de bonos internacionales por parte de TGI International Ltd., operación garantizada por TGI. Estos bonos tienen un vencimiento el 3 de octubre de 2017 y una tasa de interés en dólares de 9,50%.

El 31 de octubre de 2007 se refinanciaron USD \$610 millones del crédito a través de una emisión de bonos internacionales por parte de EEB International Ltd., operación garantizada por EEB. Estos bonos tienen un vencimiento el 31 de octubre de 2014 y una tasa de interés en dólares de 8,75%. Adicionalmente, el 31 de diciembre de 2007 se realizó una prórroga de USD\$100 millones con el banco ABN AMRO BANK.

La deuda en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2007 era de USD\$710.000.000, €\$3.299.289 Euros (€\$3.899.160 Euros al 31 de diciembre 2006) y CHF \$3.455.652 Francos Suizos (CHF \$4.146.782 al 31 de diciembre de 2006).

Los instalamentos de deuda pagaderos en los próximos años son como sigue:

Año	Valor
2008	\$ 398.069
2009	3.012
2010	3.012
2011	3.012
2012	3.012
2013 y 2014	<u>1.229.892</u>
	<u>\$ 1.640.009</u>

Covenants – La Empresa en calidad de garante de la emisión de bonos efectuada por EEB International Ltd. y bajo lo estipulado en el Indenture de la emisión adquirió los siguientes compromisos para incurrir en algunas actividades:

- La relación de endeudamiento entre la deuda neta consolidada y el EBITDA consolidado no debe ser superior a 4,5:1,0
- La relación entre el EBITDA consolidado y el gasto de intereses consolidado no debe ser inferior a 2,25:1,0.

En el evento en que cualquiera de los compromisos anteriores se incumpla, la Empresa y sus subsidiarias (TGI y Transcogás) tendrían las siguientes limitaciones:

- La Empresa y sus subsidiarias no podrán crear, incurrir o asumir, ni permitirán que exista ningún gravamen sobre ninguna propiedad o activo, utilidad o ingreso (incluyendo cuentas por cobrar) o derechos con respecto a alguno de ellos.
- La Empresa y sus subsidiarias no podrán fusionarse o consolidarse con ninguna otra sociedad. De este evento se excluye la posible fusión con de TGI con Transcogás.
- La Empresa y sus subsidiarias no podrán dedicarse a ningún negocio diferente al negocio de transmisión de energía y gas y a las actividades o negocios que estén relacionadas.
- La Empresa y sus subsidiarias no podrán crear ni adquirir ninguna subsidiaria, ni podrán efectuar ninguna inversión en otra sociedad, excepto las inversiones relacionadas en el curso ordinario de los negocios.
- La Empresa y sus subsidiarias no podrá enajenar ningún activo a excepción de:

- Ventas de inventarios, activos averiados, obsoletos, usados, improductivos o sobrantes, desperdicios e inversiones en el curso ordinario de los negocios.
- Otras enajenaciones por una contraprestación que no exceda, individualmente o en conjunto USD\$30,000,000 (o su equivalente en otras monedas) al año.
- La Empresa y sus subsidiarias no podrán incurrir en ningún endeudamiento y no podrán garantizar ninguna obligación a favor de un tercero.

Adicional a lo anterior, la Empresa y sus subsidiarias no podrán efectuar ningún cambio en el tratamiento contable y prácticas de reportes financieros o en el tratamiento de impuestos, excepto lo exigido o permitido por los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, aplicados uniformemente durante el período.

12. CUENTAS POR PAGAR

	2007	2006
Proveedores nacionales	\$ 2.979	\$ 1.876
Acreedores (1)	65.613	6.756
Dividendos por pagar (2)	162	131.439
Impuestos por pagar	5.833	1.151
Avances y anticipos de convenios (3)	-	1.719
Depósitos recibidos de terceros (4)	19.940	9.798
Compañías vinculadas (Ver Nota 13)	475	254
Otras	941	280
	<u>\$ 95.943</u>	<u>\$ 153.273</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2007 incluye principalmente \$60.560 millones a favor de Endesa Internacional y Cono Sur, correspondientes al saldo por la adquisición de 5.470.712 acciones, producto de la fusión de Central Hidroeléctrica de Betania y Emgesa. Adicionalmente se registran servicios por \$2.031 millones (\$3.763 millones al 31 de diciembre de 2006) y honorarios por servicios profesionales por \$1.769 millones (\$2.141 millones al 31 de diciembre de 2006).
- (2) El 22 de noviembre de 2006, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas ordenó distribuir dividendos por \$262.864 millones, de los cuales, al 31 de diciembre de 2006 quedaron pendientes por cancelar \$131.439 millones.
- (3) Al 31 de diciembre de 2006, corresponde al anticipo del convenio suscrito por la Empresa con la Unidad Especial de Servicios Públicos (UESP) para llevar a cabo obras de reubicación de líneas en el relleno sanitario de Doña Juana. La variante del relleno de Doña Juana fue terminada en el año 2007 y entro en operación en diciembre de 2007.
- (4) Al 31 de diciembre de 2007, incluye principalmente los depósitos de KFW por \$7.303 millones (\$7.953 millones al 31 de diciembre de 2006) y \$1.841 millones (\$1.350 millones al 31 de diciembre de 2006) del convenio suscrito entre la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá S.A. E.S.P., \$217 millones (\$408 millones al 31 de diciembre de 2006) del convenio suscrito con la Gobernación de

Cundinamarca para llevar a cabo el proyecto de electrificación rural y \$9.200 millones correspondientes al convenio suscrito entre EEB y el FONDATT para la adecuación del Edificio de la Calle 13.

13. TRANSACCIONES CON COMPAÑÍAS VINCULADAS

	2007	2006
Cuentas por cobrar – (Ver Nota 5)		
Codensa S.A. E.S.P.	\$ 12	\$ 11
Emgesa S.A. E.S.P.	30	54
Transcogas S.A. E.S.P. (1)	35.832	29.385
TGI S.A. E.S.P. (2)	<u>759.492</u>	<u>-</u>
	<u>795.366</u>	<u>29.450</u>
Dividendos por cobrar		
Codensa S.A. E.S.P.	-	93.663
Emgesa S.A. E.S.P.	<u>57.541</u>	<u>69.703</u>
	<u>57.541</u>	<u>163.366</u>
	<u>\$ 852.907</u>	<u>\$ 192.816</u>
Pasivo:		
Cuentas y documentos por pagar – (Ver Nota 12)		
Codensa S.A. E.S.P.	\$ 107	\$ 109
EEB Internacional Ltd.	2	-
TGI S.A. E.S.P.	205	-
Emgesa S.A. E.S.P.	<u>161</u>	<u>145</u>
	<u>\$ 475</u>	<u>\$ 254</u>

- (1) En de agosto de 2006, la Empresa le otorgó un préstamo a Transcogas S.A. E.S.P. por \$12.148 millones, a una tasa del DTF + 6% el cual se vence en octubre agosto de 2007, fue prorrogado en diciembre de 2007 a una tasa del DTF +4% con vencimiento en octubre de 2008. En septiembre de 2005, la Empresa le otorgó un préstamo por \$16.701 millones, a una tasa del DTF + 6% el cual se vence en agosto de 2007, fue prorrogado en diciembre de 2007 a una tasa del DTF +4% con vencimiento en octubre de 2008. El 24 de octubre de 2007 la Empresa otorgó un préstamo por \$6.680 millones a una tasa DTF + 4% el cual vence en octubre de 2008.
- (2) Incluye préstamos otorgados por la Empresa a TGI por valor de US\$370.000.000 a una tasa del 8.75% anual con vencimiento en 2017. Dichas obligaciones tienen las mismas condiciones y compromisos contenidas en el Indenture de la emisión de los bonos.

El siguiente es el efecto en resultados de las transacciones con empresas relacionadas adicionales a los dividendos recibidos descritos en la Nota 8:

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006
Ingresos		
Emgesa S.A. E.S.P.	\$ 301	\$ 73
Codensa S.A. E.S.P.	1.798	122
Red de Energía del Perú S.A.	-	51
Transcogas S.A. E.S.P. (1)	4.699	1.161
TGI S.A. ESP (2)	<u>36.083</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 42.881</u>	<u>\$ 1.407</u>
Costos y gastos		
Emgesa S.A. E.S.P.	\$ 657	\$ 324
Codensa S.A. E.S.P.	3.531	519
Red de Energía del Perú S.A.	<u>-</u>	<u>67</u>
	<u>\$ 4.188</u>	<u>\$ 910</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2007 incluye el valor de los intereses de los préstamos por \$3.790 millones, arrendamientos por \$76 millones y honorarios por asesorías por \$833 millones. Al 31 de diciembre de 2006 incluye el valor de los intereses de los préstamos por \$2.463 millones, arrendamientos por \$43 millones y honorarios por asesorías por \$438 millones.

(2) Al 31 de diciembre de 2007 corresponde a los intereses de los préstamos otorgados por USD\$370.000.000.

14. PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES

El siguiente es el detalle de las provisiones contabilizadas por la Empresa al 31 de diciembre 2007 y 2006:

	2007	2006
Provisión para contingencias	\$ 25.626	\$ 32.903
Otras provisiones (1)	<u>7.642</u>	<u>1.318</u>
	33.268	34.221
Menos – Pasivos estimados y provisiones a largo plazo	<u>(25.626)</u>	<u>(32.903)</u>
	<u>\$ 7.642</u>	<u>\$ 1.318</u>

- (I) Al 31 de diciembre de 2007, incluye principalmente provisión para ICA de \$3.848 millones y provisión para estimados de cierre por \$3.794 millones. Al 31 de diciembre de 2006 incluye provisión para ICA de \$337 millones y provisión para estimados de cierre por \$981 millones.

Las provisiones para contingencias corresponden a:

	2007	2006
Administrativas	\$ 19.871	\$ 25.965
Civiles	1.526	2.400
Laborales	<u>4.229</u>	<u>4.538</u>
	<u>\$ 25.626</u>	<u>\$ 32.903</u>

Acción Popular – Existe una acción popular por cuantía indeterminada contra Codensa S.A. E.S.P., la EEB y la Alcaldía Mayor de Bogotá a fin de que se ordene anular convenios y recuperar los activos del servicio de alumbrado público junto con los respectivos perjuicios económicos. En esta demanda se obtuvo sentencia favorable a la Empresa en primera instancia en el Tribunal Administrativo y actualmente se encuentra en apelación en el Consejo de Estado. La Presidencia de la Empresa y sus asesores legales consideran que estas demandas son infundadas por lo que estiman que estas contingencias son remotas.

Acción de Grupo – En el año 2001, se presentó una acción de grupo en contra de la EEB, Emgesa y la CAR por los supuestos perjuicios materiales y morales ocasionados por el daño ambiental producido en el embalse del Muña. La pretensión inicial de los demandantes es de US\$1.500 millones aproximadamente.

En la actualidad la Empresa está llevando a cabo el cumplimiento de una sentencia emitida por el Tribunal Superior de Bogotá producto de una acción popular que le ordenó a la EEB proceder a adoptar las medidas técnicas y jurídicas necesarias para mitigar los impactos ambientales que el Embalse del Muña genera sobre la población de Sibaté. La Empresa conformó una Mesa Técnica de Trabajo, coordinada por la Universidad de los Andes, con la participación de especialistas internacionales, con el objetivo de analizar la situación del Muña y proponer acciones tendientes a mejorar su calidad ambiental. Como resultado, la Empresa se encuentra adelantando un plan de acción que incluye obras civiles y acciones tendientes al mejoramiento ambiental del Embalse y a disminuir el grado de polución a índices aceptables. Estas actividades están siendo supervisadas por un comité de vigilancia que para tal efecto instaló el Juzgado Cuarto Civil del Circuito de Bogotá, éste comité está integrado por representantes de la Empresa, el Ministerio de Medio Ambiente, el Municipio de Sibaté, la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, el Ministerio Público, Ecofondo y un delegado del Defensor del Pueblo en asuntos ambientales. El comité de vigilancia es el encargado de verificar el cumplimiento de la sentencia proferida contra la Empresa y de supervisar que el plan de acción se lleve a cabo.

Por otra parte, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca mediante sentencia del 25 de agosto de 2004, en desarrollo de un proceso de acción popular relacionado con el Río Bogotá y

el Embalse del Muña, aprobó el Pacto de Cumplimiento presentado por la Empresa el cual contiene las mismas obras y acciones que conforman el Plan de Acción que la Empresa está llevando a cabo en el municipio de Sibaté, en cumplimiento de la sentencia del Tribunal Superior de Bogotá, incluyendo adicionalmente, el mantenimiento de las obras por dos años más.

Durante el año 2005, la Empresa suscribió convenios con Emgesa S.A. E.S.P. y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá S.A. E.S.P., con el objeto de participar en las obras y actividades tendientes a: a) retiro del buchón en el Embalse del Muña y terminación del estudio denominado “Definición y Valoración Técnica de Alternativas de Sectorización, Operación y Manejo y Modelación Hidrodinámica y de Calidad del Agua del Embalse del Muña”, b) Definición del modelo y selección de alternativas para seguir con las obras dentro del Embalse y c) Definición de compromisos a asumir por las partes a la finalización del convenio, con el objeto de implementar fases posteriores a la ejecución. En consecuencia, se constituyó un encargo fiduciario en la Fiduciaria de Occidente por \$2.322 millones (\$1.791 millones al 31 de diciembre de 2006) (Ver Nota 5).

Contingencias – Al 31 de diciembre de 2007, el valor de las reclamaciones de la Empresa por litigios administrativos, fiscales, civiles y laborales ascienden a \$47.736 millones (\$62.247 millones al 31 de diciembre de 2006), y otros por importes indeterminados. Con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, la Empresa ha provisionado \$25.626 millones, (\$32.903 millones al 31 de diciembre de 2006) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias.

La administración de la Empresa estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para los intereses de la Empresa y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa la posición financiera de la Empresa.

15. OTROS PASIVOS

	2007	2006
Ingresos recibidos por anticipado	\$ -	\$ 17
Impuesto diferido	<u>1.109</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 1.109</u>	<u>\$ 17</u>

16. PENSIONES DE JUBILACIÓN Y BENEFICIOS COMPLEMENTARIOS

Cálculo actuarial pensiones de jubilación	\$ 225.352	\$ 228.059
Menos – Porción corriente	<u>(28.794)</u>	<u>(30.285)</u>
Pensiones de jubilación a largo plazo	<u>\$ 196.558</u>	<u>\$ 197.774</u>

El gasto registrado en el estado de resultados por concepto de pensiones de jubilación se compone así:

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006
Pagos de pensiones (empleados jubilados) (Nota 23)	\$ <u>28.086</u>	\$ <u>8.078</u>

El valor de la obligación por concepto de pensiones al 31 de diciembre de 2007 y 2006 se determina con base en un cálculo actuarial. Dicho cálculo fue elaborado por un actuario independiente de acuerdo al Decreto 2783 de 2001, la Ley 797 de enero de 2003, la Ley 860 de diciembre de 2003, la sentencia C754 del 10 de agosto de 2004 de la Corte Constitucional y el Acto Legislativo 01 de 2005, teniendo en cuenta una tasa DANE del 4,77 % al 31 de diciembre de 2007 y 5.34% a 31 de diciembre de 2006. El número de personas cobijadas en el cálculo actuarial es 1.964 al 31 de diciembre de 2007 y 1.978 al 31 de diciembre de 2006.

En acta 1325 del 2 de noviembre de 2000, la Junta Directiva ordenó la segregación operativa del Fondo de Pensiones de la Empresa. En julio de 2002, la EEB suscribió un contrato con Fiducolombia y Consorcio Pensiones Energía (conformado por Fiduciaria Previsora y Fiduciaria Bogotá) cuyo objeto es la constitución de un patrimonio autónomo para administrar los recursos financieros destinados a respaldar las obligaciones pensionales y el pago de las mismas, así como la administración del personal pensionado. Para tal efecto, Fiducolombia participa con la administración del 60% de los pensionados y el consorcio "Pensiones Energía", con la administración del 40% restante. De acuerdo con los mencionados contratos, el patrimonio autónomo ascenderá al monto del capital necesario para atender las obligaciones pensionales a cargo de la Empresa y a favor del personal pensionado actual y futuro y debe corresponder al monto de las obligaciones pensionales, en la proporción adjudicada a cada Fiduciaria. El patrimonio autónomo tendrá ajustes o nuevos aportes en la medida en que se requiera. La vigencia del contrato es por un periodo de cinco (5) años, el cual fue renovado durante el 2007 bajo las mismas condiciones.

Al 31 de diciembre 2007, el Fondo de Pensiones asciende a \$203.654 millones (\$205.865 millones al 31 de diciembre de 2006) los cuales se encuentran reflejados dentro de las cuentas por cobrar a largo plazo (Ver Nota 5). De acuerdo con los contratos suscritos con las Fiduciarias que manejan dichos patrimonios, la diferencia entre el valor del pasivo pensional y el valor del patrimonio autónomo al 31 de diciembre, será reintegrado o trasladado entre la Empresa y las Fiduciarias, dependiendo de la naturaleza de las diferencias, en abril y mayo de cada año, respectivamente. En mayo de 2007, la Empresa transfirió \$22.194 millones para ajustar el valor de los patrimonios autónomos al valor del cálculo actuarial al 31 de diciembre de 2006.

En adición al pasivo por pensiones de jubilación, la Empresa registra el pasivo por beneficios médicos y otras prestaciones adicionales a que tienen derecho los pensionados, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Por lo tanto, se está

aprovisionando el pasivo que, a valor presente, cubre la obligación estimada por beneficios proyectados de los pensionados a la fecha de cierre del ejercicio. Al 31 de diciembre de 2007, el cálculo actuarial por este concepto ascendió a \$57.870 millones (\$58.967 millones al 31 de diciembre de 2006).

	2007	2006
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación	\$ 57.870	\$ 58.967
Menos – Porción corriente	<u>(4.986)</u>	<u>(3.976)</u>
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación a largo plazo	<u>\$ 52.884</u>	<u>\$ 54.991</u>

17. IMPUESTOS

Impuesto sobre la renta – La Empresa está sujeta al impuesto de renta a una tarifa aplicable del 34% sobre la renta líquida. Acorde con la Ley 1111 de 2006 la tarifa aplicable a partir del año 2008 es del 33%. Esta misma Ley modificó la tarifa del impuesto la cual al 2006 era del 35%. Adicionalmente de conformidad con la Ley 788 de 2002, la Empresa se encontraba sometida a una sobretasa al impuesto de renta equivalente al 10% del impuesto a cargo, con lo cual la tasa acumulada de impuesto correspondió al 38.5% hasta el año 2006.

De conformidad con el Artículo 191 del Estatuto Tributario, las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios no se encuentran sujetas a renta presuntiva.

Los años gravables 2005 y 2006 están abiertos para revisión de las autoridades tributarias. La declaración de renta correspondiente a 2007 deberá presentarse antes del 18 de abril de 2008.

La provisión para impuestos sobre la renta y complementarios se descompone así:

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006
Impuesto corriente del año	\$ 15.014	\$ (2.862)
Efecto del impuesto sobre la renta diferido	<u>(41)</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 14.973</u>	<u>\$ (2.862)</u>

A continuación se presentan las partidas conciliatorias entre la utilidad comercial y la renta líquida gravable así:

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006
Utilidad antes de impuestos	\$ 884.010	\$ 127.547
Menos:		
Ingresos no constitutivos de renta	(524.762)	-
Otros gastos deducibles	(49.960)	(14.091)
Ingresos no fiscales	(305.952)	(144.063)
Más:		
Ingresos fiscales	14.294	16.521
Gastos y costos no deducibles	<u>44.855</u>	<u>6.654</u>
Renta líquida (Pérdida fiscal)	<u>62.485</u>	<u>(7.432)</u>
Menos – Rentas exentas	(18.326)	-
Renta líquida (Pérdida fiscal)	<u>44.159</u>	<u>(7.432)</u>
Tarifa del impuesto	34%	38,5%
Impuesto a cargo	<u>\$ 15.014</u>	<u>\$ (2.862)</u>

A continuación se presentan las partidas conciliatorias entre el patrimonio contable y el fiscal:

	2007	2006
Patrimonio contable	\$ 6.097.556	\$ 5.133.925
Reajustes fiscales	641.902	641.431
Activos y provisiones	(223.470)	120.176
Pasivos estimados y provisiones	91.806	93.819
Valorizaciones	<u>(3.458.983)</u>	<u>(3.239.435)</u>
Patrimonio fiscal	<u>\$ 3.148.811</u>	<u>\$ 2.749.916</u>

Impuesto al patrimonio – Mediante la Ley 1111 de 2006, el Gobierno Nacional creó el impuesto al patrimonio para los años gravables 2007 a 2010. La base imponible del Impuesto al Patrimonio está constituida por el valor del patrimonio líquido del contribuyente poseído el 1 de enero de 2007 aplicando una tarifa del 1.2%. Durante 2007 la Empresa pagó \$9.906 millones contabilizados contra la revalorización del patrimonio, acogiéndose a lo dispuesto en las normas tributarias colombianas.

Impuesto para preservar la seguridad democrática - Mediante el decreto 1838 del 10 de agosto de 2002 el gobierno nacional creó el impuesto para preservar la seguridad democrática, el cual se causó por una sola vez sobre el patrimonio líquido que poseían los declarantes del impuesto de renta y complementarios al 31 de agosto de 2002, a una tarifa del 1,2%. Este impuesto no será deducible o descontable del impuesto sobre la renta. La Empresa al 31 de

agosto de 2002, de acuerdo con las disposiciones de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, causó y registró dicho impuesto por \$9.603 millones como cargo diferido el cual se amortizó hasta diciembre de 2007

Impuesto de industria y comercio - La Empresa declara y paga el Impuesto de Industria y Comercio sobre sus ingresos a las tarifas del 1,104%, 0.966%, 0.414% en Bogotá, 0.6% en Mosquera, 0,8% en Cartagena y Cúcuta, 0,4% en La Mesa y 1% en El Colegio, Funza, Soacha, Ubalá, Pasto 0.5%, Yaguará 0.8%, Altamira 1.0% y Mocoa 0.8%.

