



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 Información 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>
EEB.....	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.
GW	Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP
GWh	Giga vatio; unidad de potencia que equivale a 1,000 Mw.
In	Giga vatio - hora; un giga vatio por hora representa una hora de consumo de electricidad a una tasa constante de 1 Gw.
IPC	Pulgada.
IPP.....	<i>Índice de Precios al Consumidor, certificado por el DANE.</i>
KPC	<i>Índice de Precios al Productor certificado por DANE.</i>
KPCD	1,000 pies cúbicos.
kg/cm2.....	1,000 pies cúbicos por día.
km.....	Kilogramo por centímetro cuadrado.
Kv	Kilómetro.
Kw	Kilovoltio; un kilovoltio equivale a mil voltios; es una unidad de tensión.
Kwh	Kilovatio; es una unidad de potencia y representa la tasa a la cual la energía es producida. Equivale a 1,000 vatios
MEM.....	Kilovatio hora; representa el consumo de electricidad durante una hora a una tasa constante de 1 kW.
MHCP.....	<i>Mercado de Energía Mayorista.</i>
	<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.

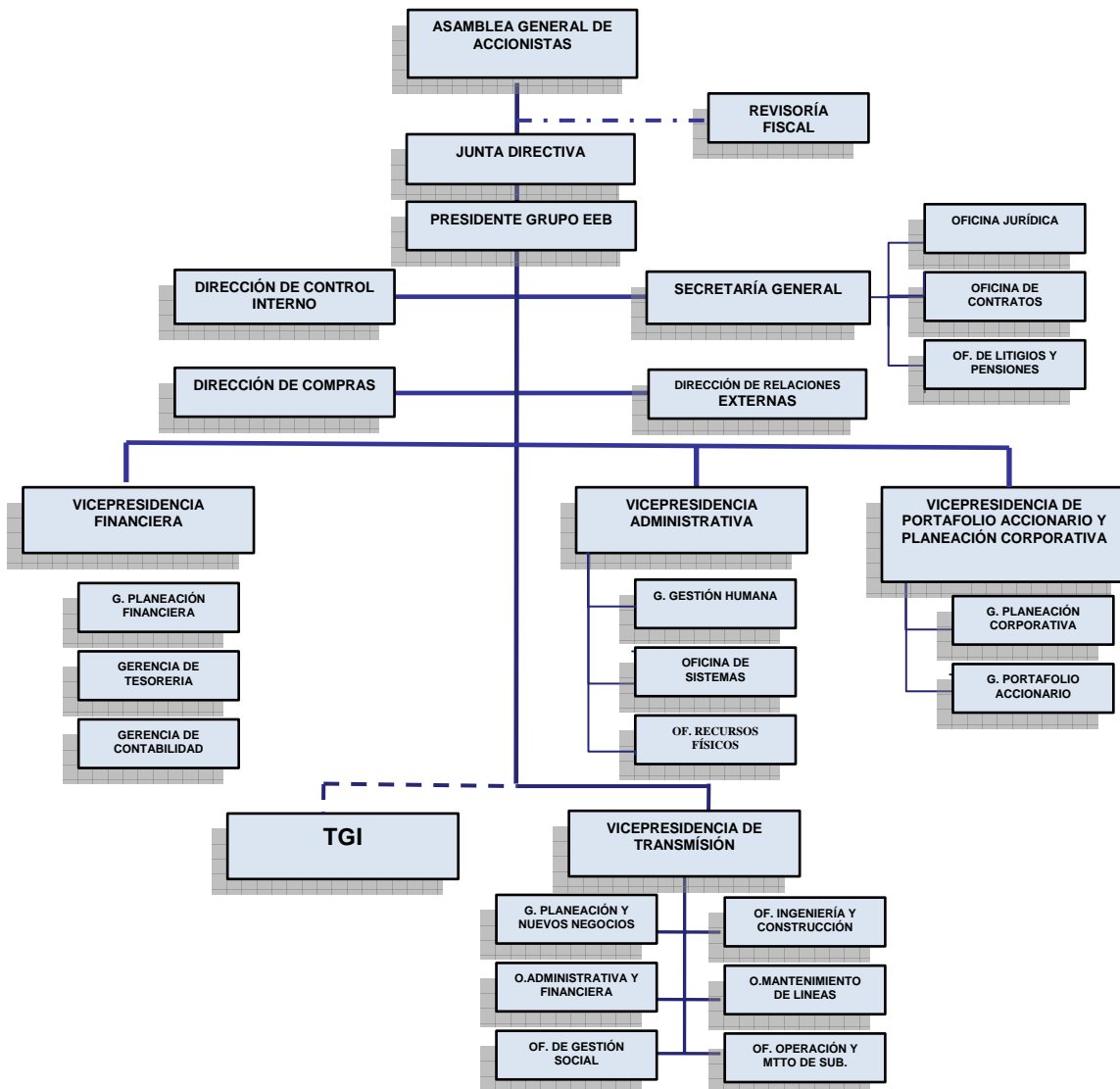
A. ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.

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.