Reforma tributaria – Ley 1111 del 27 de diciembre de 2006 - A continuación se resumen las modificaciones más importantes al régimen tributario colombiano para los años 2007 y siguientes, introducidas por la reforma tributaria:

- Se redujo la tarifa del impuesto sobre la renta a 34% para el año 2007 y 33% para el año 2008 y siguientes.
- Se eliminaron los impuestos de remesas aplicables a sucursales de sociedades extranjeras y de renta sobre utilidades aplicables a inversionistas extranjeros.
- Se eliminan los ajustes por inflación para efectos fiscales.
- Se extiende el impuesto de patrimonio con una tarifa de 1,2 % hasta el año 2010.
- Se incrementa al 40% la deducción por adquisiciones de activos fijos reales productivos y se vuelve permanente.
- Se incrementa la deducción del 80% al 100% del impuesto de industria y comercio e impuesto predial.
- Permite la deducción del 25% del gravamen a los movimientos financieros (4 por mil)

18. PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS

Capital – El capital autorizado es de 306.041.892 acciones de valor nominal de \$7.744,038 cada una, de las cuales 85.871.565 acciones estaban suscritas y pagadas al 31 de diciembre de 2007, dichas acciones se encuentran distribuidas así:

	Número de acciones	%
Distrito Capital	70.023.922	81,544947
Ecopetrol S.A.	6.310.980	7,349325
Endesa Internacional S.A.	4.044.658	4,710125
Corficolombiana S.A. (1)	3.271.505	3,809766
Enersis S.A.	1.213.741	1,413438
Chilectra S.A.	910.306	1,060078
Trabajadores y extrabajadores de la EEB	48.425	0,056392
Empresa de Telecomunicaciones de Bogotá S.A. E.S.P.	39.303	0,045769
Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá E.S.P.	7.861	0,009154

	Número de acciones	%
Financiera Energética Nacional	393	0,000458
Asociación de Ingenieros de la EEB	393	0,000458
Sociedad de pensionados de la EEB	39	0,000045
Fondo de empleados energía	39	0,000045
	<u>85.871.565</u>	<u>100,00</u>

- (1) Como se indica en la Nota 1 a los estados financieros, en el mes de diciembre de 2007 se llevo a cabo la fusión por absorción de Proyectos de Energía S.A. y Corficolombiana S.A. quedando esta última como titular de 3.271.505 acciones de la Empresa.

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Empresa, celebrada el 22 de noviembre de 2007, ordenó repartir dividendos por \$117.368 millones contra la utilidad de octubre – diciembre de 2006, dividendos que fueron cancelados en noviembre y diciembre de 2007.

Revalorización del patrimonio – La revalorización de patrimonio no puede distribirse como utilidades pero puede capitalizarse.

Reserva legal – De acuerdo con la ley colombiana, la Empresa debe transferir como mínimo el 10% de las utilidades del año a una reserva legal, hasta que ésta sea igual al 50% del capital suscrito. Esta reserva no está disponible para ser distribuida, pero puede ser utilizada para absorber pérdidas.

Reserva para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas – Para efectos de que las utilidades del ejercicio 1997 disfruten de la exención del impuesto sobre la renta del artículo 211 del Estatuto Tributario, éstas fueron apropiadas como reserva para la rehabilitación, extensión y reposición de los sistemas para la prestación del servicio público domiciliario.

Remesas al exterior – De acuerdo con la legislación vigente, la inversión extranjera da derecho a su titular para remitir al exterior, en moneda libremente convertible tanto las utilidades netas comprobadas que se generen periódicamente según los balances de cada ejercicio social como el capital invertido y las ganancias de capital. Los dividendos a favor de los accionistas no residentes en Colombia estaban sujetos al impuesto de renta a la tarifa del 7%. Con la reforma tributaria Ley 1111 de 27 de diciembre de 2006 a partir del 1° de enero de 2007 se eliminan los impuestos de remesas.

Retención dividendos – El Decreto 567 de 2007, estableció la retención en la fuente para los dividendos y participaciones que se realicen a los socios, accionistas, comuneros, asociados, suscriptores o similares que sean declarantes del impuesto sobre la renta, en exceso del resultado previsto en el numeral 1 ó en el Parágrafo 1 del artículo 49 del Estatuto Tributario, están sometidos a retención en la fuente a título de impuesto sobre la renta a la tarifa del veinte por ciento (20%). Cuando el beneficiario del pago o abono en cuenta sea una persona natural no obligada a presentar declaración de renta y complementarios, la tarifa de retención en la fuente

es de 33% (34% para el año 2007). Para los accionistas extranjeros sin residencia o domicilio en Colombia la tarifa será del 33% (34% para el año 2007), sobre los dividendos gravados.

19. INGRESOS OPERACIONALES

Los ingresos operacionales por \$73.630 millones al 31 de diciembre de 2007 (\$16.938 millones al 31 de diciembre de 2006), corresponden principalmente a los servicios facturados a XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P., como administrador y liquidador de cuentas del Sistema de Transmisión Nacional, por el uso de líneas y redes de la Empresa para transmisión de energía en Colombia.

20. COSTOS DE VENTAS

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006
Servicios personales	\$ 2.670	\$ 509
Generales	1.875	601
Depreciaciones	8.238	1.929
Amortizaciones	75	19
Arrendamientos	132	43
Bienes y servicios	616	115
Contribuciones	4.642	1.084
Operación y mantenimiento	3.378	851
Honorarios	219	155
Servicios públicos	36	3
Seguros	1.537	410
Impuestos	711	126
Contratos de servicios	150	53
Gastos asignados	3.314	833
	<u>\$ 27.593</u>	<u>\$ 6.731</u>

21. OTROS INGRESOS

Recuperación de provisiones (1)	\$ 11.926	\$ 18.863
Otras recuperaciones (2)	11.941	2.910
Utilidad en venta de propiedades (3)	469	4.975
Arrendamientos	2.892	670
Servicios	988	237
Honorarios y arrendamientos vinculados	909	308
Ajustes de ejercicios anteriores (4)	282	-
	<u>\$ 29.407</u>	<u>\$ 27.963</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2007, incluye principalmente la recuperación por el cálculo actuarial de pensiones por \$2.707 millones, cálculo actuarial de pensiones adicionales por \$1.097 millones, recuperación de provisión por litigios y contingencias por \$6.299, recuperación de provisión de propiedad planta y equipo por \$1.083 millones y recuperación provisión de inventarios por \$605 millones. Al 31 de diciembre de 2006 incluye principalmente recuperaciones de provisiones fiscales por el proceso El Colegio por \$5.854 millones, recuperaciones de provisiones de cartera por \$3.935 millones, recuperación del cálculo actuarial pensiones por \$6.050 millones, recuperación de provisión de prestaciones adicionales pensiones por \$2.253 millones y recuperación de provisiones de contingencias y responsabilidades por \$646 millones.
- (2) Incluye principalmente recuperaciones de compartibilidad pensional por \$7.614 millones (\$1.701 millones en 2006) y recuperación de cuotas partes pensionales por \$2.558 millones (\$758 millones en 2006)
- (3) Corresponde a la utilidad generada por los activos vendidos durante el 2007 por \$469 millones. Al 31 de diciembre de 2006 corresponde a la utilidad generada en la venta del inmueble ubicado en Bogotá en la Calle 13 con Carrera 37. El valor de la venta fue por \$5.000 millones y el costo neto en libros ascendía a \$25 millones.
- (4) Al 31 de diciembre de 2007 corresponde a la recuperación de provisión por el impuesto de renta del año gravable de 2006.

22. INGRESO EXTRAORDINARIO

En mayo de 2006, Codensa S.A. E.S.P. aprobó una reducción parcial de su capital, la cual fue autorizada por las autoridades competentes en octubre de 2006. Como consecuencia de ésta reducción de capital, la Empresa recibió una devolución de aportes en efectivo por \$197.307 millones, los cuales fueron registrados \$80.257 millones como menor valor del costo de las inversiones y \$117.050 millones como un ingreso extraordinario. Este ingreso extraordinario corresponde a la recuperación del valor en libros de activos que habían sido provisionados en años anteriores y equivale al importe de reversión de la parte proporcional de las valorizaciones previamente registradas, las cuales se realizan como ingreso extraordinario debido a la devolución de aportes en efectivo por un mayor valor que el costo de la inversión registrada en libros.

23. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006
Servicios personales	\$ 8.052	\$ 1.841
Contribuciones imputadas	1.124	289
Contribuciones efectivas	4.369	1.117
Aportes sobre nómina	256	66
Pensiones de jubilación (Ver Nota 16)	28.086	8.078
Cuotas partes pensionales	710	62
Servicios médicos	3.050	927
Honorarios (1)	11.020	1.705

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006
Estudios y proyectos	2.893	-
Servicios públicos	269	51
Publicidad y propaganda	2.422	87
Suscripciones y afiliaciones	439	32
Impuestos (2)	25.181	750
Vigilancia y seguridad	666	222
Comunicación y transporte	609	158
Mantenimiento, materiales y suministros	2.292	969
Mejoras a propiedades ajenas	510	53
Seguros	781	204
Otros gastos generales	3.390	1.246
Depreciaciones	588	181
Amortizaciones	951	2.515
Provisión para protección de inversiones	353	5
Provisión para deudores	1.599	559
Provisión para propiedad planta y equipo	1.459	-
Provisión para inventarios	-	3
Provisión para contingencias	406	119
(Menos) Gastos asignados al negocio de transmisión	<u>(3.314)</u>	<u>(833)</u>
	<u>\$ 98.161</u>	<u>\$ 20.406</u>

(1) Corresponde principalmente a los honorarios por valor de \$6.822 pagados por la asesoría legal en relación a la negociación, documentación, ejecución y cierre de operaciones de crédito externo y manejo de deuda, auditoría y calificación para la emisión de bonos realizada durante el año 2007.

(2) Al 31 de diciembre de 2007 incluye principalmente \$10.409 millones de gravamen a los movimiento financieros (4x1000), impuesto de industria y comercio \$8.343 millones, \$1.801 millones del impuesto a la seguridad democrática el cual ya se encuentra amortizado en su totalidad, \$1.247 millones de impuesto predial y \$3.191 millones de impuesto a las ventas no descontable. Al 31 de diciembre de 2006 incluye principalmente \$87 millones del impuesto de industria y comercio, \$450 millones del impuesto a la seguridad democrática y \$150 millones de estampillas.

En cumplimiento de lo ordenado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Empresa implantó el sistema de costos basado en actividades de que trata la Ley 142 de 1993. Los criterios y factores de distribución fueron discutidos y aprobados en Comité de Gerencia con base en un estudio preparado por la Gerencia Financiera.

Los gastos de administración arriba mencionados fueron redistribuidos a los siguientes centros de costos:

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006
Asociados al negocio regulado de transmisión:		
Transporte de Energía	\$ 3.314	\$ 833
Actividades administrativas y financieras no asociadas al negocio de transmisión	<u>64.310</u>	<u>15.441</u>
	67.624	16.274
Impuestos	25.181	750
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	<u>5.356</u>	<u>3.382</u>
	<u>\$ 98.161</u>	<u>\$ 20.406</u>

24. GASTOS FINANCIEROS

Intereses (1)	\$ 91.395	\$ 1.842
Comisiones (1)	17.199	-
Gastos bancarios	<u>115</u>	<u>333</u>
	<u>\$ 108.709</u>	<u>\$ 2.175</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2007 corresponde a los intereses pagados por los créditos suscritos por la Empresa para llevar a cabo el proceso de compra de los activos, derechos y contratos de Ecogás, así como las comisiones financieras pagadas por esta misma operación.

25. CUENTAS DE ORDEN

	2007	2006
Deudoras de control:		
Bienes entregados en garantía	\$ 57.287	\$ 57.287
Fiscales	932.414	928.131
Otras cuentas deudoras	<u>1.431</u>	<u>(65)</u>
	<u>991.132</u>	<u>985.353</u>
Responsabilidades contingentes:		
Garantías y avales otorgados (1)	1.229.004	-
Bienes entregados en garantía (2)	<u>90.663</u>	<u>100.810</u>
	<u>1.319.667</u>	<u>100.810</u>

	2007	2006
Litigios o demandas:		
Civiles	1.017	1.600
Laborales	4.379	4.935
Administrativas	16.714	22.809
Obligaciones fiscales	<u>-</u>	<u>25</u>
	<u>22.110</u>	<u>29.369</u>
Acreeedoras de control		
Contratos de servicios	49.768	33.907
Ordenes de compra	4.080	72.406
Aportes de capital	205.491	205.491
Capital proveniente de revalorización de patrimonio	<u>459.501</u>	<u>459.501</u>
	<u>718.840</u>	<u>771.305</u>
	<u>\$ 3.051.749</u>	<u>\$ 1.886.837</u>

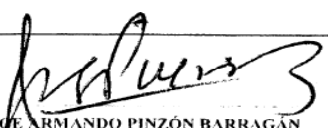
- (1) Al 31 de diciembre de 2007, las cuentas de Orden Derechos Contingentes incluyen la garantía sobre la emisión de bonos internacionales por USD \$610 millones, realizada por EEB Internacional. Estos bonos tienen un vencimiento el 31 de octubre de 2014 y una tasa de interés en dólares de 8,75%.
- (2) Al 31 de diciembre de 2007, las cuentas de Orden Derechos Contingentes incluyen \$90.663 millones por el valor de la prenda sobre las acciones que tiene la Empresa en Red de Energía del Perú S.A. como garantía de obligaciones que tiene dicha compañía con entidades financieras.

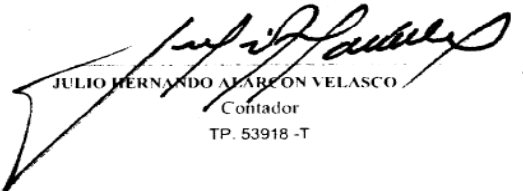
C. BALANCES Y ESTADOS DE RESULTADOS DEL EMISOR, A CORTE DEL 31 DE MARZO DE 2007 y 2008
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.

BALANCES GENERALES AL 31 DE MARZO DE 2007 Y 31 DE MARZO DE 2008

(En millones de pesos colombianos).

ACTIVOS	A marzo 31 de 2007	A marzo 31 de 2008
ACTIVO CORRIENTE:		
Efectivo	Col\$ 14.545	35.617
Inversiones temporales	325.018	312.592
Cuentas y documentos por cobrar	726.725	416.806
Inventarios	5.284	6.443
Gastos pagados por anticipado	1.309	1.062
Total activo corriente	1.072.881	772.520
Cuentas por Cobrar a Largo Plazo	199.780	876.287
Propiedades, Planta y equipo. Neto	195.800	291.291
Inversiones Permanentes	2.504.200	3.066.630
Otros Activos. Neto	62.444	34.027
Valorizaciones	3.285.363	3.559.560
Total activos	Col\$ 7.320.468	8.600.315
Cuentas de Orden	Col\$ 1.898.324	2.929.811
PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS		
PASIVO CORRIENTE:		
Porción corriente de la deuda a largo plazo	Col\$ 1.423.267	341.290
Cuentas y documentos por pagar	48.709	334.476
Obligaciones laborales	730	597
Pensiones de jubilación	28.794	27.461
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación	4.986	4.986
Pasivos estimados y provisiones	20.319	18.736
Otros Pasivos	0	1.109
Total pasivo corriente	1.526.805	728.656
PASIVOS A LARGO PLAZO:		
Deuda a largo plazo	24.217	1.123.390
Pensiones de jubilación, menos porción corriente	199.942	198.551
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación, (menos porción corriente)	53.981	52.884
Pasivos estimados y provisiones	32.837	25.564
Total pasivo a largo plazo	310.977	1.400.390
Total pasivos	1.837.782	2.129.045
PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS:		
Capital	664.993	664.993
Prima en colocación de acciones	97.412	97.412
Reservas	365.405	935.308
Resultado de ejercicios anteriores	184.834	67.466
Resultado del período	312.730	582.485
Superávit donado	6.655	6.655
Superávit por valorizaciones	3.285.362	3.561.572
Revalorización del patrimonio	565.295	555.379
Total patrimonio de los accionistas	5.482.686	6.471.270
Total pasivos y patrimonio de los accionistas	Col\$ 7.320.468	8.600.315
CUENTAS DE ORDEN	Col\$ 1.898.324	2.929.811


JORGE ARMANDO PINZÓN BARRAGÁN
Representante Legal


JULIO HERNANDO ALARCÓN VELASCO
Contador
TP. 53918 -T

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.

ESTADO DE RESULTADOS

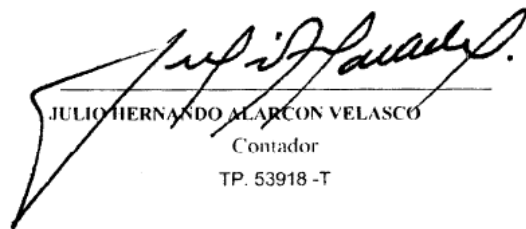
AL 31 DE MARZO DE 2007 Y 31 DE MARZO DE 2008

(En millones de pesos colombianos)

	Al 31 de marzo de 2007	Al 31 de marzo de 2008
INGRESOS OPERACIONALES		
Ventas:		
Trasmisión de Energía	Col\$ 17.039	21.827
	<u>17.039</u>	<u>21.827</u>
Costo de Ventas:		
Trasmisión de Energía	(5.996)	(9.417)
	<u>(5.996)</u>	<u>(9.417)</u>
Utilidad bruta	<u>11.043</u>	<u>12.410</u>
Dividendos e Intereses Ganados	282.327	353.754
Ingresos Método de Participación	69.423	236.450
Diferencia en cambio (Neta)	58.327	39.875
Otros ingresos	2.852	2.954
	<u>412.929</u>	<u>633.033</u>
Gastos administrativos	(31.344)	(18.675)
Gastos Financieros	(63.807)	(30.332)
Otros Gastos	0	(1.374)
	<u>(95.151)</u>	<u>(50.381)</u>
Utilidad antes de impuestos	328.821	595.062
Impuesto de Renta	(16.091)	(12.577)
Utilidad Neta	<u>Col\$ 312.730</u>	<u>582.485</u>



JORGE ARMANDO PINZÓN BARRAGÁN
Representante Legal



JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
TP. 53918 -T

- D. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DEL EMISOR, A CORTE DEL ÚLTIMO EJERCICIO ANUAL APROBADO, DEBIDAMENTE SUSCRITOS Y CERTIFICADOS CONFORME A LO DISPUESTO EN LA LEY 964 DE 2005 Y EN LA LEY 222 DE 1995, CON SUS CORRESPONDIENTES NOTAS, PARA AQUELLAS ENTIDADES QUE POSEAN MÁS DEL 50% DEL CAPITAL DE OTROS ENTES ECONÓMICOS.

**Empresa de Energía de Bogotá
S.A. E.S.P. y sus Filiales**

**Estados Financieros Consolidados por los
Períodos Terminados el 31 de Diciembre de
2007 y 2006 e Informe del Revisor Fiscal**

Deloitte.

Deloitte & Touche Ltda.
Cra. 7 N° 74 - 09
A.A. 075874
Nit. 860.005.813-4
Bogotá D. C.
Colombia

Tel. +57(1) 5461810 - 5461815
Fax: +57(1) 2178088
www.deloitte.com/co

INFORME DEL REVISOR FISCAL

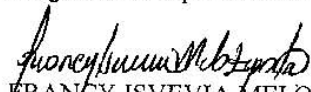
A los accionistas de
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P:

He auditado los balances generales consolidados de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES al 31 de diciembre de 2007 y 2006 y los correspondientes estados consolidados de resultados, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por el período de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2007 y por el período de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2006. Tales estados financieros consolidados son responsabilidad de la administración de la Empresa. Entre mis funciones se encuentra la de expresar una opinión sobre estos estados financieros con base en mis auditorías.

Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones y llevar a cabo mi trabajo de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Tales normas requieren que planifique y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros consolidados están libres de errores significativos. Una auditoría de estados financieros incluye examinar, sobre una base selectiva, la evidencia que soporta las cifras y las revelaciones en los estados financieros. Una auditoría también incluye, evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones contables significativas hechas por la administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros consolidados. Considero que mis auditorías me proporcionan una base razonable para expresar mi opinión.

En mi opinión, los estados financieros consolidados antes mencionados, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y sus Filiales al 31 de diciembre de 2007 y 2006, los resultados de sus operaciones, los cambios en su patrimonio, los cambios en su situación financiera y sus flujos de efectivo por el período de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2007 y por el período de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2006, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia.

Como se menciona en la Nota 3 a los estados financieros, la Empresa y sus Filiales de conformidad con lo establecido en la Ley 1111 del 2006 del Gobierno Nacional contabilizaron durante el 2007 el gasto por impuesto al patrimonio disminuyendo la cuenta Revalorización del Patrimonio. Al 31 de diciembre de 2006 los gastos de impuestos de naturaleza similar se reconocían como gasto en el estado de resultados.


FRANCY ISVEVIA MELO ZAPATA
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No. 96320-T

20 de febrero de 2008



EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. - C.U.C. I. 000018485

BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y 2006
(En millones de pesos colombianos).

ACTIVOS	2007	2006	PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	2007	2006
ACTIVO CORRIENTE:			PASIVO CORRIENTE:		
Efectivo (Nota 4)	\$ 88.650	\$ 57.714	Porción corriente de la deuda a largo plazo (Nota 12)	\$ 446.603	\$ 158.118
Inversiones temporales (Nota 5)	444.801	146.264	Cuentas por pagar (Nota 13)	106.022	153.860
Deudores (Nota 6)	141.861	221.319	Obligaciones laborales	1.877	577
Inventarios (Nota 7)	30.405	5.276	Recaudos a favor de terceros (Nota 15)	8.159	422
Gastos pagados por anticipado y otros activos (Nota 10)	<u>31.592</u>	<u>1.928</u>	Puestos estimados y provisiones (Nota 16)	8.477	1.505
Total activo corriente	736.716	432.571	Pensiones de jubilación y beneficios complementarios (Nota 17)	28.794	30.285
			Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota 17)	4.986	3.976
			Otros pasivos (Nota 18)	<u>3.109</u>	<u>17</u>
INVENTARIOS (Nota 7)	13	-	Total pasivo corriente	<u>604.622</u>	<u>350.760</u>
Cuentas por cobrar a largo plazo (Nota 6)	209.070	210.908	PASIVOS A LARGO PLAZO:		
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, Neto (Nota 8)	1.330.877	248.742	Deuda a largo plazo (Nota 13)	2.753.010	45.033
INVERSIONES PERMANENTES (Nota 9)	1.782.068	1.658.275	Pensiones de jubilación, menos porción corriente (Nota 17)	196.538	197.774
			Beneficios complementarios a pensiones de jubilación, menos porción corriente	52.884	54.991
OTROS ACTIVOS, Neto (Nota 10)	2.276.556	24.917	Pasivos estimados y provisiones (Nota 16)	26.232	33.903
			Otros pasivos (Nota 18)	<u>33.396</u>	<u>-</u>
VALORIZACIONES (Nota 11)	3.462.206	3.239.435	Total pasivo a largo plazo	<u>3.062.080</u>	<u>350.691</u>
Total activos	<u>\$ 9.797.506</u>	<u>\$ 5.824.848</u>	INTERES MENORITARIO	33.243	9.472
Cuentas de orden (Nota 26)	<u>\$ 4.590.133</u>	<u>\$ 1.931.868</u>	Total pasivos	<u>3.699.950</u>	<u>690.923</u>
			PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS (Nota 20)		
			Capital	664.993	664.993
			Prima en colocación de acciones	97.412	97.412
			Reservas	365.405	352.364
			Resultados de ejercicios anteriores	67.466	67.466
			Resultado neto del periodo	869.037	130.409
			Superávit donado	6.655	6.655
			Superávit por valorizaciones	3.461.303	3.239.435
			Revalorización del patrimonio	<u>565.285</u>	<u>575.191</u>
			Total patrimonio de los accionistas	<u>6.087.536</u>	<u>5.133.923</u>
			Total pasivos y patrimonio de los accionistas	<u>\$ 9.797.506</u>	<u>\$ 5.824.848</u>
			Cuentas de orden (Nota 26)	<u>\$ 4.590.133</u>	<u>\$ 1.931.868</u>

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de las Empresas.

ASTRID MARTÍNEZ ORTIZ
Representante Legal

JULIO HERNÁNDEZ ALARCÓN VELÁSQUEZ
Contador
Tarjeta Profesional No. 53918-T

FRANCISCA ISBENVIA MELÓZAPATA
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No. 96320-T
(Ver mi informe adjunto)

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

**ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS
POR EL PERÍODO DE DOCE MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y EL PERÍODO DE TRES MESES
TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2006
(En millones de pesos colombianos, excepto el número de acciones y el resultado neto por acción)**

	2007	2006
INGRESOS OPERACIONALES		
Transmisión de electricidad	\$ 73.630	\$ 16.938
Transporte de gas natural	379.565	6.228
	<u>453.195</u>	<u>23.166</u>
COSTOS DE VENTAS (Nota 21)		
Transmisión de electricidad	(27.593)	(6.731)
Transporte de gas natural	(131.654)	(3.353)
	<u>(159.247)</u>	<u>(10.084)</u>
Utilidad bruta	<u>293.948</u>	<u>13.082</u>
DIVIDENDOS E INTERESES GANADOS (Nota 9)	638.247	4.799
DIFERENCIA EN CAMBIO	321.398	(10.966)
OTROS INGRESOS (Nota 22)	32.337	27.658
	<u>991.982</u>	<u>21.491</u>
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN (Nota 24)	(125.432)	(20.726)
GASTOS FINANCIEROS (Nota 25)	(246.563)	(2.510)
OTROS GASTOS	(38)	(240)
	<u>(372.033)</u>	<u>(23.476)</u>
Utilidad antes de ingreso extraordinario	913.897	11.097
INGRESO EXTRAORDINARIO (Nota 23)	-	117.050
Utilidad antes de impuesto sobre la renta e interés minoritario	913.897	128.147
IMPUESTO DE RENTA (Nota 19)	(37.050)	2.503
Utilidad antes de interés minoritario	876.847	130.650
INTERÉS MINORITARIO	(7.810)	(241)
RESULTADO NETO DEL PERÍODO	<u>\$ 869.037</u>	<u>\$ 130.409</u>
NÚMERO DE ACCIONES	<u>85.871.565</u>	<u>85.871.565</u>
RESULTADO NETO POR ACCIÓN	<u>\$ 10.120.20</u>	<u>\$ 1.518.65</u>

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de las Empresas.


ASTRID MARTÍNEZ ORTÍZ
 Representante Legal


JULIO HERNANDO MARCON VELASCO
 Contador
 Tarjeta Profesional No. 53918-T


FRANCISVEVIA MELO ZAPATA
 Revisor Fiscal
 Tarjeta Profesional No. 96320-T
 (Ver mi informe adjunto)


**ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO
POR EL PERIODO DE DOCE MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y POR EL PERIODO DE TRES MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2006**
(En millones de pesos colombianos)

	Reservas											
	Capital	Prima an colecación de acciones	Legal	Para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas	A disposición de los accionistas	Total reservas	Resultados de ejercicios anteriores	Resultado neto del periodo	Superavi- donado	Superavit por valorizaciones	Revalorización del patrimonio	Total patrimonio de los accionistas
SALDOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2006	\$ 664.993	\$ 97.412	\$ 116.075	\$ 125.696	\$ 1.386	\$ 323.157	\$ 67.466	\$ 292.077	\$ 6.635	\$ 3.133.138	\$ 575.191	\$ 5.109.103
Apropiaciones	-	-	19.207	-	-	29.207	-	(9.207)	-	-	-	(65.844)
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	(262.864)	-	-	-	(262.864)
Valorización	-	-	-	-	-	-	-	-	-	106.377	-	106.377
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	130.409	-	-	-	130.409
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006	664.993	97.412	215.282	125.696	1.386	352.364	67.466	130.409	6.635	3.239.435	575.191	5.139.925
Apropiaciones	-	-	3.041	-	-	13.041	117.368	(130.409)	-	-	-	(117.368)
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(117.368)	-	-	-	-	(117.368)
Valorización	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.906)	(9.906)
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	869.037	-	221.868	-	221.868
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007	\$ 664.993	\$ 97.412	\$ 218.323	\$ 125.696	\$ 1.386	\$ 365.405	\$ 67.466	\$ 869.037	\$ 6.635	\$ 3.461.302	\$ 565.285	\$ 6.097.556

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Comedor verificados previamente las afirmaciones contables en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de la Empresa.


ASTRID MARTÍNEZ ORTIZ
Representante Legal


JULIO HERNÁNDEZ ARCON VELASCO
Comedor
Tunjia Profesional No. 53918-T


FRANCISCA MÉLO ZARATA
Revisor Fiscal
Tunjia Profesional No. 96226-T
(Ver en: informe-adjunto)

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

**ESTADOS DE CAMBIOS EN LA SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO
POR EL PERÍODO DE DOCE MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y EL PERÍODO DE TRES MESES
TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2006
(En millones de pesos colombianos).**

	2007	2006
CAPITAL DE TRABAJO OBTENIDO DE:		
Utilidad neta del período	\$ 869.037	\$ 130.409
Partidas que no requirieron capital de trabajo -		
Depreciaciones y amortizaciones	89.536	5.511
Diferencia en cambio	(356.893)	8.432
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(7.400)	-
Recuperaciones y provisiones	(6.064)	(6.506)
Recuperación pensiones de jubilación	(3.323)	(8.809)
Utilidad en venta de activos fijos	(469)	(4.975)
Ingreso extraordinario	-	(117.050)
Impuesto diferido	21.455	-
Interés minoritario	7.810	241
Capital de trabajo obtenido de las operaciones	613.689	7.253
Disminución de cuentas por cobrar a largo plazo	9.238	19.619
Devolución capital Codensa	-	197.307
Aumento de la deuda	3.085.174	7.786
Aumentos de otros pasivos	12.041	-
Aumento del interés minoritario neto de valorizaciones	15.058	-
Total capital de trabajo obtenido	3.735.200	231.965
CAPITAL DE TRABAJO UTILIZADO EN:		
Aumento de inventarios	(13)	-
Aumento de inversiones permanentes	(145.404)	(114.124)
Aumento en propiedades, planta y equipo	(1.103.730)	(17.087)
Aumento en otros activos	(2.308.501)	(4.195)
Impuesto al patrimonio	(9.906)	-
Pago de dividendos	(117.368)	(262.864)
Total capital de trabajo utilizado	(3.684.922)	(398.270)
AUMENTO (DISMINUCIÓN) EN EL CAPITAL DE TRABAJO	\$ 50.278	\$ (166.305)
CAMBIOS EN LOS COMPONENTES DEL CAPITAL DE TRABAJO:		
Efectivo	\$ 30.336	\$ 37.519
Inversiones temporales	298.537	75.467
Deudores	(79.458)	(48.044)
Inventarios	25.129	(64)
Gastos pagados por anticipado	29.601	40
Porción corriente de la deuda a largo plazo	(287.885)	(105.397)
Cuentas y documentos por pagar	49.838	(130.403)
Obligaciones laborales	(500)	(48)
Recaudos a favor de terceros	(7.737)	(20)
Pasivos estimados y provisiones	(6.972)	7.502
Pensiones de jubilación	481	-
Otros pasivos	(1.092)	143
AUMENTO (DISMINUCIÓN) EN EL CAPITAL DE TRABAJO	\$ 50.278	\$ (166.305)

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de las Empresas.


ASTRID MARTÍNEZ ORTÍZ
Representante Legal


JULIO HERNANDO ARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 53918-T


FRANCYSVEVIA MELO ZAPATA
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No. 96320-T
(Ver mi informe adjunto)

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

**ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO
POR EL PERÍODO DE DOCE MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y EL PERÍODO DE TRES MESES
TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2006
(En millones de pesos colombianos).**

	2007	2006
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Utilidad neta del período	\$ 869.037	\$ 130.409
Ajustes para conciliar el resultado con el efectivo neto (usado en) provisto por las actividades de operación:		
Depreciaciones y amortizaciones	89.536	5.511
Diferencia en cambio	(350.902)	10.966
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(7.400)	-
Recuperaciones y provisiones	(3.699)	(10.433)
Recuperación pensiones de jubilación	(3.804)	(8.302)
Utilidad en venta de activos fijos	(469)	(4.975)
Ingreso extraordinario	-	(117.050)
Impuesto diferido	21.414	-
Interés minoritario	7.810	241
	<u>621.523</u>	<u>6.367</u>
Cambios en activos y pasivos de operación, neto		
Deudores	86.424	71.697
Inventarios	(12.065)	59
Gastos pagados por anticipado	(28.451)	(40)
Cuentas y documentos por pagar	(51.341)	130.403
Obligaciones laborales	500	48
Recaudos a favor de terceros	7.737	20
Pasivos estimados y provisiones	5.588	(8.009)
Otros pasivos	12.024	(143)
Interés minoritario neto de valorizaciones	15.058	-
	<u>656.997</u>	<u>200.402</u>
Fondos netos provistos por las actividades de operación		
	<u>656.997</u>	<u>200.402</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Adquisición de activos, derechos y contratos de Fcogás	(3.299.138)	-
Aumento de activos fijos	(153.683)	(17.087)
Disminución (Aumento) en otros activos	28.120	(4.195)
(Aumento) Disminución de inversiones	(358.897)	9.080
	<u>(3.783.600)</u>	<u>(12.202)</u>
Fondos netos usados en las actividades de inversión		
	<u>(3.783.600)</u>	<u>(12.202)</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Aumento de la deuda	3.373.059	114.183
Impuesto al patrimonio	(9.906)	-
Pago de dividendos	(117.368)	(262.864)
	<u>3.245.785</u>	<u>(148.681)</u>
Fondos netos provistos por (usados en) las actividades de financiación		
	<u>3.245.785</u>	<u>(148.681)</u>
CAMBIOS NETOS EN EL EFECTIVO Y EQUIVALENTES	119.182	39.519
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL INICIO DEL PERÍODO	59.714	20.195
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERÍODO	\$ 178.896	\$ 59.714

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de las Empresas.

 ASTRID MARTÍNEZ ORTÍZ Representante Legal	 JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO Contador Tarjeta Profesional No. 53918-T	 FRANCISVEVIA MELO ZAPATA Revisor Fiscal Tarjeta Profesional No. 96320-T (Ver mi informe adjunto)
---	--	---

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS POR LOS PERÍODOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y 2006 (En millones de pesos colombianos, excepto cuando se indique lo contrario)

1. ENTES ECONÓMICOS Y OPERACIONES

Casa Matriz – De conformidad con la Ley 142 de 1994 y el Acuerdo 01 de 1996 del Concejo Distrital, el 31 de mayo de 1996 la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. se transformó de empresa industrial y comercial del estado del orden distrital a una sociedad por acciones. La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (en adelante EEB o la Empresa) transformada en empresa de servicios públicos bajo la Ley 142 continuó dedicada a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.

El 24 de enero de 1997, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Empresa aprobó el plan presentado por la Gerencia y sus Asesores para la reestructuración de la Empresa y la vinculación de inversionistas privados. El 23 de octubre de 1997, dicho plan culminó con la segregación de los negocios a través de la creación de dos Compañías, una dedicada a la generación (EMGESA S.A. E.S.P.) y otra a la distribución y comercialización de energía (CODENSA S.A. E.S.P.), quedando en EEB, únicamente la actividad de transmisión de energía y el Centro Regional de Despacho. El término de la duración legal de la sociedad es indefinido.

Para la constitución de las nuevas compañías, EEB aportó a cada una los activos y pasivos de generación y distribución y comercialización, respectivamente, a cambio de una participación del 51,5% en el capital de dichas compañías. Así mismo, como parte de este proceso, los inversionistas estratégicos Capital Energía S.A. y Luz de Bogotá S.A. hicieron aportes en efectivo por el 48,5% del capital de EMGESA S.A. E.S.P. y CODENSA S.A. E.S.P., respectivamente. Además, Capital Energía S.A. y Luz de Bogotá S.A. adquirieron cada una un 5,5% del capital de EEB. Todas las obligaciones entre las partes quedaron consignadas en los Acuerdos Marco de Inversión que regulan las relaciones entre los accionistas y todos los acuerdos para la constitución y el desarrollo operativo de las compañías.

Escisión de Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. - La Superintendencia de Sociedades mediante Resolución 320-003011 del 30 de noviembre de 2006, aprobó la escisión parcial de activos de Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P., la cual fue protocolizada el 27 de diciembre de 2006 con la escritura No 511 de la Notaría 36 del círculo de Bogotá. El 17 de enero de 2007, La Empresa fue informada del perfeccionamiento de escisión parcial de Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P., por lo cual a partir de dicha fecha se inscribió como accionista de la empresa a Proyectos de Energía S.A. en su reemplazo.

Mediante Escritura Pública No. 10410 del 26 de diciembre de 2007 registrada en las Cámaras de Comercio de Bogotá y Cali, se formalizó la fusión por absorción de Proyectos de Energía S.A. y Corporación Financiera Colombiana S.A. (en adelante Corficolombiana), donde esta

última actuó como absorbente. En consecuencia, Corficolombiana es titular de 3.271.505 acciones ordinarias clase C.

Fusión de Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P. - El 14 de diciembre de 2006 la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB) accionistas de Emgesa S.A. E.S.P. y de Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. y el Grupo Endesa acordaron fusionar las sociedades para lo cual, en el año 2007 obtuvieron la autorización de fusión de las Asambleas de Accionistas correspondientes y las autoridades competentes. Las compañías fundamentadas en el acuerdo de Fusión (entre Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P.), definieron que: (a) Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. sería la sociedad absorbente y Emgesa S.A. E.S.P. la sociedad absorbida, y (b) la razón social de la entidad fusionada sería Emgesa S.A. E.S.P. De acuerdo con lo anterior, la Superintendencia de Sociedades mediante resolución oficial No.341-003504 del 17 de agosto de 2007 autorizó la fusión, la cual se protocolizó mediante la escritura pública No 0003480 el 1 de septiembre de 2007, en la Notaria 18 de Bogotá.

En consecuencia, como resultado de la fusión se suscribió un contrato de compraventa de acciones mediante el cual Compañía Eléctrica Cono Sur S.A. y Endesa Internacional S.A., vendieron a EEB 5.470.712 acciones a prorrata de su participación en Emgesa S.A. ESP., número de acciones requerido por EEB para mantener la participación del 51.51347% en Emgesa S.A. ESP. La operación de compraventa de acciones se perfeccionó el 16 de noviembre de 2007, por un monto de USD\$70.058.130.

Proceso de compra activos de Ecogas – Mediante el Decreto 1404 de Mayo de 2005, el Gobierno Nacional aprobó el programa de enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de la Empresa Colombiana de Gas – Ecogás (en adelante Ecogas), relacionados con el transporte de gas natural, su operación y explotación, mediante la constitución por suscripción sucesiva de acciones de la sociedad Transportadora de Gas del Interior S. A. E.S.P. (en adelante TGI).

El 6 de diciembre de 2006 la Empresa resultó adjudicataria del 97,91% de las acciones de TGI por \$3,25 billones de pesos correspondientes al valor ofertado por la Empresa que fueron financiados mediante la colocación de bonos y créditos con la banca y los mercados de capitales internacionales. (Ver Nota 12)

El 16 de febrero de 2007 fue celebrada la Asamblea General de Accionistas, en la cual se formalizó la constitución de la empresa Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P. la cual se llevo a cabo en la ciudad de Bucaramanga.

Compañías filiales -

Transportadora Colombiana de Gas S.A. E.S.P. (En Adelante Transcogas) - Constituida de acuerdo con las leyes colombianas, según Escritura Pública No. 2574 de la Notaría 26 del Círculo de Bogotá, el 21 de diciembre de 1998. Su objeto social principal es el transporte de toda clase de hidrocarburos o sus derivados, en cualquier estado, incluyendo gas natural. El término de duración de la Empresa es indefinida.

EEB International Ltd. – Constituida en Islas Cayman con el propósito de servir de vehículo de inversión para llevar a cabo la emisión de bonos en los mercados de capitales internacionales.

Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P. y su Filial TGI International Ltd. (En Adelante TGI y su Filial) – TGI fue constituida mediante la escritura pública No. 67 del 16 de febrero de 2007 de la Notaría Once de Bucaramanga inscrita en la Cámara de Comercio el 19 de febrero de 2007. El objeto social de TGI consiste en la planeación, organización, construcción, expansión, ampliación, mantenimiento, operación y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios. También puede explotar comercialmente la capacidad de los gasoductos de propiedad de terceros por los cuales pague una tarifa de disponibilidad. Su duración legal es indefinida. TGI International Ltd. fue constituida en Islas Cayman con el propósito de servir de vehículo de inversión para llevar a cabo la emisión de bonos en los mercados de capitales internacionales.

Principales contratos de TGI –

Contratos BOMT's – Los contratos BOMT's, los cuales son una modalidad de contratación que se emplea para desarrollar proyectos de infraestructura de alto valor financiero, mecanismo que consiste en acordar con una compañía del sector privado nacional o internacional, la construcción, operación, mantenimiento y al término del proyecto la opción de transferencia de la propiedad. El contratista propietario opera el bien durante un plazo largo de tiempo (10, 15 y 20 años, para el caso) y recibe un pago mensual del usuario, compuesto por una tarifa de transporte y otra por disponibilidad. El pago que recibe el propietario del BOMT debe ser suficiente para cubrir la tasa libre de riesgo, el riesgo país, el riesgo del sector (negocio), la rentabilidad mínima del inversionista, la financiación y depreciación del activo (gasoducto), los costos de administración, operación y mantenimiento, imprevistos y los ajustes por cambios de leyes ambientales y tributarias.

Como parte del proceso de Enajenación de los Activos, Derechos y Contratos, Ecogás cedió a TGI los siguientes contratos BOMT's, los cuales fueron suscritos inicialmente por La Empresa Colombiana de Petróleos – Ecopetrol:

Contrato BOMT	Infraestructura	Propietario	Valor de construcción	Plazo (Años)	Fecha finalización	Opción de compra
VIT-GTL-0001-98	Gasoducto Boyacá y Santander	Gases de Boyacá y Santander S.A. Centragas S.A. (Transportadora de	US\$ 54,250,150	10	30/09/2009	US\$ 543
DIJ-P-515	Gasoducto Ballena - Barrancabermeja	Gas de la Región Central de Enron)	US\$219,581,800	15	24/02/2011	US\$ 2,196
DIJ-738	Gasoducto Mariquita Cali	Transgas de Occidente S.A.	US\$275,915,800	20	25/08/2017	US\$ 2,759

Entre los propietarios BOMT y ECOPETROL existe una relación económica directa debido a que los pagos de las tarifas pactadas en los contratos continúan a cargo de ECOPETROL hasta la finalización de los plazos contractuales. Los pagos que ha efectuado ECOGÁS a

ECOPETROL desde 1998 y que asume en el futuro están expresamente establecidos en el Decreto 958 de 1998.

TGI tiene el derecho total de usufructo de la capacidad de transporte de los tres gasoductos correspondientes a los contratos BOMT, derecho adquirido por la compra consolidada el pasado 2 de marzo de 2007 de la totalidad de Activos, Derechos y Contratos de ECOGÁS. TGI no tiene relación directa de pago con los propietarios de los BOMT, pero si se relaciona diariamente en lo concerniente al transporte de gas y nuevos requerimientos de ampliaciones a la infraestructura.

Centragás S.A. propietario del Gasoducto BOMT Ballena-Barranca, no cedió el contrato a TGI manteniéndose la cesión en ECOGÁS, sin que esto afecte el derecho de usufructo de esa infraestructura a favor de TGI.

TGI ejercerá la opción de compra de cada uno de los gasoductos BOMT Boyacá Santander, Ballena Barranca y Mariquita Cali, pagando una prima estimada en el 1% del valor de construcción de la infraestructura, en los años 2009, 2011 y 2017, respectivamente. (Ver Nota 18)

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La Empresa y sus Filiales se rigen principalmente por la Ley 142 ó Estatuto de Servicios Públicos, y la Ley 143, que estableció las disposiciones que norman las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, sus estatutos, los acuerdos marcos de inversión y las demás disposiciones contenidas en el Código de Comercio. Adicionalmente las Filiales se rigen por la Resolución 071 de 1999 por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - (RUT) en Colombia.

Las Leyes 142 y 143 del 11 de Julio de 1994 establecieron una nueva estructura de competencia, el régimen económico, tarifario y de subsidios para las ventas de electricidad y demás aspectos de operación y regulación del sector.

Las tarifas aplicables al servicio de transmisión de energía son reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es un Organismo Técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía.

3. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Para la Empresa y sus Filiales los estados financieros fueron preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, los cuales están prescritos por disposiciones legales. Asimismo, aplica el Plan de Contabilidad para Entes Prestadores de Servicios Públicos y el Sistema Unificado de Costos y Gastos expedido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y el Plan General expedido por la Contaduría General de la Nación (CGN).

Ciertos principios contables aplicados por la Empresa que están de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, podrían no estar de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en otros países.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas por la Empresa y sus Filiales:

- a. *Bases de consolidación* – La Empresa debe presentar estados financieros individuales de propósito general sin consolidar, los cuales son presentados a la Asamblea General de Accionistas y son los que sirven de base para la distribución de utilidades. Adicionalmente, el Código de Comercio exige la elaboración de estados financieros de propósito general consolidados, los cuales también son presentados a la Asamblea General de Accionistas para su aprobación, pero no sirven de base para la distribución de utilidades. Los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2007 y 2006 incluyen los estados financieros de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y los de sus compañías Filiales Transcogas y TGI y su Filial TGI International Ltd., las cuales fueron adquiridas en junio de 2005 y febrero de 2007 con participaciones del 71,9998% y 97,9145%, respectivamente, asumiendo de esta forma la mayoría accionaria y, por lo tanto, el control sobre las mismas. Así mismo, incluye los estados financieros de EEB International Ltd. constituida en 2007 y poseída al 100% por EEB.

La información de los balances generales y de los estados de resultados individuales de EEB, Transcogas, TGI y su Filial y EEB International Ltd. es como se detalla a continuación:

Detalle	EEB	Transcogas	TGI y su Filial	EEB International Ltd.
Balance general				
Activos totales	\$ 8.151.783	\$ 90.335	\$ 3.421.788	\$ 1.247.227
Pasivos totales	2.054.227	50.917	2.357.095	1.247.225
Patrimonio de los accionistas	6.097.556	39.418	1.064.693	2
Estado de resultados				
Ingresos operacionales	73.630	27.132	352.433	-
Utilidad neta	869.037	6.295	289.990	-

A continuación se detalla el interés minoritario de los accionistas al 31 de diciembre de 2007 y 2006:

	%	2007	2006
Transcogas	28,0002	\$ 11.037	\$ 9.472
TGI	2,0855	22.206	-
		<u>\$ 33.243</u>	<u>\$ 9.472</u>

b. *Unidad monetaria* - De acuerdo con disposiciones legales, la unidad monetaria utilizada por la Empresa y sus Filiales para su contabilidad es el peso colombiano.

c. *Periodo contable* - Los estados financieros consolidados adjuntos por los periodos terminados el 31 de diciembre de 2007 y 2006 corresponden a periodos de doce y tres meses, respectivamente. Este cambio de periodo contable afecta la comparabilidad de las cifras de los estados financieros consolidados.

d. *Ajustes por inflación* -

EEB - Hasta el 31 de diciembre de 2001, los activos y pasivos no monetarios, con excepción de los inventarios, y las cuentas de patrimonio, con excepción del superávit por valorizaciones, se ajustaron para reconocer los efectos de la inflación utilizando porcentajes de ajuste determinados con base en la variación del índice general de precios al consumidor. La corrección monetaria, así determinada, fue incluida en los resultados de cada periodo.

Mediante las Resoluciones No. 364 de noviembre de 2001 y 027 de enero de 2002, emitidas por el Contador General de la Nación se eliminó la aplicación del sistema de ajustes integrales por inflación para efectos contables a partir del 1 de enero del 2002. El valor de los ajustes por inflación registrados hasta el 31 de diciembre de 2001 hace parte del saldo de los activos y del valor en libros para todos los efectos.

Transcogas - Hasta el 31 de diciembre de 2005, la Empresa aplicó el sistema de ajustes por inflación a los activos y pasivos no monetarios, con excepción de los inventarios, y las cuentas de patrimonio, con excepción del superávit por valorizaciones. A partir del 1° de enero de 2006, la Empresa comenzó a dar aplicación al Plan General de Contabilidad Pública, razón por la cual ya no es obligatorio el registro de los ajustes por inflación. El valor de los ajustes por inflación registrados hasta el 31 de diciembre de 2005 hace parte del saldo de los activos y del valor en libros para todos los efectos.

e. *Conversión de moneda extranjera* - Las operaciones en moneda extranjera se contabilizan a las tasas de cambio aplicables que estén vigentes en el momento de realizarse la transacción. Al cierre de cada ejercicio los saldos por cobrar o por pagar en moneda extranjera se actualizan a la tasa de cambio representativa de mercado certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia (\$2.014,76 por US\$ 1 al 31 de diciembre de 2007, y \$2.238,79 por US\$ 1 al 31 de diciembre de 2006). La ganancia o pérdida en cambio, así determinada, es incluida en los resultados del periodo, salvo la causada por deudas contraídas para la adquisición de activos, la cual es capitalizada hasta que los mismos estén en condiciones de enajenación y/o uso.

f. *Inversiones temporales* - Son registradas al costo y los rendimientos financieros se causan con base en la Tasa Interna de Retorno - TIR - resultante al momento de la compra de cada título valor.

Las inversiones que constituyen los patrimonios autónomos en Fideicomisos de Administración de Pensiones son valuadas a precios de mercado determinados por las fiduciarias y su efecto es reconocido en resultados.

- g. *Provisión para deudores* – Para la EEB, la provisión para cuentas de clientes de difícil cobro se estableció de conformidad con las políticas definidas por la Sociedad, la cual establece que la provisión de cartera se efectúa sobre el 100% de los saldos de las deudas vencidas mayores a 360 días. Para Transcogas y TGI representa la cantidad estimada necesaria para suministrar una protección adecuada contra pérdidas en créditos normales.
- h. *Inventarios* - Se registran al costo promedio o a su valor neto de realización, el menor.
- i. *Propiedades, planta y equipo* –

EEB y Transcogas – Se contabilizan al costo y se ajustaban por inflación hasta el 31 de diciembre de 2001 y 2005, respectivamente.

TGI - Corresponde a los activos adquiridos del proceso de Enajenación de Activos, Derechos y Contratos de Ecogas, los cuales se contabilizaron al costo neto de reposición determinado por un avalúo técnico elaborado por el Consorcio Consultores Unidos S.A. y TF Auditores S.A., contratado por la Empresa al momento de adquirir dichos activos.

Se deprecian en línea recta de acuerdo con las siguientes tasas promedio anuales de depreciación:

	EEB	Transcogas	TGI
Edificaciones	2%	5%	4,28%
Gasoductos	-	5%	1,96%
Plantas, ductos, estaciones y subestaciones	4%	5%	4,03%
Redes, líneas y cables	2%	-	-
Vías de comunicación internas	-	5%	-
Maquinaria y equipo	6,6%	-	10%
Equipo científico	10%	-	-
Muebles y enseres	10%	10%	10%
Equipo de comunicación	10%	-	10%
Equipo de computación	20%	33,33%	20%
Equipo de transporte, tracción y elevación	20%	20%	20%
Equipo de comedor, cocina y despensa	10%	-	10%

- j. *Valorizaciones*

De propiedades, planta y equipo - Corresponden a las diferencias existentes entre el valor de los avalúos técnicos y el valor en libros de las propiedades, planta y equipo.

Estas valorizaciones se contabilizan en cuentas separadas dentro de los activos y como un superávit por valorizaciones, el cual no es susceptible de distribución. El avalúo de activos fijos se realiza cada tres años. Si al cierre del ejercicio el valor de los avalúos es menor al valor en libros, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

De inversiones permanentes - Para las inversiones en compañías controladas y no controladas, cualquier exceso del valor de mercado o del valor intrínseco sobre el costo ajustado al cierre del ejercicio es contabilizado como valorización, con crédito a la cuenta patrimonial de superávit por valorizaciones. Si al cierre del ejercicio su valor de mercado o su valor intrínseco es menor que el costo ajustado, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

- k. *Inversiones permanentes* – Las inversiones en acciones en compañías no controladas se registran a su costo de adquisición y en compañías controladas se registran inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se ajustan bajo el método de participación patrimonial. Las inversiones en moneda extranjera son convertidas a pesos colombianos a tasas de cierre y su resultado se compara con el valor intrínseco.

l. *Otros activos* –

EEB

Diferidos – Corresponde principalmente a los costos incurridos en la compra de software y algunos proyectos de inversión, los cuales se amortizan en línea recta por un período de cinco años.

El impuesto para preservar la seguridad democrática según la Carta Circular No. 038 de 2003 expedida por la Contaduría General de la Nación, se registra como cargo diferido y se amortizó hasta el 31 de diciembre de 2007.

Intangibles – Se registra principalmente el crédito mercantil adquirido correspondiente a la diferencia entre el costo de adquisición de las inversiones en acciones de capital, que de acuerdo con las normas vigentes, conlleven el control en los términos establecidos en la legislación comercial, y el valor intrínseco de las acciones adquiridas. El crédito mercantil es amortizado en un periodo máximo de 20 años por el método de línea recta.

Transcogas S.A. E.S.P

Diferidos - Se registran principalmente los costos incurridos en mejoras a propiedades ajenas los cuales se están amortizando por el método de línea recta por el tiempo de duración del contrato de arrendamiento (18 meses).

Intangibles - Se registran principalmente los costos de adquisición de programas de computador (software), los cuales son están amortizando por el método de línea recta por un periodo de 3 años. Adicionalmente se registra el costo del registro legal de protección de la marca de la Empresa, la cual se amortiza por el método de línea recta en un periodo de 10 años.

TGI S.A. E.S.P.

O&M pagado por anticipado bajo contratos BOMT - Corresponden a los pagos efectuados por anticipado por concepto de costos de Operación y Mantenimiento de corto y largo plazo

de los gasoductos en virtud de los contratos BOMT'S, dichos costos se amortizan por el método de línea recta durante la vida media remanente de los contratos BOMT'S:

Contrato BOMT Centragás (Gasoducto Ballena – Barrancabermeja)	26.31%	3,8 años
Contrato BOMT Transgas (Gasoducto Mariquita – Cali)	9.61%	10,4 años
Contrato BOMT GBS (Gasoducto Boyacá y Santander)	38.46%	2,6 años

Cargos preoperativos – Corresponden a los valores pagados por gastos de constitución, comisiones, honorarios y gastos legales en que se incurrió para estructurar el proceso de enajenación de los activos, derechos y contratos de Ecogás y posterior constitución de TGI. Los cargos preoperativos se amortizan por el método de línea recta en un período de cinco años.

Derechos – Corresponden a:

- Derechos del negocio – Corresponden a la diferencia entre el valor pagado por TGI y el valor neto de los activos, derechos y contratos adquiridos. Se amortizan por el método de línea recta durante la vida útil estimada de los gasoductos en un período de 65 años (1,54% anual).
- Derechos sobre contratos BOMT's – Corresponden al costo neto de reposición actualizada mediante avalúo técnico elaborado por el Consorcio Consultores Unidos S.A. y TF Auditores S.A., contratado por la Empresa al momento de adquirir dichos activos y corresponde a los valores de construcción de cada gasoducto BOMT descontando la depreciación por uso calculada técnicamente. Se amortizan por el método de línea recta durante la vida media remanente de los gasoductos así:

Contrato BOMT Centragás (Gasoducto Ballena – Barrancabermeja)	1,85%	54 años
Contrato BOMT Transgas (Gasoducto Mariquita – Cali)	1,81%	55 años
Contrato BOMT GBS (Gasoducto Boyacá y Santander)	1,72%	58 años

Una vez se ejerza la transferencia de los gasoductos, el valor a capitalizar será el costo neto del derecho más el valor de la opción de compra.

Servidumbres – Corresponden al costo neto en libros que tenía registrado Ecogás al momento de la enajenación de los activos, derechos y contratos. Se amortizan durante la vida útil estimada de los gasoductos en un período de 65 años (1,54% anual).

Software y licencias - Corresponden a los costos incurridos en la compra de programas de computador (software) y licencias, los cuales se están amortizando en línea recta en un período de 5 años.

- m. *Obligaciones laborales* – Las obligaciones laborales se ajustan al fin de cada ejercicio con base en las disposiciones legales y los convenios laborales vigentes.

Para EEB los ajustes periódicos del pasivo por pensiones de jubilación, directamente a cargo de la Empresa, se hacen con base en estudios actuariales ceñidos a las normas legales. Los incrementos en la obligación actuarial son cargados directamente a resultados. La

Empresa registra el pasivo y sus actualizaciones por beneficios complementarios a pensiones de jubilación tales como servicios médicos y otras prestaciones adicionales a que tienen derecho los jubilados, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Por lo tanto, se está aprovisionando el pasivo que, a valor presente, cubre la obligación estimada por éstos beneficios proyectados a la fecha de cierre del ejercicio con cargo a resultados.

Para los empleados que están sujetos al nuevo régimen de seguridad social (Ley 100 de 1993), la Empresa y sus Filiales cubren su obligación de pensiones a través del pago de aportes al Instituto de Seguros Sociales (ISS) y/o a los fondos privados de pensiones, en los términos y condiciones previstos en la Ley.

- n. *Recaudos a favor de terceros* – Corresponde a las obligaciones derivadas de recaudos de impuestos, contribuciones y otros conceptos a favor de entes públicos, con base en las normas legales vigentes. Principalmente se incluye el impuesto de transporte, contribución de industrias y la cuota de fomento.
- o. *Impuesto de renta* - La provisión para impuesto de renta se determina con base en la utilidad comercial con el objeto de relacionar adecuadamente los ingresos del período con sus costos y gastos correspondientes y se registra por el monto del pasivo estimado. El efecto de las diferencias temporales que implique el pago de un menor o mayor impuesto en el año corriente, calculado a tasas actuales, se registra como un impuesto diferido por pagar o por cobrar según aplique, siempre que exista una expectativa razonable de que dichas diferencias se revertirán.
- p. *Impuesto al patrimonio*: Durante el año 2007, EEB y Transcogas registraron el impuesto al patrimonio por \$9.906 millones y \$428 millones respectivamente, con cargo a la revalorización del patrimonio, de acuerdo con lo permitido por la Ley 1111 de 2006. En años anteriores, impuestos de naturaleza similar se registraron como gasto con cargo al estado de resultados.
- q. *Cuentas de orden* - Se registran bajo cuentas de orden principalmente los derechos y responsabilidades contingentes y las diferencias entre las cifras contables y fiscales y otras cuentas de control.
- r. *Reconocimiento de ingresos, costos y gastos* –

EEB

Los ingresos por ventas se reconocen en el período cuando se prestan los servicios. Los costos y gastos se registran con base en su causación.

Transcogas y TGI

Los ingresos por ventas de transporte de gas son registrados de acuerdo a los volúmenes de gas transportado por las tarifas especificadas según los términos de los contratos y siguiendo los lineamientos de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Los ingresos por

ventas se reconocen en el período cuando se prestan los servicios. Los costos y gastos se registran con base en su causación.

- s. *Uso de estimaciones* - Las políticas contables que siguen la Empresa y sus Filiales están de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, lo que requiere que la Administración efectúe ciertas estimaciones y utilice ciertos supuestos para determinar la valuación de algunas de las partidas individuales de los estados financieros y para efectuar las revelaciones que se requiere efectuar en los mismos. Aún cuando pueden llegar a diferir de su efecto final, la Administración considera que las estimaciones y supuestos utilizados fueron los adecuados en las circunstancias.
- t. *Utilidad neta por acción* - Se determina tomando como base la utilidad neta del ejercicio dividida entre el número de acciones en circulación.
- u. *Estado de flujos de efectivo* - Los estados de flujos de efectivo se han preparado de acuerdo al método indirecto. El efectivo y equivalentes está conformado por los saldos en caja y bancos, más las inversiones temporales de renta fija con vencimientos corrientes.
- v. *Reclasificaciones* - Algunas cifras de los estados financieros de diciembre de 2006 fueron reclasificadas para fines comparativos, y se presentan bajo las denominaciones de las cuentas señaladas en el plan único de cuentas.

4. EFECTIVO

	2007	2006
Caja	\$ 6	\$ 27
Bancos (1)	80.047	57.687
Fondos especiales (2)	<u>7.997</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 88.050</u>	<u>\$ 57.714</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, los saldos en bancos incluyen principalmente depósitos en cuentas bancarias remuneradas. El rendimiento promedio de las cuentas bancarias remuneradas para el año 2007 y 2006 fue del 7,87% y 7,5% respectivamente.

(2) *Fondos restringidos* - Los Fondos Especiales corresponden a los dineros disponibles para el Fondo de Emergencia de acuerdo con lo establecido en el contrato BOMT DIJ-738 celebrado entre Ecopetrol y Transgas de Occidente, el cual fue cedido por Ecogás a TGI. Dicho contrato estipula que se debe tener a disposición del contratista un Fondo de Emergencia por valor de UDS 3,969,182; el cual se constituyó en el BBVA New York, cuya finalidad es garantizar el cubrimiento financiero ante una situación coyuntural que se presente en el gasoducto o sus componentes.

5. INVERSIONES TEMPORALES

Títulos de Tesorería TES	\$ 611	\$ 64.610
Certificados de depósito a término (1)	316.465	56.123
Bonos y títulos	119.468	23.032
Títulos hipotecarios	4.655	-

	2007	2006
Derechos fiduciarios	3.599	2.499
Inversiones obligatorias	<u>3</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 444.801</u>	<u>\$ 146.264</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2007, los certificados de depósitos a término corresponden a USD\$55.856.461 (USD\$13.382.138 al 31 de diciembre de 2006) en moneda extranjera y en moneda nacional por \$203.928 millones (\$26.163 millones al 31 de diciembre de 2006).

Al 31 de diciembre de 2007 y 2006 los equivalentes de efectivo ascienden a \$90.846 millones y \$2.000 millones respectivamente, los cuales están representados en inversiones temporales corrientes de las Filiales Transcogas y TGI.

6. DEUDORES

Cuentas por cobrar a vinculados (Ver Nota 14)	\$ 2.222	\$ 4.348
Cuentas por cobrar a clientes	47.161	13.660
Deudores varios (1)	91.731	193.263
Anticipos y avances (2)	2.309	28.763
Anticipos de impuestos y contribuciones	7.807	4.934
Depósitos entregados en Administración – Pensiones (Nota 17)	203.654	205.865
Encargos Fiduciarios – Muña (Ver Nota 16)	2.322	1.791
Otros encargos fiduciarios (3)	17.996	1.935
Deudas de difícil cobro	<u>760</u>	<u>1.317</u>
Subtotal	375.962	455.876
Menos – Provisión para deudas de dudoso recaudo	<u>(25.031)</u>	<u>(23.649)</u>
	350.931	432.227
Menos – Cuentas por cobrar a largo plazo (4)	<u>(209.070)</u>	<u>(210.908)</u>
	<u>\$ 141.861</u>	<u>\$ 221.319</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2007 incluye principalmente dividendos por cobrar por \$57.712 millones (\$163.925 millones al 31 de diciembre de 2006) de los cuales con compañías vinculadas corresponden a \$57.541 millones (\$163.366 millones al 31 de diciembre de 2006) (Ver Nota 14). Adicionalmente incluye cuotas partes pensionales por \$15.211 millones (\$15.575 millones al 31 de diciembre de 2006) y compartibilidad pensional por \$13.276 millones (\$11.400 millones al 31 de diciembre de 2006).

(2) Al 31 de diciembre de 2007 y 2006 incluye principalmente anticipos otorgados por \$664 millones y \$28.586 millones respectivamente, para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión a 230 kv Betania – Altamira – Mocoa – Pasto (Jamondino) – Frontera con Ecuador, mediante el proceso de Convocatoria Pública Internacional UPME 01-2005. Adicionalmente incluye \$1.639 millones al 31 de diciembre de 2007 correspondientes a anticipos otorgados por la Filial TGI.

- (3) Al 31 de diciembre de 2007 corresponde principalmente al Encargo Fiduciario Tominé por \$2.014 millones (\$1.466 millones al 31 de diciembre de 2006) y el Patrimonio Autónomo para Electrificación Rural por \$319 millones (\$469 millones al 31 de diciembre de 2006) en convenio con la Gobernación de Cundinamarca. Adicionalmente, se incluyen \$9.200 millones del patrimonio autónomo constituido para la adecuación del Edificio de la Calle 13 el cual fue vendido en el año 2006 al Fondatt.

Adicionalmente al 31 de diciembre de 2007 incluye el Fondo de Emergencia constituido por USD \$2,984,668 de acuerdo con lo establecido en el contrato BOMT DIJ-T515 cebrado entre Ecopetrol y Centragás cedido por Ecogás a TGI, que garantiza el cubrimiento financiero ante una situación coyuntural que se presente en el gasoducto o sus componentes. Adicionalmente se encuentra registrado el valor de una Fiducia por \$450 millones en Fiduciaria Bogotá S.A. suscrita con el Ministerio de Defensa con el propósito de mantener las condiciones de protección y seguridad a las actividades e instalaciones de TGI.

- (4) Las cuentas por cobrar a largo plazo al 31 de diciembre de 2007 vencen en los años 2009 y siguientes, las cuales corresponden principalmente a los encargos fiduciarios Muña (Ver Nota 16), Tominé y al Patrimonio Autónomo de Electrificación Rural por \$4.656 millones (\$3.726 millones al 31 de diciembre de 2006), deudas de difícil cobro por \$760 millones (\$1.317 millones al 31 de diciembre de 2006) y depósitos entregados en administración – pensiones por \$203.654 millones (\$205.865 millones al 31 de diciembre de 2006) Ver Nota 16.

El detalle de la provisión de cartera es el siguiente:

	2007	2006
Saldo inicial	\$ 23.649	\$ 28.952
Provisión	1.599	559
Recuperación	(13)	(3.935)
Castigo	(204)	(1.927)
Saldo final	<u>\$ 25.031</u>	<u>\$ 23.649</u>

7. INVENTARIOS

Almacenes	\$ 31.441	\$ 6.574
Inventario en poder de terceros	199	695
Menos – Provisión para inventarios	(1.222)	(1.993)
	30.418	5.276
Menos – Inventarios de largo plazo	(13)	-
	<u>\$ 30.405</u>	<u>\$ 5.276</u>

El movimiento de la provisión de inventarios es el siguiente:

Saldo inicial	\$ 1.993	\$ 1.990
Provisión	-	3
Recuperación	(605)	-
Castigo	(166)	-
Saldo final	<u>\$ 1.222</u>	<u>\$ 1.993</u>

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO

	2007	2006
No depreciables –		
Terrenos	\$ 6.769	\$ 3.572
Construcciones en curso (1)	7.735	44.792
Bienes muebles en bodega	239	-
Materiales y equipos en bodega	1.399	-
Propiedades, planta y equipo no explotados	<u>114</u>	<u>-</u>
	<u>16.256</u>	<u>48.364</u>
Depreciables –		
Edificaciones	25.338	19.120
Gasoductos	907.255	64.480
Plantas y ductos / subestaciones	258.767	99.256
Redes, líneas y cables (2)	295.143	171.916
Vías de comunicación internas	81	81
Maquinaria y equipo	3.323	1.949
Muebles y enseres	745	477
Equipo de comunicación y computación	7.657	5.999
Equipo de transporte, tracción y elevación	1.188	629
Equipo de comedor, cocina, despensa	<u>91</u>	<u>89</u>
	<u>1.499.588</u>	<u>363.996</u>
	1.515.844	412.360
Menos - Depreciación acumulada	(151.271)	(120.264)
Provisión para propiedades, planta y equipo	<u>(33.696)</u>	<u>(33.354)</u>
	<u>\$ 1.330.877</u>	<u>\$ 258.742</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2007 corresponde principalmente a inversiones del Overhaul Circo y actualización del Centro de Control e interruptores de potencia. Al 31 de diciembre de 2006, corresponden a las inversiones realizadas para la construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión a 230 kV Betania – Altamira – Mocoa – Pasto (Jamondino) – Frontera con Ecuador, mediante el proceso de Convocatoria Pública Internacional UPME 01-2005, las cuales se activaron durante el año 2007.

(2) El incremento en 2007 corresponde principalmente a la entrada en operación en noviembre de 2007 de línea de transmisión a 230 kV Betania – Altamira – Mocoa – Pasto (Jamondino) – Frontera con Ecuador por \$126.952 millones y la adquisición de la línea Jamondino – Mocoa por \$20.639 millones.

9. INVERSIONES PERMANENTES

	2007	2006
Acciones	\$ 1.785.093	\$ 1.661.251
Inversiones obligatorias	-	5
Menos – Provisión para protección de inversiones	<u>(3.025)</u>	<u>(2.981)</u>
	<u>\$ 1.782.068</u>	<u>\$ 1.658.275</u>

Las inversiones en acciones al 31 de diciembre de 2007 corresponden a:

	Número de acciones	Porcentaje accionario	Costo
En compañías no controladas:			
Emgesa S.A. E.S.P. (1)	76.710.851	51,51%	\$ 1.219.636
Codensa S.A. E.S.P. (1)	68.036.719	51,51%	261.978
Consortio Transmantaro (2)	56.921.704	40,00%	96.338
Red de Energía del Perú S.A.	28.864.000	40,00%	90.722
Gas Natural S.A. E.S.P.	9.229.121	24,99%	47.640
Isagén S.A. E.S.P.	68.716.000	2,52%	34.611
Interconexión Eléctrica S.A. (3)	18.448.050	1,83%	21.462
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	31.026	16,23%	4.077
Financiera Energética Nacional	22.122	0,53%	4.208
Gestión Energética S.A. E.S.P.	161.811.391	0,06%	2.662
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	11.050.014	0,04%	854
Banco Popular	8.772.703	0,11%	598
Electrificadora de la Costa Atlántica S.A. E.S.P.	4.417.787	0,03%	159
Promotora Hidroeléctrica Pescadero - Ituango S.A.	111.154	0,81%	117
Hídrosogamoso S.A.	1	0,70%	20
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	10	0,07%	10
Grupo Nacional de Chocolates S.A.	223	0,00%	<u>1</u>
			<u>\$ 1.785.093</u>

- (1) Del total de acciones de Codensa S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P., 20.010.799 y 20.952.601 respectivamente, corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de US\$0,10 por acción para Codensa y US\$0,1107 por acción para Emgesa.
- (2) En diciembre de 2006, EEB adquirió el 40% de la participación del Consorcio Transmantaro S.A. localizado en Perú. El valor pagado por el 40% de participación accionaria ascendió a US\$50,078,471. La adquisición originó un crédito mercantil por US\$30,890,411 generado por la diferencia del valor patrimonial de las acciones al 30 de noviembre de 2006 (US\$19,188,060) y el valor pagado por EEB (US\$50,078,471).

El 1º de febrero de 2007 el Consorcio Transmantaro efectuó un reintegro de la inversión por valor de USD\$662,349 valor que disminuyó el crédito mercantil inicialmente registrado. Adicionalmente el 22 de mayo de 2007 la Junta General de Accionistas aprobó una reducción de capital por USD\$1,600,000 la cual se

efectuó en el mes de julio de 2007. Dichos movimientos afectaron el costo de la inversión inicialmente registrado sin afectar la participación.

Al 31 de diciembre de 2007, la inversión en el Consorcio Transmantaro S.A. está representada por US\$17,588,060 (\$35.436 millones) como costo de la inversión y US\$30,228,062 (\$60.902 millones) representado en el crédito mercantil adquirido.

- (3) Durante el año 2007 se efectuaron dos adiciones a la inversión de Interconexión Eléctrica S.A. por \$3.227 millones (456.000 acciones) y por \$3.231 millones (456.609 acciones).

El siguiente es el detalle de los dividendos e intereses recibidos:

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006
Dividendos ganados:		
Codensa S.A. E.S.P.	\$ 253.824	\$ -
Emgesa S.A. E.S.P.	263.594	-
Gas Natural S.A. E.S.P.	39.368	-
Financiera Energética Nacional	624	-
Interconexión Eléctrica S.A.	1.683	-
Banco Popular	129	-
Isagen S.A.	2.723	-
Red de Energía del Perú	12.632	-
Consorcio Transmantaro	5.468	-
Electrificadora del Meta S.A. ESP.	1.369	-
Subtotal dividendos ganados	581.414	-
Intereses financieros ganados	56.833	4.799
	<u>\$ 638.247</u>	<u>\$ 4.799</u>

10. OTROS ACTIVOS

	2007	2006
Seguros	\$ 3.707	\$ 1.594
Obras y mejoras en propiedad ajena	411	623
Estudios y proyectos	14.511	4.548
Impuesto a la seguridad democrática	-	1.801
Impuesto diferido	2.121	107
Marcas	9	-
Software y licencias	1.458	488
Responsabilidades pendientes	2.428	2.550
Proyectos de uso común	57.287	57.287
Crédito mercantil (1)	324.811	18.972

	2007	2006
Derechos sobre contratos BOMT's	1.840.738	-
O&M Pagado por anticipado bajo contratos BOMT	136.845	-
Gastos preoperativos	16.641	-
Servidumbres	1.336	-
Otros	<u>279</u>	<u>275</u>
	2.402.582	88.245
Menos:		
Amortización proyectos de uso común	(57.287)	(57.287)
Provisión para responsabilidades pendientes	(2.428)	(2.550)
Amortización acumulada crédito mercantil	(30.449)	(1.423)
Amortización acumulada cargos diferido	<u>(4.263)</u>	<u>(70)</u>
	2.308.155	26.915
Menos – Porción corriente	<u>(31.599)</u>	<u>(1.998)</u>
	<u>\$ 2.276.556</u>	<u>\$ 24.917</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2007 y 2006 incluye el crédito mercantil que se originó en el mes de junio de 2005 por la adquisición de 53.999.985 acciones de Transportadora Colombiana de Gas S.A. ESP – Transcogas S.A. E.S.P., correspondientes al 71.9998% por valor de US\$12,500,000 a la tasa representativa del mercado (\$2.334,27 por US\$ 1 del 15 de junio de 2005), el valor patrimonial de la inversión fue por \$10.207 millones y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por \$18.972 millones. El criterio para su determinación se estableció con base en la diferencia entre el costo de adquisición de las acciones y el valor intrínseco de las mismas en el mes inmediatamente anterior a la fecha de compra. El crédito mercantil se está amortizando por el método de línea recta, en un plazo máximo de 20 años, de acuerdo con lo establecido en la normatividad vigente.

Adicionalmente incluye los derechos de negocio por \$305.839 millones originados en la diferencia entre el valor pagado por TGI y el valor neto de los activos, derechos y contratos adquiridos. El crédito mercantil se está amortizando por el método de línea recta, en un plazo máximo de 65 años, el cual corresponde a la vida útil estimada de los gasoductos.

11. VALORIZACIONES

Inversiones	\$ 3.311.975	\$ 3.110.420
Propiedades, planta y equipo	<u>150.231</u>	<u>129.015</u>
	<u>\$ 3.462.206</u>	<u>\$ 3.239.435</u>

Para la EEB, el avalúo técnico de la Propiedad, Planta y Equipo fue elaborado al 30 de septiembre de 2007 por PRATCO S.A., bajo la metodología de costos de reposición o valores de mercado. Como resultado de dicho avalúo, se ajustaron los saldos de valorizaciones a \$147.008 millones y la provisión para propiedades, planta y equipo a \$33.696 millones al 31 de diciembre de 2007. El saldo de la provisión al 31 de diciembre de 2006 asciende a \$33.354 millones.

Para Transcogas, el avalúo técnico de las propiedades, planta y equipo fue elaborado al 31 de diciembre de 2007 por la Lonja de Propiedad Raíz de Bogotá, bajo la metodología de costos de reposición. Como resultado de dicho avalúo, se registraron valorizaciones por a \$3.223 millones.

12. DEUDA A LARGO PLAZO

	Tasa de interés	Fecha de vencimiento	2007	2006
Obligaciones financieras:				
Kreditansantal Fur Wiederaufbau	5,5%	30/06/2013	\$ 9.770	\$ 11.518
Credit Suisse	Sin interés	10/08/2012	6.179	7.610
Banco Davivienda	DTF + 1,4%	22/08/2008	20.679	20.548
BBVA	12,29% Nom.	22/08/2008	39.438	38.836
BBVA	DTF + 3,88%	23/11/2008	106.299	105.557
Banco de Crédito	DTF + 2,5%	27/12/2008	8.943	8.942
Suleasing	DTF + 6%	Ene/2008	105	105
Bank of New York (1)	8,75%	31/10/2014	1.247.225	-
Bank of New York (1)	9,50%	3/10/2017	1.546.559	-
ABN AMRO BANK (1)	Libor+1,75%	30/04/2008	201.476	-
Otras			3	-
Subtotal			<u>3.186.676</u>	<u>193.116</u>
Obligaciones con compañías vinculadas (Ver Nota 14):				
Gas Natural S.A. E.S.P.	DTF+4%	17/01/2008	2.320	5.799
Gas Natural S.A. E.S.P.	DTF+4%	23/10/2008	10.017	4.226
Subtotal			<u>12.337</u>	<u>10.025</u>
Total deuda			3.199.013	203.141
Menos – Porción corriente			<u>(446.003)</u>	<u>(158.118)</u>
			<u>\$ 2.753.010</u>	<u>\$ 45.023</u>

- (1) Como consecuencia del proceso de compra de Activos, Derechos y Contratos de Ecogas en diciembre de 2006, la Empresa gestionó un crédito sindicado con los bancos ABN AMRO BANK, BBVA, Calyon, Mizuho y Bancolombia Panamá por USD\$1.460 millones. Para lo anterior, fue necesario contar previamente con las autorizaciones de la Junta Directiva y Asamblea de Accionistas para el otorgamiento de las garantías correspondientes; resolución de gestión y resolución de endeudamiento emitidas por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

El cierre de esta operación de crédito se realizó el 29 de enero de 2007, y los desembolsos proporcionales por parte de cada uno de los bancos se efectuaron el 31 de enero de 2007. El crédito anteriormente descrito se garantizó con la firma de pagarés por parte de la Empresa. Como agente administrador de esta operación, se designó al ABN AMRO BANK.

El 3 y 31 de octubre de 2007, se refinanciaron US\$750 millones y US\$610 millones del crédito, respectivamente, a través de una emisión de bonos internacionales con vencimiento el 3 de octubre de 2017 y

- La Empresa y sus filiales no podrán fusionarse o consolidarse con ninguna otra sociedad. De este evento se excluye la posible fusión con de TGI con Transcogas.
- La Empresa y sus filiales no podrán dedicarse a ningún negocio diferente al negocio de transmisión de energía y gas y a las actividades o negocios que estén relacionadas.
- La Empresa y sus filiales no podrán crear ni adquirir ninguna subsidiaria, ni podrán efectuar ninguna inversión en otra sociedad, excepto las inversiones relacionadas en el curso ordinario de los negocios.
- La Empresa y sus filiales no podrá enajenar ningún activo a excepción de:
 - Ventas de inventarios, activos averiados, obsoletos, usados, improductivos o sobrantes, desperdicios e inversiones en el curso ordinario de los negocios.
 - Otras enajenaciones por una contraprestación que no exceda, individualmente o en conjunto USD\$30,000,000 (o su equivalente en otras monedas) al año.
- La Empresa y sus filiales no podrán incurrir en ningún endeudamiento y no podrán garantizar ninguna obligación a favor de un tercero.

Adicional a lo anterior, la Empresa y sus filiales no podrán efectuar ningún cambio en el tratamiento contable y prácticas de reportes financieros o en el tratamiento de impuestos, excepto lo exigido o permitido por los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, aplicados uniformemente durante el período.

13. CUENTAS POR PAGAR

	2007	2006
Proveedores nacionales	\$ 3.796	\$ 1.876
Acreedores varios (1)	66.342	6.770
Dividendos por pagar (2)	162	131.439
Impuestos por pagar	12.081	2.410
Anticipos sobre ventas de bienes y servicios	1.355	-
Avances anticipos y convenios (3)	-	1.719
Depósitos recibidos de terceros (4)	19.940	9.798
Otras	1.317	279
Compañías vinculadas (Nota 14)	<u>1.029</u>	<u>1.569</u>
	<u>\$ 106.022</u>	<u>\$ 155.860</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2007 incluye principalmente \$60.560 millones a favor de Endesa Internacional y Cono Sur, correspondientes al saldo por la adquisición de 5.470.712 acciones, producto de la fusión de Central Hidroeléctrica de Betania y Emgesa. Adicionalmente se registran servicios por \$2.031 millones (\$3.777 millones al 31 de diciembre de 2006) y honorarios por servicios profesionales por \$1.769 millones (\$2.155 millones al 31 de diciembre de 2006).

- (2) El 22 de noviembre de 2006, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas ordenó distribuir dividendos por \$262.864 millones, de los cuales, ai 31 de diciembre de 2006 quedaron pendientes por cancelar \$131.439 millones.
- (3) Al 31 de diciembre de 2006 corresponde al anticipo del convenio suscrito por la Empresa con la Unidad Especial de Servicios Públicos (UESP) para llevar a cabo obras de reubicación de líneas en el relleno sanitario de Doña Juana. La variante del relleno Doña Juana fue terminada en el año 2007 y entro en operación en diciembre de 2007.
- (4) Al 31 de diciembre de 2007, incluye principalmente los depósitos de KFW por \$7.303 millones (\$7.953 millones al 31 de diciembre de 2006) y \$1.841 millones (\$1.350 millones al 31 de diciembre de 2006) del convenio suscrito entre la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá S.A. E.S.P. (Ver Nota 14), \$217 millones (\$408 millones al 31 de diciembre de 2006) del convenio suscrito con la Gobernación de Cundinamarca para llevar a cabo el proyecto de electrificación rural y \$9.200 millones correspondientes al convenio suscrito entre EEB y el FONDATT para la adecuación del Edificio de la Calle 13.

14. TRANSACCIONES CON COMPAÑÍAS VINCULADAS

	2007	2006
Activo:		
Cuentas por cobrar – (Ver Nota 6)		
Codensa S.A. E.S.P.	\$ 12	\$ 11
Emgesa S.A. E.S.P.	30	54
Gas Natural S.A. E.S.P (1)	<u>2.180</u>	<u>4.283</u>
	<u>2.222</u>	<u>4.348</u>
Dividendos por cobrar (Ver Nota 6)		
Codensa S.A. E.S.P.	-	93.663
Emgesa S.A. E.S.P.	<u>57.541</u>	<u>69.703</u>
	<u>57.541</u>	<u>163.366</u>
	<u>\$ 59.763</u>	<u>\$ 167.714</u>
Pasivo:		
Obligaciones financieras – (Ver Nota 12)		
Gas Natural S.A. E.S.P (2)	<u>\$ 12.337</u>	<u>\$ 10.025</u>
Cuentas por pagar – (Ver Nota 13)		
Codensa S.A. E.S.P.	107	109
Emgesa S.A. E.S.P.	161	145
Gas Natural S.A. E.S.P (2)	<u>761</u>	<u>1.315</u>
	<u>1.029</u>	<u>1.569</u>

	2007	2006
Pasivos estimados y provisiones – (Ver Nota 16)		
Gas Natural S.A. E.S.P.	<u>50</u>	<u>136</u>
	\$ <u>13.416</u>	\$ <u>11.730</u>
Compra de activos fijos		
Gas Natural S.A. E.S.P.	\$ <u>13.425</u>	\$ <u>12.979</u>

- (1) Los saldos por cobrar en 2007 y 2006 se originan en el contrato de prestación de servicio de transporte de gas.
- (2) Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, las cuentas por pagar se originan en los préstamos por \$12.337 millones y \$10.025 millones, respectivamente a una tasa del DTF + 4 cuyos vencimientos son en enero y octubre de 2008 (Ver Nota 12). Adicionalmente, existen cuentas por pagar por \$761 millones y \$1.315 millones, respectivamente, las cuales originan en los contratos de arrendamiento y de operación y mantenimiento.

El siguiente es el efecto en resultados de las transacciones con empresas relacionadas adicionales a los dividendos e intereses recibidos descritos en la Nota 9:

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006
Ingresos:		
Emgesa S.A. E.S.P.	\$ 301	\$ 73
Codensa S.A. E.S.P.	1.798	122
Red de Energía del Perú S.A.	-	51
Gas Natural S.A. E.S.P.	<u>25.416</u>	<u>\$ 5.988</u>
	\$ <u>27.515</u>	\$ <u>6.234</u>
Costos y gastos:		
Emgesa S.A. E.S.P.	\$ 657	\$ 324
Codensa S.A. E.S.P.	3.531	519
Red de Energía del Perú S.A.	-	67
Gas Natural S.A. E.S.P.	<u>9.035</u>	<u>2.271</u>
	\$ <u>13.223</u>	\$ <u>3.181</u>

15. RECAUDOS A FAVOR DE TERCEROS

	2007	2006
Cuota de fomento	\$ 2.379	\$ 90
Impuesto de transporte	5.763	332
Contribuciones especiales	<u>17</u>	<u>-</u>
	\$ <u>8.159</u>	\$ <u>422</u>

Cuota de fomento - Corresponde al 3,0% sobre el valor de la tarifa que las Filiales Transcogas y TGI facturan y recaudan de los remitentes del sistema nacional de transporte de gas por el gas efectivamente transportado de acuerdo a lo estipulado en la Ley 401 de 1997. Este fondo especial es transferido al Ministerio de Minas y Energía.

Impuesto de transporte - Por delegación del Ministerio de Minas y Energía, trimestralmente se factura a los remitentes el impuesto de transporte establecido en el Código de Petróleos (Decreto 1056 de 1953) y con base en resoluciones expedidas por el Ministerio, se efectúan los pagos a los municipios por donde pasan los gasoductos, con base en la cantidad de gas efectivamente transportado.

Contribución de industrias - Corresponde al valor recaudado a las industrias de acuerdo con lo establecido en la Ley 143 de 1994 por parte de las Filiales Transcogas y TGI.

16. PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES

	2007	2006
Provisión para contingencias	\$ 26.232	\$ 32.903
Compañías vinculadas (Ver Nota 14)	50	136
Otras provisiones (1)	<u>8.427</u>	<u>1.369</u>
	34.709	34.408
Menos:		
Pasivos estimados y provisiones a largo plazo	<u>(26.232)</u>	<u>(32.903)</u>
	<u>\$ 8.477</u>	<u>\$ 1.505</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2007, incluye principalmente provisión para ICA de \$3.848 millones y provisión para estimados de cierre por \$4.579 millones. Al 31 de diciembre de 2006 incluye provisión para ICA de \$373 millones y provisión para estimados de cierre por \$996 millones.

Las provisiones para contingencias corresponden a:

Administrativas	\$ 19.871	\$ 25.965
Civiles	2.132	2.400
Laborales	<u>4.229</u>	<u>4.538</u>
	<u>\$ 26.232</u>	<u>\$ 32.903</u>

Contingencias - A continuación se describen los principales asuntos contingentes que la Empresa y sus Filiales se encuentran atendiendo al 31 de diciembre de 2007 y 2006:

Acción Popular - Existe una acción popular por cuantía indeterminada contra Codensa S.A. E.S.P., la EEB y la Alcaldía Mayor de Bogotá a fin de que se ordene anular convenios y recuperar los activos del servicio de alumbrado público junto con los respectivos perjuicios económicos. En esta demanda se obtuvo sentencia favorable a la Empresa en primera instancia en el Tribunal Administrativo y actualmente se encuentra en apelación en el Consejo de Estado.

La Presidencia de la Empresa y sus asesores legales consideran que estas demandas son infundadas por lo que estiman que estas contingencias son remotas.

Acción de Grupo – En el año 2001, se presentó una acción de grupo en contra de la EEB, Emgesa y la CAR por los supuestos perjuicios materiales y morales ocasionados por el daño ambiental producido en el embalse del Muña. La pretensión inicial de los demandantes es de US\$1.500 millones aproximadamente.

En la actualidad la Empresa está llevando a cabo el cumplimiento de una sentencia emitida por el Tribunal Superior de Bogotá producto de una acción popular que le ordenó a la EEB proceder a adoptar las medidas técnicas y jurídicas necesarias para mitigar los impactos ambientales que el Embalse del Muña genera sobre la población de Sibaté. La Empresa conformó una Mesa Técnica de Trabajo, coordinada por la Universidad de los Andes, con la participación de especialistas internacionales, con el objetivo de analizar la situación del Muña y proponer acciones tendientes a mejorar su calidad ambiental. Como resultado, la Empresa se encuentra adelantando un plan de acción que incluye obras civiles y acciones tendientes al mejoramiento ambiental del Embalse y a disminuir el grado de polución a índices aceptables. Estas actividades están siendo supervisadas por un comité de vigilancia que para tal efecto instaló el Juzgado Cuarto Civil del Circuito de Bogotá, éste comité está integrado por representantes de la Empresa, el Ministerio de Medio Ambiente, el Municipio de Sibaté, la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, el Ministerio Público, Ecofondo y un delegado del Defensor del Pueblo en asuntos ambientales. El comité de vigilancia es el encargado de verificar el cumplimiento de la sentencia proferida contra la Empresa y de supervisar que el plan de acción se lleve a cabo.

Por otra parte, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca mediante sentencia del 25 de agosto de 2004, en desarrollo de un proceso de acción popular relacionado con el Río Bogotá y el Embalse del Muña, aprobó el Pacto de Cumplimiento presentado por la Empresa el cual contiene las mismas obras y acciones que conforman el Plan de Acción que la Empresa está llevando a cabo en el municipio de Sibaté, en cumplimiento de la sentencia del Tribunal Superior de Bogotá, incluyendo adicionalmente, el mantenimiento de las obras por dos años más.

Durante el año 2005, la Empresa suscribió convenios con Emgesa S.A. E.S.P. y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá S.A. E.S.P., con el objeto de participar en las obras y actividades tendientes a: a) retiro del buchón en el Embalse del Muña y terminación del estudio denominado “Definición y Valoración Técnica de Alternativas de Sectorización, Operación y Manejo y Modelación Hidrodinámica y de Calidad del Agua del Embalse del Muña”, b) Definición del modelo y selección de alternativas para seguir con las obras dentro del Embalse y c) Definición de compromisos a asumir por las partes a la finalización del convenio, con el objeto de implementar fases posteriores a la ejecución. En consecuencia, se constituyó un encargo fiduciario en la Fiduciaria de Occidente por \$2.322 millones (\$1.791 millones al 31 de diciembre de 2006) (Ver Nota 6).

Otras contingencias – Al 31 de diciembre de 2007, el valor de las reclamaciones de la Empresa y sus Filiales por litigios administrativos, fiscales, civiles, laborales y arbitrales ascienden a \$56.121 millones (\$62.272 millones al 31 de diciembre de 2006), y otros por importes

indeterminados. Con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, la Empresa ha provisionado \$26.232 millones, (\$32.903 millones al 31 de diciembre de 2006) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias.

La administración de la Empresa estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para los intereses de la Empresa y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa la posición financiera de la Empresa.

17. PENSIONES DE JUBILACIÓN Y BENEFICIOS COMPLEMENTARIOS

	2007	2006
Cálculo actuarial pensiones de jubilación	\$ 225.352	\$ 228.059
Menos – Porción corriente	<u>(28.794)</u>	<u>(30.285)</u>
Pensiones de jubilación a largo plazo	<u>\$ 196.558</u>	<u>\$ 197.774</u>

El gasto registrado en el estado de resultados por concepto de pensiones de jubilación se compone así:

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006
Pagos de pensiones (empleados jubilados) (Nota 24)	<u>\$ 28.086</u>	<u>\$ 8.078</u>

Para EEB el valor de la obligación por concepto de pensiones al 31 de diciembre de 2007 y 2006 se determina con base en un cálculo actuarial. Dicho cálculo fue elaborado por un actuario independiente de acuerdo al Decreto 2783 de 2001, la Ley 797 de enero de 2003, la Ley 860 de diciembre de 2003, la sentencia C754 del 10 de agosto de 2004 de la Corte Constitucional y el Acto Legislativo 01 de 2005, teniendo en cuenta una tasa DANE del 4,77 % al 31 de diciembre de 2007 y 5.34% a 31 de diciembre de 2006. El número de personas cobijadas en el cálculo actuarial es 1.964 al 31 de diciembre de 2007 y 1.978 al 31 de diciembre de 2006.

En acta 1325 del 2 de noviembre de 2000, la Junta Directiva ordenó la segregación operativa del Fondo de Pensiones de la Empresa. En julio de 2002, la EEB suscribió un contrato con Fiducolombia y Consorcio Pensiones Energía (conformado por Fiduciaria Previsora y Fiduciaria Bogotá) cuyo objeto es la constitución de un patrimonio autónomo para administrar los recursos financieros destinados a respaldar las obligaciones pensionales y el pago de las mismas, así como la administración del personal pensionado. Para tal efecto, Fiducolombia participa con la administración del 60% de los pensionados y el consorcio “Pensiones Energía”, con la administración del 40% restante. De acuerdo con los mencionados contratos, el patrimonio autónomo ascenderá al monto del capital necesario para atender las obligaciones pensionales a cargo de la Empresa y a favor del personal pensionado actual y futuro y debe corresponder al monto de las obligaciones pensionales, en la proporción adjudicada a cada

Fiduciaria. El patrimonio autónomo tendrá ajustes o nuevos aportes en la medida en que se requiera. La vigencia del contrato es por un periodo de cinco (5) años, el cual fue renovado durante el 2007 bajo las mismas condiciones.

Al 31 de diciembre 2007, el Fondo de Pensiones asciende a \$203.654 millones (\$205.865 millones al 31 de diciembre de 2006) los cuales se encuentran reflejados dentro de las cuentas por cobrar a largo plazo (Ver Nota 6). De acuerdo con los contratos suscritos con las Fiduciarias que manejan dichos patrimonios, la diferencia entre el valor del pasivo pensional y el valor del patrimonio autónomo al 31 de diciembre, será reintegrado o trasladado entre la Empresa y las Fiduciarias, dependiendo de la naturaleza de las diferencias, en abril y mayo de cada año, respectivamente. En mayo de 2007, la Empresa transfirió \$22.194 millones para ajustar el valor de los patrimonios autónomos al valor del cálculo actuarial al 31 de diciembre de 2006.

En adición al pasivo por pensiones de jubilación, la Empresa registra el pasivo por beneficios médicos y otras prestaciones adicionales a que tienen derecho los pensionados, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Por lo tanto, se está aprovisionando el pasivo que, a valor presente, cubre la obligación estimada por beneficios proyectados de los pensionados a la fecha de cierre del ejercicio. Al 31 de diciembre de 2007, el cálculo actuarial por este concepto ascendió a \$57.870 millones (\$58.967 millones al 31 de diciembre de 2006).

	2007	2006
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación	\$ 57.870	\$ 58.967
Menos – Porción corriente	<u>(4.986)</u>	<u>(3.976)</u>
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación a largo plazo	<u>\$ 52.884</u>	<u>\$ 54.991</u>
18. OTROS PASIVOS		
Ingresos recibidos por anticipado	\$ -	\$ 17
Impuesto diferido	23.429	-
Opción de compra contratos BOMT's (1)	<u>11.076</u>	<u>-</u>
	34.505	17
Menos – Porción corriente	<u>(1.109)</u>	<u>(17)</u>
	<u>\$ 33.396</u>	<u>\$ -</u>
(1) Corresponde al valor de la opción de compra que TGI debe pagar una vez se venzan los plazos para efectuar la transferencia de los gasoductos en virtud de los contratos BOMT's. El valor de la opción de compra por cada contrato es como se detalla a continuación:		
Contrato BOMT Centragás (USD\$2,196)	\$ 4.424	\$ -
Contrato BOMT Transgas (USD\$2,759)	5.558	-
Contrato BOMT GBS (USD\$543)	<u>1.094</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 11.076</u>	<u>\$ -</u>

19. IMPUESTOS

Impuesto sobre la renta – La Empresa y sus Filiales están sujetas al impuesto de renta a una tarifa aplicable del 34% sobre la renta líquida. Acorde con la Ley 1111 de 2006 la tarifa aplicable a partir del año 2008 es del 33%. Esta misma Ley modificó la tarifa del impuesto la cual al 2006 era del 35%. Adicionalmente de conformidad con la Ley 788 de 2002, las Empresas se encontraban sometidas una sobretasa al impuesto de renta equivalente al 10% del impuesto a cargo, con lo cual la tasa acumulada de impuesto corresponde al 38,5% hasta el año 2006.

De conformidad con el Artículo 191 del Estatuto Tributario, las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios no se encuentran sujetas a renta presuntiva.

La provisión para impuestos sobre la renta y complementarios se descompone así:

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006
Impuesto corriente del año	\$ 15.611	\$ (2.503)
Efecto del impuesto sobre la renta diferido	21.414	-
Ajuste del ejercicio anterior	<u>25</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 37.050</u>	<u>\$ (2.503)</u>

Impuesto al patrimonio - Mediante la Ley 863 del 29 de diciembre de 2003 el Gobierno Nacional creó el impuesto al patrimonio para los años gravables 2007 a 2010. La base imponible del Impuesto al Patrimonio está constituida por el valor del patrimonio líquido del contribuyente poseído el 1 de enero de cada año gravable aplicando una tarifa del 1,2%. Durante el año 2007, EEB y Transcogas pagaron \$9.906 millones y \$428 millones, respectivamente, contabilizados contra la revalorización del patrimonio, acogiéndose a lo dispuesto en las normas tributarias colombianas.

Impuesto para preservar la seguridad democrática - Mediante el decreto 1838 del 10 de agosto de 2002 el Gobierno Nacional creó el impuesto para preservar la seguridad democrática, el cual se causó por una sola vez sobre el patrimonio líquido que poseían los declarantes del impuesto de renta y complementarios al 31 de agosto de 2002, a una tarifa del 1,2%. Este impuesto no será deducible o descontable del impuesto sobre la renta. La Empresa al 31 de agosto de 2002, de acuerdo con las disposiciones de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, causó y registró dicho impuesto por \$9.603 millones como cargo diferido el cual se amortizó hasta diciembre de 2007.

Reforma tributaria – Ley 1111 del 27 de diciembre de 2006 - A continuación se resumen las modificaciones más importantes al régimen tributario colombiano para los años 2007 y siguientes, introducidas por la reforma tributaria:

- Se redujo la tarifa del impuesto sobre la renta a 34% para el año 2007 y 33% para el año 2008 y siguientes.
- Se eliminaron los impuestos de remesas aplicables a sucursales de sociedades extranjeras y de renta sobre utilidades aplicables a inversionistas extranjeros.
- Se eliminan los ajustes por inflación para efectos fiscales.
- Se extiende el impuesto de patrimonio con una tarifa de 1,2 % hasta el año 2010.
- Se incrementa al 40% la deducción por adquisiciones de activos fijos reales productivos y se vuelve permanente.
- Se incrementa la deducción del 80% al 100% del impuesto de industria y comercio e impuesto predial.
- Permite la deducción del 25% del gravamen a los movimientos financieros (4 por mil).

20. PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS

Capital – El capital autorizado es de 306.041.892 acciones de valor nominal de \$7.744,038 cada una, de las cuales 85.871.565 acciones estaban suscritas y pagadas al 31 de diciembre de 2007, dichas acciones se encuentran distribuidas así:

	Número de acciones	%
Distrito Capital	70.023.922	81,544947
Ecopetrol S.A.	6.310.980	7,349325
Endesa Internacional S.A.	4.044.658	4,710125
Corficolombiana S.A. (1)	3.271.505	3,809766
Energis S.A.	1.213.741	1,413438
Chilectra S.A.	910.306	1,060078
Trabajadores y extrabajadores de la EEB	48.425	0,056392
Empresa de Telecomunicaciones de Bogotá S.A. E.S.P.	39.303	0,045769
Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá E.S.P.	7.861	0,009154
Financiera Energética Nacional	393	0,000458
Asociación de Ingenieros de la EEB	393	0,000458
Sociedad de pensionados de la EEB	39	0,000045
Fondo de empleados energía	39	0,000045
	<u>85.871.565</u>	<u>100,00</u>

(1) Como se indica en la Nota 1 a los estados financieros, en el mes de diciembre de 2007 se llevo a cabo la fusión por absorción de Proyectos de Energía S.A. y Corficolombiana S.A. quedando esta última como titular de 3.271.505 acciones de la Empresa.

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Empresa, celebrada el 22 de noviembre de 2007, ordenó repartir dividendos por \$117.368 millones contra la utilidad de octubre – diciembre de 2006, dividendos que fueron cancelados en noviembre y diciembre de 2007.

Revalorización del patrimonio – La revalorización de patrimonio no puede distribuirse como utilidades pero puede capitalizarse.

Reserva legal – De acuerdo con la ley colombiana, la Empresa debe transferir como mínimo el 10% de las utilidades del año a una reserva legal, hasta que ésta sea igual al 50% del capital suscrito. Esta reserva no está disponible para ser distribuida, pero puede ser utilizada para absorber pérdidas.

Reserva para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas – Para efectos de que las utilidades del ejercicio 1997 disfruten de la exención del impuesto sobre la renta del artículo 211 del Estatuto Tributario, éstas fueron apropiadas como reserva para la rehabilitación, extensión y reposición de los sistemas para la prestación del servicio público domiciliario.

Remesas al exterior - De acuerdo con la legislación vigente, la inversión extranjera da derecho a su titular para remitir al exterior, en moneda libremente convertible tanto las utilidades netas comprobadas que se generen periódicamente según los balances de cada ejercicio social como el capital invertido y las ganancias de capital. Los dividendos a favor de los accionistas no residentes en Colombia estaban sujetos al impuesto de renta a la tarifa del 7%. Con la reforma tributaria Ley 1111 de 27 de diciembre de 2006 a partir del 1° de enero de 2007 se eliminan los impuestos de remesas.

Retención dividendos – El Decreto 567 de 2007, estableció la retención en la fuente para los dividendos y participaciones que se realicen a los socios, accionistas, comuneros, asociados, suscriptores o similares que sean declarantes del impuesto sobre la renta, en exceso del resultado previsto en el numeral 1 ó en el Parágrafo 1 del artículo 49 del Estatuto Tributario, están sometidos a retención en la fuente a título de impuesto sobre la renta a la tarifa del veinte por ciento (20%). Cuando el beneficiario del pago o abono en cuenta sea una persona natural no obligada a presentar declaración de renta y complementarios, la tarifa de retención en la fuente es de 33% (34% para el año 2007). Para los accionistas extranjeros sin residencia o domicilio en Colombia la tarifa será del 33% (34% para el año 2007), sobre los dividendos gravados.

21. COSTOS DE VENTAS

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006
Transmisión de electricidad:		
Servicios personales	\$ 2.670	\$ 509
Generales	1.875	601
Depreciaciones	8.238	1.929
Amortizaciones	75	19
Arrendamientos	132	43
Bienes y servicios	616	115
Contribuciones	4.642	1.084
Operación y mantenimiento	3.378	851
Honorarios	219	155
Servicios públicos	36	3
Seguros	1.537	410
Impuestos	711	126

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006
Contratos de servicios	150	53
Gastos asignados	<u>3.314</u>	<u>833</u>
	<u>27.593</u>	<u>6.731</u>
Transporte de gas natural:		
Servicios personales	3.882	-
Generales	1.524	-
Depreciaciones	22.602	844
Amortizaciones	49.255	-
Arrendamientos	6.800	1.733
Operación y mantenimiento	42.926	722
Seguros	3.892	46
Otros	<u>773</u>	<u>8</u>
	<u>131.654</u>	<u>3.353</u>
	<u>\$ 159.247</u>	<u>\$ 10.084</u>

22. OTROS INGRESOS

Recuperación de provisiones (1)	\$ 11.926	\$ 18.863
Otras recuperaciones (2)	15.287	2.913
Utilidad en venta de propiedades (3)	485	4.975
Arrendamientos	2.892	668
Servicios	988	237
Ajustes de ejercicios anteriores (4)	376	-
Otros	<u>383</u>	<u>2</u>
	<u>\$ 32.337</u>	<u>\$ 27.658</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2007, incluye principalmente la recuperación por el cálculo actuarial de pensiones por \$2.707 millones, cálculo actuarial de pensiones adicionales por \$1.097 millones, recuperación de provisión por litigios y contingencias por \$6.299, recuperación de provisión de propiedad planta y equipo por \$1.083 millones y recuperación provisión de inventarios por \$605 millones. Al 31 de diciembre de 2006 incluye principalmente recuperaciones de provisiones fiscales por el proceso El Colegio por \$5.854 millones, recuperaciones de provisiones de cartera por \$3.935 millones, recuperación del cálculo actuarial pensiones por \$6.050 millones, recuperación de provisión de prestaciones adicionales pensiones por \$2.253 millones y recuperación de provisiones de contingencias y responsabilidades por \$646 millones.

(2) Al 31 de diciembre de 2007 incluye principalmente recuperaciones de compartibilidad pensional por \$7.614 millones, recuperación de cuotas partes pensionales por \$2.558 millones y recuperación de pérdidas de gas por \$3.344 millones las cuales son cobradas a los remitentes de acuerdo con lo establecido por la Ley 143 de 1994 y el RUT. Al 31 de diciembre de 2006, incluye principalmente recuperaciones de cuotas partes pensionales por \$785 millones y recuperaciones de compartibilidad pensional por \$1.701 millones.

- (3) Corresponde a la utilidad generada por los activos vendidos durante el 2007 por \$485 millones. Al 31 de diciembre de 2006 corresponde a la utilidad generada en la venta del inmueble ubicado en Bogotá en la Calle 13 con Carrera 37. El valor de la venta fue por \$5.000 millones y el costo neto en libros ascendía a \$25 millones.
- (4) Al 31 de diciembre de 2007 corresponde a la recuperación de provisión por el impuesto de renta del año gravable de 2006.

23. INGRESO EXTRAORDINARIO

En mayo de 2006, Codensa S.A. E.S.P. aprobó una reducción parcial de su capital, la cual fue autorizada por las autoridades competentes en octubre de 2006. Como consecuencia de ésta reducción de capital, la Empresa recibió una devolución de aportes en efectivo por \$197.307 millones, los cuales fueron registrados \$80.257 millones como menor valor del costo de las inversiones y \$117.050 millones como un ingreso extraordinario. Este ingreso extraordinario corresponde a la recuperación del valor en libros de activos que habían sido provisionados en años anteriores y equivale al importe de reversión de la parte proporcional de las valorizaciones previamente registradas, las cuales se realizan como ingreso extraordinario debido a la devolución de aportes en efectivo por un mayor valor que el costo de la inversión registrada en libros.

24. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006
Servicios personales	\$ 10.938	\$ 1.902
Contribuciones imputadas	1.254	291
Contribuciones efectivas	4.840	1.130
Aportes sobre nómina	332	69
Pensiones de jubilación (Ver Nota 17)	28.086	8.078
Cuotas partes pensionales	710	62
Servicios médicos	3.050	927
Honorarios (1)	19.077	1.817
Gastos de organización y puesta en marcha	3.328	-
Estudios y proyectos	3.168	-
Servicios públicos	484	51
Publicidad y propaganda	2.481	87
Suscripciones y afiliaciones	579	41
Impuestos (2)	30.099	819
Vigilancia y seguridad	877	222
Comunicación y transporte	622	158
Mantenimiento, materiales y suministros	2.570	969
Mejoras en propiedad ajena	510	53
Seguros	1.376	204
Otros gastos generales	3.908	1.274
Depreciaciones	843	186
Amortizaciones	5.191	2.533

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2006
Provisión para protección de inversiones	353	5
Provisión para deudores	1.599	559
Provisión para inventarios	-	3
Provisión para propiedades, planta y equipo	1.459	-
Provisión para contingencias	1.012	119
(Menos) Gastos asignados al negocio de transmisión	<u>(3.314)</u>	<u>(833)</u>
	<u>\$ 125.432</u>	<u>\$ 20.726</u>

- (1) Corresponde principalmente a los honorarios por \$12.010 millones pagados a por la asesoría legal en relación a la negociación, documentación, ejecución y cierre de operaciones de crédito externo y manejo de deuda, auditoría y calificación para la emisión de bonos realizada durante el año 2007.
- (2) Al 31 de diciembre de 2007 incluye principalmente \$11.542 millones de gravamen a los movimiento financieros (4x1000), impuesto de industria y comercio \$11.479 millones, \$1.801 millones del impuesto a la seguridad democrática el cual ya se encuentra amortizado en su totalidad, \$1.247 millones de impuesto predial y \$3.191 millones de impuesto a las ventas descontables. Al 31 de diciembre de 2006 incluye principalmente \$116 millones del impuesto de industria y comercio, \$450 millones del impuesto a la seguridad democrática y \$150 millones de estampillas.

25. GASTOS FINANCIEROS

Intereses (1)	\$ 212.833	\$ 2.176
Comisiones (1)	33.279	1
Gastos bancarios	<u>451</u>	<u>333</u>
	<u>\$ 246.563</u>	<u>\$ 2.510</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2007 corresponde principalmente a los intereses pagados por los créditos suscritos por EEB y TGI para llevar a cabo el proceso de compra de los activos, derechos y contratos de Ecogás, así como las comisiones financieras pagadas por esta misma operación.

26. CUENTAS DE ORDEN

	2007	2006
Deudoras de control:		
Bienes entregados en garantía	\$ 58.374	\$ 57.712
Contratos de obra – Gasoducto de la Sabana (1)	1.050	24.553
Fiscales	934.082	930.481
Otras cuentas deudoras	<u>4.070</u>	<u>2.573</u>
	<u>997.576</u>	<u>1.015.319</u>

	2007	2006
Responsabilidades contingentes:		
Garantías y avales otorgados (2)	2.740.074	-
Bienes entregados en garantía (3)	<u>90.663</u>	<u>100.810</u>
	<u>2.830.737</u>	<u>100.810</u>
Litigios o demandas:		
Civiles	1.596	1.600
Laborales	4.379	4.935
Administrativas	16.714	22.809
Obligaciones fiscales	-	25
Arbitrales	<u>7.200</u>	<u>-</u>
	<u>29.889</u>	<u>29.369</u>
Acreedoras de control		
Contratos de servicios	49.768	33.907
Ordenes de compra	4.080	72.406
Fiscales	9.736	9.736
Aportes de capital	205.491	205.491
Capital proveniente de revalorización de patrimonio	459.501	459.501
Otras acreedoras	1.398	1.825
Contratos de leasing (4)	<u>1.957</u>	<u>3.504</u>
	<u>731.931</u>	<u>786.370</u>
	<u>\$ 4.590.133</u>	<u>\$ 1.931.868</u>

- (1) Desde el año 2003 Transcogas S.A. E.S.P. tiene un contrato suscrito con Gas Natural S.A. E.S.P. para la construcción de los siguientes tramos de obra y estaciones cuyo valor en dólares al 31 de diciembre de 2007 asciende a US\$520,916 (US\$10,966,928 al 31 de diciembre de 2006).

Estaciones	Precio US \$
Río Bogotá - Calle 13	\$ 520.916

- (2) Corresponde a las garantías entregadas por EEB y TGI para la emisión de bonos durante el año 2007 por US\$610 millones y US\$750 millones, respectivamente.
- (3) Al 31 de diciembre y 30 de septiembre de 2006, las cuentas de orden Derechos Contingentes incluyen el valor de la prenda sobre las acciones que tiene la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. en Red de Energía del Perú S.A. como garantía de obligaciones que tiene dicha compañía con entidades financieras.
- (4) A 31 de diciembre de 2007 y 2006 Transcogas S.A. E.S.P. tiene suscritos dos (2) contratos de arrendamiento leasing por concepto del gasoducto para transporte de gas natural por valor de \$6.835 millones de pesos. El

valor de los cánones y opciones de compra pendientes de cancelar a esa misma fecha son como se detallan a continuación:

	2008		2007
25421 – Financiación tramo 1	\$ 1.400	\$	2.704
27212 – Financiación tramo 2	<u>557</u>		<u>799</u>
	<u>\$ 1.957</u>	\$	<u>3.504</u>

El vencimiento de los cánones por pagar incluida la opción de compra es así:

2008	\$ 1.642
2009	287
2010 y siguientes	<u>28</u>
	<u>\$ 1.957</u>

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2007 y 2006 se llevaron a resultados pagos de cánones de arrendamiento financiero por valor de \$1.893 millones respectivamente.

E. TENIENDO EN CUENTA QUE EEB HA REALIZADO CORTES INTERMEDIOS (2005 Y 2006) Y SOLO PARA EFECTOS DE COMPARACION DE LA INFORMACION FINANCIERA DE EEB S.A. ESP., A CONTINUACION SE PRESENTAN LOS ESTADOS FINANCIEROS ANUALIZADOS.

**EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A.
E.S.P.
BALANCES GENERALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007, 2006 y
2005**

(En millones de pesos colombianos)

ACTIVOS	Dic-05	Dic-06	Dic-07
ACTIVO CORRIENTE:			
Efectivo	\$ 336	\$ 51.344	\$ 56.108
Inversiones temporales	328.966	144.264	353.955
Deudores	59.285	245.837	140.195
Inventarios	5.151	5.276	6.468
Gastos pagados por anticipado y otros activos	<u>1.570</u>	<u>1.838</u>	<u>2.579</u>
Total activo corriente	395.308	448.559	559.305
CUENTAS POR COBRAR A LARGO PLAZO	32.600	5.043	750.877
DEPÓSITOS ENTREGADOS EN ADMINISTRACIÓN - PENSIONES	218.401	205.865	203.654
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, neto	161.726	196.001	294.390
INVERSIONES PERMANENTES	1.655.517	1.682.626	2.852.939
OTROS ACTIVOS, neto	22.511	24.502	31.635
VALORIZACIONES	<u>3.128.432</u>	<u>3.239.435</u>	<u>3.458.983</u>
Total activos	<u>\$ 5.614.495</u>	<u>\$ 5.802.031</u>	<u>\$ 8.151.783</u>
CUENTAS DE ORDEN	<u>\$ 1.794.780</u>	<u>\$ 1.886.837</u>	<u>\$ 3.051.749</u>
PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS		2006	2007
PASIVO CORRIENTE:			
Porción corriente de la deuda a largo plazo	\$ 11.687	\$ 147.988	\$ 398.069
Cuentas por pagar	129.570	153.273	95.943
Obligaciones laborales	805	558	676
Pensiones de jubilación	30.854	30.285	28.794
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación	3.976	3.976	4.986

Pasivos estimados y provisiones	1.177	1.318	7.642
Otros pasivos	<u>0</u>	<u>17</u>	<u>1.109</u>
Total pasivo corriente	<u>178.069</u>	<u>337.415</u>	<u>537.219</u>
PASIVOS A LARGO PLAZO:			
Deuda a largo plazo	75.488	45.023	1.241.940
Pensiones de jubilación, menos porción corriente	200.660	197.774	196.558
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación, menos porción corriente	55.734	54.991	52.884
Pasivos estimados y provisiones	<u>40.943</u>	<u>32.903</u>	<u>25.626</u>
Total pasivo a largo plazo	<u>372.825</u>	<u>330.691</u>	<u>1.517.008</u>
Total pasivos	<u>550.894</u>	<u>668.106</u>	<u>2.054.227</u>
PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS:			
Capital suscrito y pagado	858.716	664.993	664.993
Prima en colocación de acciones	97.412	97.412	97.412
Reservas	322.457	352.364	365.405
Resultados de ejercicios anteriores	67.466	67.466	67.466
Resultado neto del período	6.995	130.409	869.037
Superávit donado	6.655	6.655	6.655
Superávit por valorizaciones	3.128.432	3.239.435	3.458.983
Superávit método de participación	\$ 277	-	2.320
Revalorización del patrimonio	<u>575.191</u>	<u>575.191</u>	<u>565.285</u>
Total patrimonio de los accionistas	<u>5.063.601</u>	<u>5.133.925</u>	<u>6.097.556</u>
Total pasivos y patrimonio de los accionistas	<u>\$ 5.614.495</u>	<u>\$ 5.802.031</u>	<u>\$ 8.151.783</u>
CUENTAS DE ORDEN	<u>\$ 1.794.780</u>	<u>\$ 1.886.837</u>	<u>\$ 3.051.749</u>

**EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A.
E.S.P.**

ESTADOS DE RESULTADOS

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2005	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2006	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007
INGRESOS OPERACIONALES (\$ 64.434	\$ 66.546	\$ 73.630
COSTO DE VENTAS	<u>(27.048)</u>	<u>(24.096)</u>	<u>(27.593)</u>
Utilidad bruta	<u>37.386</u>	<u>42.450</u>	<u>46.037</u>

DIVIDENDOS E INTERESES GANADOS	342.203	319.300	673.620
DIFERENCIA EN CAMBIO	(8.411)	(4.660)	53.375
UTILIDAD MÉTODO DE PARTICIPACIÓN	1.425	3.608	288.475
OTROS INGRESOS (Nota 21)	<u>34.120</u>	<u>40.108</u>	<u>29.407</u>
	<u>369.337</u>	<u>358.356</u>	<u>1.044.877</u>
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN	(92.463)	(87.956)	(98.161)
GASTOS FINANCIEROS	(8.549)	(6.522)	(108.709)
OTROS GASTOS	<u>0</u>	<u>(240)</u>	<u>(34)</u>
	<u>(101.012)</u>	<u>(94.718)</u>	<u>(206.904)</u>
Utilidad antes de ingreso extraordinario	305.711	306.088	884.010
INGRESO EXTRAORDINARIO (Nota 22)	<u>282.534</u>	<u>117.050</u>	<u>-</u>
Utilidad antes de impuesto de renta	588.245	423.138	884.010
IMPUESTO DE RENTA (Nota 17)	<u>(5.752)</u>	<u>(659)</u>	<u>(14.973)</u>
RESULTADO NETO DEL PERÍODO	<u>\$ 582.493</u>	<u>\$ 422.479</u>	<u>\$ 869.037</u>

CAPITULO VII INFORMACION SOBRE RIESGOS DEL EMISOR

FACTORES DE RIESGO

El negocio de EEB y el de sus vinculadas, están sujetos a riesgos. En esta sección se describen los riesgos de mayor relevancia a los que está expuesto el negocio de EEB. Esta sección no describe todos los riesgos a los que está expuesto el negocio de EEB y sólo pretende ser un resumen de los factores más significativos. Estos y otros factores podrían afectar de manera adversa el flujo de caja, la situación financiera y los resultados de las operaciones de EEB.

EEB cuenta con políticas y procedimientos para proteger las actividades del grupo empresarial frente a sus diferentes riesgos, tales como: la contratación de seguros todo riesgo, la existencia de un sistema de control de riesgos certificado, el Comité de Auditoría Interno, entre otros.

Riesgos del entorno de negocios:

Los siguientes factores, la mayoría de los cuales están más allá del control de EEB, podrían afectar, de manera desfavorable, el negocio de EEB:

- Disponibilidad y competitividad de fuentes alternas de energía en los mercados que atiende EEB, sus subsidiarias y compañías asociadas;
- Cambios en la regulación;
- Cambios en la demanda de gas natural y de electricidad en los mercados que atiende

EEB, sus subsidiarias y compañías asociadas;

- Movimientos desfavorables en los precios del gas natural y de electricidad;
- Oposición al desarrollo de infraestructura energética, especialmente en áreas muy sensibles desde el punto de vista ambiental;
- Obtener los derechos de vía y las servidumbres necesarias para los proyectos de expansión;
- Condiciones económicas generales;

Riesgos de construcción

EEB, TGI y/o Transcogas podrían ampliar la capacidad de sus negocios de transmisión de energía y de transporte de gas natural existentes mediante la construcción de nueva infraestructura. La construcción de nueva infraestructura está expuesta a diferentes riesgos, incluyendo:

- Aprobaciones de entidades gubernamentales;
- Cambios en las normas territoriales y/o ambientales;
- Dificultades para adquirir los derechos sobre las tierras de manera oportuna y dentro de los costos anticipados;
- Cambios en variables macroeconómicas o en las condiciones de mercado que pueden generar sobrecostos a los proyectos como consecuencia de aumentos en la inflación, en el costo de los equipos, materiales, mano de obra, entre otros;
- La posibilidad de que el crecimiento estimado en la demanda de gas natural no se materialice; y

Riesgos Operacionales:

Las operaciones de EEB, de las subsidiarias y compañías asociadas de EEB están sujetas a los riesgos inherentes normalmente asociados con la industria en la cual se opera, incluyendo fallas en los equipos y rupturas, explosiones, polución, emisión de sustancias tóxicas, incendios, condiciones climáticas adversas, riesgos geológicos y otros peligros.

Además, las operaciones de EEB y las operaciones y los activos de sus subsidiarias y compañías asociadas enfrentan riesgos posibles relacionados con actos de agresión y terrorismo en Colombia y Perú.

EEB, sus subsidiarias y compañías asociadas cuentan con seguros contra todos los riesgos posibles y asegurables, por cuantías razonables.

Riesgo de Mercado:

Cualquier fluctuación sustancial en los precios de energía puede tener un efecto adverso en el negocio de EEB y en los negocios de las subsidiarias y compañías asociadas de EEB. Las fluctuaciones en los precios de energía son causadas por una serie de factores, incluyendo:

- Oferta y demanda regional, doméstica e internacional;
- Precios internacionales de petróleo y gas natural;
- Condiciones hidrológicas;
- Legislación y regulación energética;
- Impuestos nacionales y locales;
- Abundancia en el suministro y precio, de fuentes alternas de energía.

Endeudamiento

Los niveles de deuda de EEB podrían tener consecuencias adversas importantes, como por ejemplo:

- Poner a EEB en una desventaja competitiva frente a cualquiera de sus competidores que tienen un apalancamiento menor que el de ésta;
- Aumentar la vulnerabilidad de EEB frente a las condiciones económicas adversas generales y específicas de la industria; y
- Limitar la capacidad de EEB de solicitar préstamos adicionales y aumentar el costo de su endeudamiento como particularmente debido a convenios financieros y otras restricciones contenidas en los acuerdos que rigen su deuda.

Los bonos emitidos por EEB y TGI en los mercados internacionales están sujetos a obligaciones contractuales que limitan entre otros, la consecución de deuda adicional, la venta de activos y las transacciones con las afiliadas.

Riesgos de Operación Internacional

Cambios en las políticas económicas en Perú podrían afectar el negocio y la situación financiera y los resultados de las operaciones de las compañías asociadas de EEB en Perú y su capacidad para pagar dividendos o hacer otros aportes a EEB.

Aunque Perú ha elegido democráticamente sus gobiernos desde 1980, sus gobiernos con frecuencia cambian las políticas y juegan un papel intervencionista en la economía nacional. Entre otras cosas, los gobiernos anteriores han impuesto ciertos controles en los precios, tasas de cambio e inversión local y extranjera. Han puesto restricciones al comercio

internacional y a la capacidad de las compañías para despedir empleados y también han expropiado algunos activos del sector privado. A 31 de diciembre de 2007, los dividendos y otras distribuciones de las compañías asociadas de EEB en Perú representaban aproximadamente el 1,61% de los ingresos consolidados de EEB.

Aunque las compañías asociadas de EEB en Perú, REP y Transmántaro tienen derecho a ingresos regulados por poner a disposición sus activos de transmisión eléctrica, que están aislados de los cambios en la situación económica (tales como inflación y fluctuaciones en la tasa de cambios) y no dependen del volumen de electricidad transmitida a través de sus sistemas de transmisión eléctrica, los cambios económicos o de otras políticas efectuadas por el gobierno peruano u otros desarrollos políticos en Perú podrían tener un efecto adverso en su situación financiera y los resultados de las operaciones de las compañías asociadas de EEB REP y Transmántaro y su capacidad de pagar dividendos o hacer otras distribuciones a EEB.

Riesgos Relacionados con Asuntos Legales y Regulatorios

Las agencias que regulan a EEB, sus subsidiarias y los negocios de sus subsidiarias y compañías asociadas y clientes pueden tomar decisiones que podrían afectar su rentabilidad.

Cambios en la regulación, legislación y tasas podría afectar adversamente el flujo de caja, la situación financiera y los resultados de las operaciones de EEB, sus subsidiarias y compañías asociadas.

La expansión de los sistemas de EEB o de sus subsidiarias y compañías asociadas se condiciona a la obtención de los permisos, las licencias y los derechos de vía necesarios.

EEB y sus subsidiarias y compañías asociadas están sujetas a leyes relacionadas con la protección del ambiente que pueden aumentar los costos relacionados con operar su infraestructura.

Riesgos Relacionados con Colombia

Sustancialmente todos los ingresos de EEB son devengados en Colombia y en pesos colombianos mientras que casi todo el endeudamiento de EEB está en dólares de Estados Unidos y por ende, los resultados financieros de EEB pueden verse afectados por las condiciones económicas del país, entre otros por los siguientes:

- Fluctuaciones en la tasa de cambio;
- Inflación;
- Aumentos en las tasas de interés;
- Aumentos en los tributos;
- Liquidez en los mercados de capitales domésticos e internacionales;
- Barreras al comercio exterior.

Una reducción en el crecimiento del PIB de Colombia y por ende una reducción en la demanda de energía doméstica puede afectar adversamente los resultados operacionales y la situación financiera de EEB, sus subsidiarias y compañías asociadas.

TERCERA PARTE ANEXOS

A. GOBIERNO CORPORATIVO

1. ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS

La Asamblea General de Accionistas se halla compuesta por los accionistas inscritos en el libro de registro de acciones o sus representantes o mandatarios reunidos con el quórum demandado por los estatutos y la Ley, y en las condiciones previstas por tales ordenamientos.

Las reuniones de la Asamblea General podrán ser ordinarias o extraordinarias y serán presididas por uno cualquiera de los asistentes, acordado por la mayoría absoluta de las acciones presentes en la reunión. Las reuniones ordinarias se efectuarán en el domicilio principal de la sociedad dentro de los tres primeros meses de cada año, en el lugar, el día y hora determinado por el Presidente, o la Junta Directiva en la convocatoria.

La convocatoria de la Asamblea a sesiones ordinarias se hará por el **Presidente** o la Junta Directiva de la sociedad, con una antelación no menor a quince (15) días hábiles a la fecha de la reunión. Las demás reuniones se convocarán con antelación no menor a cinco (5) días calendario.

Las reuniones extraordinarias se verificarán por convocatoria de la Junta Directiva, del **Presidente** o del revisor fiscal de la sociedad. Además, cualquiera de los órganos anteriores deberá convocar la Asamblea General de Accionistas cuando lo solicite un número de accionistas que represente por lo menos la cuarta parte del capital suscrito.

El superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios también podrá ordenar la convocatoria de la Asamblea en los casos previstos en la Ley.

Las reuniones extraordinarias se llevarán a cabo cuando lo requieran las necesidades imprevistas o urgentes de la sociedad, en el domicilio principal, en el día y hora indicado en la convocatoria.

Las principales funciones y facultades de la Asamblea General de Accionistas son:

- a) Estudiar y aprobar las reformas estatutarias.
- a) Nombrar y remover libremente a los miembros de la Junta Directiva, al revisor fiscal, así como fijarle sus asignaciones.
- b) Examinar, aprobar o improbar los balances de fin de ejercicio, las cuentas que deben rendir los administradores, los informes de Junta Directiva y del **Presidente** sobre el estado de los negocios, así como el informe del revisor fiscal.
- c) Ordenar las acciones que correspondan contra los administradores y el revisor fiscal.
- d) Disponer de las utilidades sociales y fijar el monto del dividendo, la forma y plazos para su pago, de conformidad con el estatuto social y la Ley.
- e) Decretar la cancelación de pérdidas y la creación de reservas.

- f) Disponer el aumento del capital social, sin perjuicio de la facultad de la Junta para aumentar el capital autorizado en los casos estipulados en la ley 142 de 1994, artículo 19, numeral 19.4.
- g) Autorizar la transformación, la fusión de la sociedad o la separación de las actividades de la empresa de acuerdo con lo dispuesto en la Ley.
- h) Velar por el cumplimiento del objeto social con sujeción a estos estatutos.
- i) Disponer la disolución extraordinaria de la sociedad.
- j) Ordenar la re adquisición de acciones propias y su posterior enajenación.
- k) Delegar en casos concretos especiales el ejercicio de algunas de sus funciones en la Junta Directiva o en el **Presidente**.
- l) Aprobar el reglamento de las acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto, la forma de inscripción de las acciones preferenciales sin derecho a voto, disponer la emisión de bonos convertibles en acciones y las exenciones al derecho de preferencia en la colocación de acciones.
- m) Decretar la emisión de bonos y de títulos representativos de obligaciones.
- n) Ejercer toda atribución que le corresponda de acuerdo a la naturaleza jurídica de la sociedad o que según la Ley y los estatutos le correspondan y además las que no estén atribuidas a otro órgano social.
- o) Elegir a uno de los accionistas para que presida las sesiones de la Asamblea General de Accionistas.
- p) Aprobar la realización de operaciones relevantes, según el Código de Buen Gobierno de la Sociedad, con los vinculados económicos de la misma salvo que concurren las siguientes circunstancias: a) Que se realicen a tarifas de mercado fijadas con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicios de que se trate y b) Que se trate de operaciones del giro ordinario de la Sociedad.
- q) Solo en el evento en que sean incluidos expresamente en la convocatoria respectiva, podrán ser analizados y votados por la Asamblea General de Accionistas los siguientes asuntos: 1) Cambio de objeto social. 2) Renuncia al derecho de preferencia en la suscripción de acciones. 3) Cambio de domicilio principal. 4) Disolución extraordinaria y 5) Transformación empresarial.

2. PRESIDENCIA DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.

La administración y representación legal de la sociedad estarán a cargo de un **Presidente**, designado por la Junta Directiva, con carácter de funcionario privado sometido al régimen del Código Sustantivo del Trabajo y a la Ley 142 de 1994 y demás normas concordantes, para un período de tres (3) años, contados a partir de la designación, pudiendo ser reelegido o removido libremente antes del vencimiento del término. Debe ejercer el cargo hasta tanto se le designe reemplazo.

Las funciones del Presidente de la Compañía son:

- 1) Administrar la sociedad y representarla judicial y extrajudicialmente.
- 2) Convocar la Junta Directiva y la Asamblea General de Accionistas de acuerdo con los estatutos y la Ley.
- 3) Ejecutar las determinaciones de la Asamblea General y de la Junta Directiva.
- 4) Constituir apoderados, impartirles orientaciones, fijarles honorarios, delegarles atribuciones.
- 5) Celebrar todos los contratos y negocios Jurídicos necesarios para el desarrollo del objeto social de la empresa.
- 6) Delegar total o parcialmente sus atribuciones y competencias en funcionarios subalternos, de conformidad con la autorización de la Junta Directiva y ajustándose a las cuantías estipuladas por ella.

- 7) Manejar el patrimonio de la empresa, sus bienes muebles e inmuebles, su infraestructura, créditos y débitos.
- 8) Ejercer todo tipo de acciones para preservar los derechos e intereses de la sociedad frente a los accionistas, las autoridades, los usuarios y los terceros.
- 9) Diseñar y ejecutar los planes de desarrollo, los planes de acción anual y los programas de inversión, mantenimiento y gastos de acuerdo con la Junta Directiva.
- 10) Dar cumplimiento a las estipulaciones de las Leyes 142 y 143 de 1994 sobre los programas de gestión.
- 11) Informar junto con la Junta Directiva a la Asamblea General de Accionistas sobre el desarrollo del objeto social y el cumplimiento de planes, metas y programas de la sociedad, rindiendo cuentas comprobadas de su gestión al final de cada ejercicio, al finalizar su encargo y cuando éstas se lo exijan.
- 12) Ejercer la facultad nominadora dentro de la empresa, diseñar la planta de personal, proponer la estructura salarial y administrar el personal.
- 13) Cumplir y hacer cumplir los estatutos, las leyes y convenios que vinculen la responsabilidad de la sociedad.
- 14) Diseñar de acuerdo con la Junta Directiva las políticas de prestación del servicio.
- 15) Informar a la Junta Directiva y a la Asamblea de Accionistas sobre todos los aspectos inherentes al desarrollo del objeto social que éstas consideren pertinentes o útiles.
- 16) Poner a disposición de los accionistas, con la antelación determinada en la Ley, el inventario, balance, cuentas, libros, papeles y documentos que de acuerdo con la Ley sean objeto de inspección por éstos, así como la memoria razonada sobre los negocios sociales, el proyecto de distribución de utilidades debidamente aprobado por la Junta Directiva y las informaciones e indicadores para evaluar las metas y planes de acción y convenios de desempeño.
- 17) Ejercer los controles necesarios para que se ejecuten las orientaciones de la Asamblea de Accionistas, la Junta Directiva y sus propias determinaciones.
- 18) Establecer, dirigir y controlar el control interno de la empresa al tenor de los artículos 46 a 50 de la Ley 142 de 1994.
- 19) Presentar anualmente el presupuesto y los proyectos de financiación de la empresa a la Junta Directiva para su aprobación.
- 20) Designar el Secretario General de la empresa.
- 21) Las demás que corresponda a la naturaleza de su cargo y a las disposiciones de la Ley y el estatuto social.
- 22) Presentar a la Junta Directiva y velar por su permanente cumplimiento, las medidas específicas respecto del gobierno de la sociedad, su conducta y su información, con el fin de asegurar el respeto de los derechos de quienes inviertan en sus acciones o en cualquier otro valor que emitan, y la adecuada administración de sus asuntos y el conocimiento público de su gestión.
- 23) Asegurar el respeto de todos sus accionistas y demás inversionistas en valores, de acuerdo con los parámetros fijados por los órganos de control del mercado de valores y presentar a la Asamblea General de Accionistas, con la Junta Directiva, el informe sobre el desarrollo del Código de Buen Gobierno.
- 24) Suministrar a los accionistas e inversionistas información oportuna, completa y veraz sobre sus estados financieros y sobre su comportamiento empresarial y administrativo, sin perjuicio de lo establecido por los artículos 23 y 48 de la Ley 222 de 1995.
- 25) Compilar en un código de buen gobierno, que se presentará a la Junta Directiva para su aprobación, todas las normas y sistemas exigidos en la Ley y mantenerlo permanentemente en las instalaciones a disposición de los inversionistas para ser consultado.
- 26) Anunciar, en un periódico de circulación nacional, la adopción de su respectivo código de buen gobierno y de cualquier enmienda, cambio o complementación del mismo, e indicar la forma en que podrá ser conocido por el público.

- 27) Adelantar las gestiones pertinentes para que la Empresa se conecte en línea con el depósito central de valores donde hayan sido depositados los valores que emita la Sociedad o convenir con dicho depósito que éste lleve el libro de registro de valores nominativos en su nombre.

El Presidente en ejercicio de su cargo desarrollará toda clase de negocios jurídicos, actos y contratos que se entiendan comprendidos dentro del objeto social de la empresa, respondiendo por acciones y omisiones dentro de los términos de Ley.

Adicional a las funciones estatutarias, el Presidente estará encargado de promover al interior de la Empresa el desarrollo de una cultura de buen gobierno corporativo.

3. ORIENTACIÓN ESTRATÉGICA

a.) Misión

“Ser una fuente creciente de valor para el Distrito Capital, a través de la participación activa en el sector energético nacional e internacional y una gestión de excelencia con responsabilidad social.”

b.) Visión

“Ser en el año 2019 un Grupo Empresarial líder en el sector energético Latinoamericano”.

c.) Valores

- Valoramos el Logro: Sentimos pasión por los resultados concretos.
- Valoramos la rentabilidad: Generamos utilidades para promover el desarrollo y la prosperidad colectiva.
- Valoramos la confianza: Confiamos en la gente, en lo que dice, en lo que hace y su compromiso con la organización.
- Valoramos la calidad: Hacemos las cosas con excelencia.
- Valoramos las alianzas estratégicas: Creamos sinergias al interior y exterior de la empresa.
- Valoramos nuestra responsabilidad social: Asumimos nuestro compromiso con la sociedad.
- Valoramos el cambio: Enfrentamos pro activamente los retos, nos adaptamos y aprovechamos las oportunidades del entorno.

4. CÓDIGO DE BUEN GOBIERNO

Consciente de su responsabilidad ante sus trabajadores, inversionistas, clientes, proveedores; y ante la sociedad y el país, La Empresa de Energía de Bogotá S.A., en un marco de profundo respeto por la Ley, ha establecido un Código de Buen Gobierno, cuyo objetivo es fortalecer la cultura corporativa de buen gobierno, recopilando los principios y políticas que establecen el marco de protección de los derechos de los inversionistas y otros terceros con interés en la Compañía, la administración y gobierno de la Sociedad, y el manejo de la información y los conflictos de interés.

El Código de Buen Gobierno de La Empresa de Energía de Bogotá S.A. se basa en las leyes, normas y regulaciones emitidas por el Gobierno de la República de Colombia y sus entes de control; así como el documento “Principios y Marco de Referencia para la elaboración del Código de Buen Gobierno Corporativo” preparado por el Programa Corporate Governance para Colombia de Confecamaras y el Centro Internacional para la Empresa Privada (CIPE).

El Código de Buen Gobierno de E.E.B. S.A. E.S.P. puede ser consultado en la página web de la Empresa, www.eeb.com.co.

B. POLÍTICAS Y SISTEMAS DE GESTIÓN

1. GESTIÓN HUMANA

El bienestar de los colaboradores de la Empresa de Energía de Bogotá, S.A. ESP es una de las piezas claves en cada uno de los procesos y actividades de la gestión empresarial. Asimismo, la relación de estos con la organización también hace parte fundamental de las estrategias corporativas para alcanzar las metas propuestas en el Plan Estratégico Corporativo de EEB.

Para EEB el ambiente de trabajo y el apoyo para mejorar las condiciones de vida de los trabajadores y de sus familias, hacen parte fundamental de su política de responsabilidad social. El programa de bienestar busca el acercamiento entre los trabajadores, sus familias, la Empresa y su administración. Sus actividades deben contribuir a lograr una mayor integración entre todos los miembros de la Empresa y a crear un clima laboral que propicie un ambiente de trabajo de compromiso, colaboración y servicio. El programa está integrado por actividades Institucionales, deportivas, culturales y otras para el trabajador y su núcleo familiar, que ofrecen la oportunidad de integración, educación y asesoría familiar.

Para contribuir al mejoramiento de la calidad de vida de los colaboradores, de sus familias y del ambiente de trabajo, EEB desarrolla el Programa de Bienestar, cuyas actividades son el Programa de salud y deporte, la escuela de natación para hijos y desde el año 2005 para promover la práctica continua del deporte, EEB programa entrenamientos y partidos entre los empleados de fútbol sala, bolos, voleibol y tejo, dirigidos por especialistas.

Igualmente, se desarrollan actividades que promueven el aprendizaje de destrezas distintas a las laborales, a través de cursos prácticos en temas como pedrería, cocina, manualidades, en los cuales participan los colaboradores y sus familiares. También se realizan otras actividades para promover la adecuada utilización del tiempo libre y desarrollar conciencia ambiental, con salidas ecológicas del colaborador y su núcleo familiar.

La sustentabilidad y competitividad de las organizaciones dependen en gran parte del alto nivel de compromiso y el liderazgo de sus gerentes en la dirección de los recursos, en el manejo de las relaciones humanas, así como en el desarrollo de herramientas gerenciales que les permita alcanzar las metas y objetivos planteados por la organización. Por lo anterior, EEB cuenta con un Sistema de Indicadores de Gestión – SIMEG, el cual le permite hacer un seguimiento detallado y al día de las tareas asignadas y el nivel de cumplimiento de las mismas frente a las actividades planeadas en - PEC. Atado al SIMEG, EEB desarrolla el Sistema de Gestión del Desempeño que le permite a la Empresa medir el cumplimiento de metas establecidas para los colaboradores y definir las acciones de mejoramiento.

Desde el año 2003 EEB desarrolla la herramienta de Evaluación de Desempeño como un mecanismo para establecer, hacer seguimiento y evaluar el cumplimiento de las metas de gestión acordadas en los diferentes niveles de la organización. Este procedimiento se documentó como parte del proceso de gestión del recurso humano del sistema de gestión de calidad de la Empresa. El Sistema de Evaluación de Desempeño

de EEB está concebido para identificar el aporte de los colaboradores en el logro de los objetivos corporativos y en los del área a la cual están asignados, su compromiso con la entidad, sus competencias y potencialidades de acuerdo con los valores corporativos de la empresa, con el fin de establecer políticas de Recursos Humanos basadas en el mérito de los individuos como parte de esta organización.

A partir del primer semestre de 2006 EEB comenzó a desarrollar las herramientas de Evaluación de Desempeño por Competencias, que tiene como propósito proporcionar una retroalimentación objetiva y específica acerca de las fortalezas y aspectos de mejora para cada una de las competencias definidas para los empleados de la compañía, de manera que pueda facilitarse el desarrollo integral, personal y profesional de los colaboradores de la Empresa.

De otra parte, la Empresa formuló el Plan Maestro de Capacitación – PMC que incorpora las políticas corporativas de entrenamiento y los programas dirigidos a los colaboradores, el cual se adelanta como un proceso continuo dirigido a apoyar el desarrollo de las competencias y el avance del PEC. El Plan Maestro de Capacitación de EEB está integrado por la metodología de entrenamiento de sus colaboradores, la política que lo rige y los programas que lo conforman, elementos que se reúnen en un plan armónico donde la capacitación se adelanta como un proceso continuo y dirigido a apoyar el Plan Estratégico Corporativo.

Las Políticas de Gestión Humana del Grupo EEB, establecen el compromiso recíproco entre cada una de las Empresas del Grupo y sus respectivos trabajadores de crear un ambiente laboral que propicie el desarrollo integral del personal en los aspectos: humano, laboral y social, sobre la base de construir identidad con el Direccionamiento Estratégico del Grupo: Visión, misión, objetivos y estrategia corporativa. Esta política contribuye efectivamente a atraer, desarrollar y retener el talento humano que cada una de las Empresas del Grupo necesita para desarrollar su gestión, ser competitiva, alcanzar su visión y lograr el Desarrollo Integral Compartido: Hombre – Organización dentro de las cuales se encuentran:

- Proceso de selección: El proceso de selección tiene como objetivo garantizar el ingreso de personal idóneo y el ascenso de los empleados, con base en el mérito mediante procedimientos que permitan la participación, en igualdad de condiciones, de quienes demuestren poseer los requisitos para desempeñar los cargos según los requisitos para el perfil del puesto.
- Sistema de evaluación de desempeño en la EEB S.A. ESP, está concebido para identificar el aporte de las personas en el logro de los objetivos corporativos y los del área a la cual están asignadas, su compromiso con la empresa, sus competencias y potencialidades de acuerdo con nuestros valores, con el fin de establecer políticas de Recursos Humanos basadas en el mérito de los individuos como parte de esta organización.
- Programa de Capacitación: La formación de los colaboradores es parte de la responsabilidad social de la Empresa de Energía de Bogotá, S. A. ESP. La entendemos como un proceso dirigido a apoyar el desarrollo de los colaboradores y el Plan Estratégico Corporativo, que se realiza dentro del Plan Maestro de Capacitación.
- EEB cuenta con un plan de formación por empleado donde se cubren las necesidades específicas de cada cargo, son programas a realizar para desarrollar las competencias de cada colaborador de acuerdo con su potencial y para cerrar la brecha de formación que resulta de cruzar las Encuestas de Formación y las Fichas de Instrucción. Los programas se constituyen en los objetivos de aprendizaje de cada empleado. En el año 2008 hay cuatro especializaciones en curso, en temas financieros y de Recursos Humanos.

- Las prioridades de los programas se establecen de acuerdo con el impacto de cada uno frente al Plan Estratégico Corporativo y su mayor cobertura.
- Existen programas de mantenimiento de actitudes donde se refuerzan temas a nivel corporativo o de áreas, como son Trabajo en Equipo, Liderazgo y Comunicación, desde el año 2007 se está fortaleciendo a un grupo de 25 líderes en estos temas, el programa continúa hasta el año 2009.
- Las necesidades de capacitación en temas de actualización igualmente se cubren en el plan anual de capacitación, el cual es previamente aprobado y al cual tiene acceso la totalidad de los colaboradores que requieran para su labor actualizarse en temas específicos de su labor cotidiana.

2. GESTIÓN DE CALIDAD

La política de calidad consiste en asegurar la plena satisfacción de los clientes, atendiendo las necesidades de expansión en el sector energético, maximizando la disponibilidad de la red de transmisión y mejorando la gestión de las empresas participadas; con talento humano competente y el manejo adecuado de los recursos físicos, tecnológicos y financieros brindando seguridad, confiabilidad y rentabilidad al negocio de transmisión y al portafolio accionario.

Enmarcado en lo anterior, la Empresa de Energía de Bogotá desde mayo de 2006 cuenta con la re certificación de su Sistema de Gestión de Calidad, bajo el referencial ISO 9001:2000 con vigencia hasta mayo de 2009 para el negocio de transmisión y el Portafolio Accionario.

3. GESTIÓN DE SEGURIDAD Y SALUD OCUPACIONAL

EEB reconoce el talento humano como su recurso más valioso y entiende que la salud ocupacionales una condición necesaria para el bienestar de sus trabajadores, repercutiendo positivamente en el desarrollo integral y la productividad. Por lo tanto, realizará acciones encaminadas a promover, preservar y restablecer la salud, hasta donde la ciencia médica lo aplique y lo reconozca en cada país.

Adicionalmente, generará condiciones que minimicen y controlen los factores de riesgo existente, inherente a las actividades productivas de cada una de las empresas.

A los proveedores de servicios se les exige y verifica el cumplimiento de los requisitos legales vigentes en salud ocupacional. Es requisito previo de contratación que los contratistas hayan impartido a todos sus empleados toda la capacitación y entrenamiento en seguridad y salud ocupacional. Cada interventor de contrato debe asegurar que el contratista cumple con todas las disposiciones en materia de seguridad. El mayor contratista de EEB, TRANSENELEC, esta certificado en la norma OSHAS 18001 e imparte capacitación en los temas relacionados a todos sus trabajadores.

Cada una de las empresas del Grupo EEB velará por mantener las condiciones de salud ocupacional adecuadas para los visitantes y proveedores durante la permanencia en sus instalaciones.

EEB cuenta con un procedimiento específico para la gestión en seguridad y salud ocupacional, cuyo es “establecer la metodología y los pasos a seguir para la elaboración, mantenimiento continuo del Inventario de Peligros (IP), Evaluación y

Control de Riesgos (ECR) o Panorama de Riesgos para el Sistema de Gestión de Seguridad Industrial y Salud Ocupacional de la EEB S.A., ESP (SISO)”.

Dicho procedimiento aplica para todas las actividades desarrolladas por la Empresa que puedan generar peligros sobre las personas y los activos.

La ejecución del programa de seguridad y salud ocupacional, el cumplimiento de la legislación, las normas internas y demás compromisos que adquiera la empresa en SISO tiene directamente como responsable a todos los jefes que tengan personal a cargo. La coordinación de Recursos Humanos es la responsable del diseño de entrenamiento y su implementación a los responsables para levantar el Inventario de peligros de actividades, equipos, áreas y procesos.

Por su parte, el COPASO es responsable de los procedimientos establecidos dentro del sistema de calidad en materia de seguridad y salud ocupacional y de las demás responsabilidades definidas en el Programa SISO.

Índices de accidentalidad, enfermedad ocupacional, días perdidos, ausentismo y número de muertes relacionadas con el trabajo por región:

Reporte sobre el desempeño en salud y seguridad de los contratistas y subcontratistas que trabajan en el sitio, o a nombre de la organización fuera del sitio (en el campo)

4. GESTIÓN AMBIENTAL

A fines del año 2006 EEB formuló y puso en marcha su Plan Integral de Gestión Ambiental – PIGA y la Política Ambiental de la compañía, como una respuesta a los compromisos adquiridos por la Empresa frente su entorno ambiental.

Para tal fin, la Empresa de Energía de Bogotá, S.A. ESP dispuso en cabeza de la Oficina de Planeación la coordinación institucional, acorde con lo establecido en el Acuerdo 19 de 1996 de Consejo de Bogotá, el Decreto 061 de 2003, la solicitud ante el DAMA para presentar el PIGA, el Plan de Mejoramiento de la Contraloría Distrital acordado con la Empresa y con el PEC EEB que contiene la estrategia de desarrollar el programa de gestión ambiental de la Empresa.

El Plan Institucional de Gestión Ambiental es un ejercicio de planificación que partió de un análisis descriptivo de la situación ambiental de Empresa, de su entorno, de sus condiciones ambientales internas y de la gestión ambiental en el área de influencia con el fin de estructurar los programas y proyectos y asignarle recursos necesarios dirigidos a alcanzar objetivos de eficiencia y de mejoramiento de la gestión ambiental.

Como punto de partida, la EEB definió los siguientes principios sobre los cuales guiará sus actuaciones ambientales hacia el interior y exterior de la compañía:

- Sostenibilidad Ambiental: Integrar el respeto al medio ambiente con los objetivos económicos, el mejoramiento de la calidad de vida y el progreso social, para crear valor y orientarse hacia el desarrollo sostenible.
- Cumplir la normatividad: Aplicar y estimular el cumplimiento de la reglamentación y normativa ambiental por parte de los actores con los que se relaciona la empresa.
- Producción más limpia: Desarrollar sus actividades en el contexto de la Producción Más Limpia, de manera que sus proyectos se realicen previniendo o minimizando los impactos ambientales negativos y maximizando los positivos.

- Coordinación interinstitucional: Establecer y mantener los espacios y mecanismos para una buena y permanente relación con los actores involucrados con su gestión.
- Participación Comunitaria: Estimular y articular la participación activa y positiva de las comunidades, para lograr acuerdos orientados a la sostenibilidad
- Cultura ambiental: Generar en la organización una conciencia de desarrollo sostenible

El PIGA hace especial referencia a la manera como la EEB mejorará el entorno ambiental interno de sus colaboradores, a la vez que contribuirá a la Estrategia Distrital de la e coeficiencia y del mejoramiento de la calidad ambiental de Bogotá.

El PIGA tiene los siguientes objetivos:

- Promover acciones ambientales en la gestión institucional, orientándolas a la ejecución de prácticas ambientales ejemplares y a la construcción de líneas estratégicas ambientales desde su naturaleza y sus objetivos misionales.
- Promover espacios de participación, educación y comunicación que permitan reflexionar sobre el papel de las instituciones y sus servidores en la solución de las problemáticas ambientales y generar una cultura de responsabilidad ambiental.
- Crear o reforzar prácticas de e coeficiencia y de manejo ambiental responsable y de cumplimiento de la normatividad ambiental.

El PIGA está dirigido a desarrollar acciones de mejoramiento de la calidad del ambiente al interior de la EEB, mediante los siguientes componentes:

- Mejoramiento de condiciones ambientales internas.
- Gestión integral de residuos sólidos.
- Uso eficiente de recursos agua y energía
- Criterios ambientales para compra y uso de insumos y servicios.

Por su lado, el Programa de Gestión Ambiental Externa se basó, primero, en la definición de las líneas estratégicas ambientales, y segundo, en la definición de los proyectos (objetivos, metas, seguimiento y evaluación) y tiene como fin establecer los principios, estrategias y programas para que la dimensión ambiental sea incorporada a la visión, políticas e instrumentos de planificación y operación de EEB, de modo que todos sus proyectos y actividades se desarrollen dentro del marco de la sostenibilidad.

La Política Ambiental de la EEB tiene los siguientes objetivos:

- Identificar y diagnosticar los impactos ambientales generados por las actividades de la Empresa e implementar las acciones necesarias para su prevención, mitigación y remediación.
- Desarrollar instrumentos de seguimiento que contribuyan al mejoramiento de la gestión ambiental de la Empresa, 3) Propender por el cumplimiento del compromiso con la sostenibilidad ambiental de las empresas participadas, 4) Promover el desarrollo y difusión de tecnologías y prácticas respetuosas del medio ambiente y 5) Crear y divulgar la cultura ambiental en la empresa.

La Empresa de Energía de Bogotá, S.A. ESP mediante el desarrollo de los programas sociales de los Planes de Manejo Ambiental, evalúa, previene, minimiza, corrige, mitiga

o compensa los impactos sociales negativos y potencializa los impactos sociales positivos ocasionados por la construcción, operación y mantenimiento de las líneas de transmisión.

Así mismo, identifica e informa a las autoridades competentes los impactos generados desde el entorno hacia las líneas de transmisión y cumple los requisitos legales ambientales vigentes y aplicables y los compromisos voluntarios que adquiere.

Programas sociales de los planes de manejo ambiental en los proyectos

La gestión social en el entorno de los proyectos de transmisión se inicia con los estudios del proyecto, para lograr que su ejecución contribuya al desarrollo humano sostenible del área de influencia, y se materializa a través del Programa de Gestión Social de EEB.

En caso de existir comunidades afro descendientes o indígenas en el área de influencia, se procede a realizar la Consulta Previa, contemplada en la legislación colombiana, antes del otorgamiento de la Licencia Ambiental.

5. GESTION SOCIAL

La Política de Gestión Social del Grupo Energía de Bogotá establece el marco de referencia que permite delimitar responsabilidades y facilitar las relaciones con la sociedad de su área de influencia. Esto exige reconocer la diversidad territorial, sus formas organizativas, expresiones culturales, situación socioeconómica, ambiental y política, poblaciones vulnerables y niveles para la actuación.

Las empresas del Grupo Energía de Bogotá, a través de la política de gestión social, se comprometen con el respeto a los derechos humanos y la cooperación con la política pública para aportar a la viabilidad social, económica, ambiental, cultural del entorno donde actúan.

Las empresas del Grupo Energía de Bogotá asumen su responsabilidad social con el desarrollo humano sostenible de la sociedad de su área de influencia, mediante la el fortalecimiento de las relaciones de vecindad y la cooperación con la construcción de lo público.

La Política de Gestión Social responde a propósitos de la Responsabilidad Social Corporativa–RSC del Grupo Energía de Bogotá, que establece los compromisos de las empresas del Grupo Energía de Bogotá, en relación con sus grupos de interés y las partes interesadas.

6. SITUACIÓN DE SUBORDINACIÓN

En los términos de los artículos 260 y 261 del Código de Comercio, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. no se encuentra sujeta al control, directo o indirecto, por parte de otra sociedad.

7. PARTICIPACIÓN ACCIONARIA

Mediante la resolución 0771 del 27 de noviembre de 2000 se ordenó la inscripción de las acciones en el Registro Nacional de Valores e Intermediarios y se autorizó su oferta pública en el mercado primario, con lo cual se permitió que los empleados que a 22 de octubre de 1997 se entraban vinculados laboralmente con la empresa adquirieran acciones de la empresa.

A 31 de diciembre de 2007, un número de 43 empleados de E.E.EB. S.A. E.S.P. detentan 48.425 acciones, que asciende a un total de 0,056%.

a. INFORMES DE GESTION 2005, 2006 Y 2007.

CUARTA PARTE CERTIFICACIONES



Certificación de los Estados Financieros

29 de mayo de 2008

Con relación a la información financiera de la Empresa de Energía de Bogotá S. A. ESP, la suscrita, Representante Legal,

CERTIFICA:

1. Que de acuerdo con el artículo 37 de la Ley 222 de 1995, antes de ser puestos a su disposición de terceros, los estados financieros contenidos en el presente Prospecto de Información, se han verificado previamente las afirmaciones contenidas en ellos, y que las mismas se han tomado fielmente de los libros.
2. Que en cumplimiento del Artículo 46 de la Ley 964 de 2005, los estados financieros y otros informes relevantes para el público, relacionados en el presente Prospecto de Información, no contienen vicios, imprecisiones o errores que impidan conocer la verdadera situación patrimonial o las operaciones de la Empresa.


ASTRID MARTÍNEZ ORTIZ
Representante Legal

A la Superintendencia Financiera de Colombia:

29 de mayo de 2008

En relación con la certificación firmada por el suscrito Revisor Fiscal, relacionada con el prospecto de información de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., de acuerdo con los requisitos de Superintendencia Financiera de Colombia, hago constar que mi verificación del contenido del prospecto de información en lo que es de mi competencia consistió en lo siguiente:

1. Cerciorarme que los estados financieros de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., incluidos en el Capítulo VI literal B del prospecto de información, que corresponden al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2005 y por el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2004, constituyen fiel copia de los estados financieros presentados con el dictamen del revisor fiscal de fecha 3 de octubre de 2005.
2. Cerciorarme que los estados financieros de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., incluidos en el Capítulo VI literal B del prospecto de información, que corresponden al periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2005 y por el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2005, constituyen fiel copia de los estados financieros presentados con el dictamen del revisor fiscal de fecha 10 de febrero de 2006.
3. Cerciorarme que los estados financieros de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., incluidos en el Capítulo VI literal B del prospecto de información, que corresponden al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2006 y por el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2005, constituyen fiel copia de los estados financieros presentados con el dictamen del revisor fiscal de fecha 17 de octubre de 2006.
4. Cerciorarme que los estados financieros de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., incluidos en el Capítulo VI literal B del prospecto de información, que corresponden al periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2006 y por el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2006, constituyen fiel copia de los estados financieros presentados con el dictamen del revisor fiscal de fecha 8 de febrero de 2007.

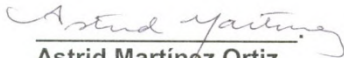
5. Cerciorarme que los estados financieros de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., incluidos en el Capítulo VI literal B del prospecto de información, que corresponden al periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2007 y por el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2006, constituyen fiel copia de los estados financieros presentados con el dictamen del revisor fiscal de fecha 20 de febrero de 2008.
6. Cerciorarme que el balance general y el estado de resultados de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., incluidos en el Capítulo VI literal C del prospecto de información, que corresponden al período terminado el 31 de marzo de 2008 y 2007 (no auditados), fueron tomados de libros oficiales de contabilidad.
7. Cerciorarme que los estados financieros consolidados de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., incluidos en el Capítulo VI literal D del prospecto de información, que corresponden al periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2007 y por el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2006, constituyen fiel copia de los estados financieros presentados con el dictamen del revisor fiscal de fecha 20 de febrero de 2008.

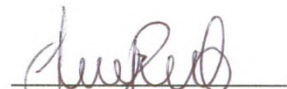


LINA MAYERLY RICAURTE BERMUDEZ
Revisor Fiscal
T. P. No. 132.458 - 1

29 de mayo de 2008

Los suscritos, Representante Legal de **EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.** y su Revisor Fiscal certificamos, cada uno dentro de su competencia, la veracidad del contenido del presente Prospecto de Información, y que en el mismo no se presentan omisiones de información que revistan materialidad y puedan afectar la decisión de los futuros inversionistas.


Astrid Martínez Ortiz
Representante Legal


Revisor Fiscal
T.P. No. 132.458 - T
(Ver mi informe adjunto)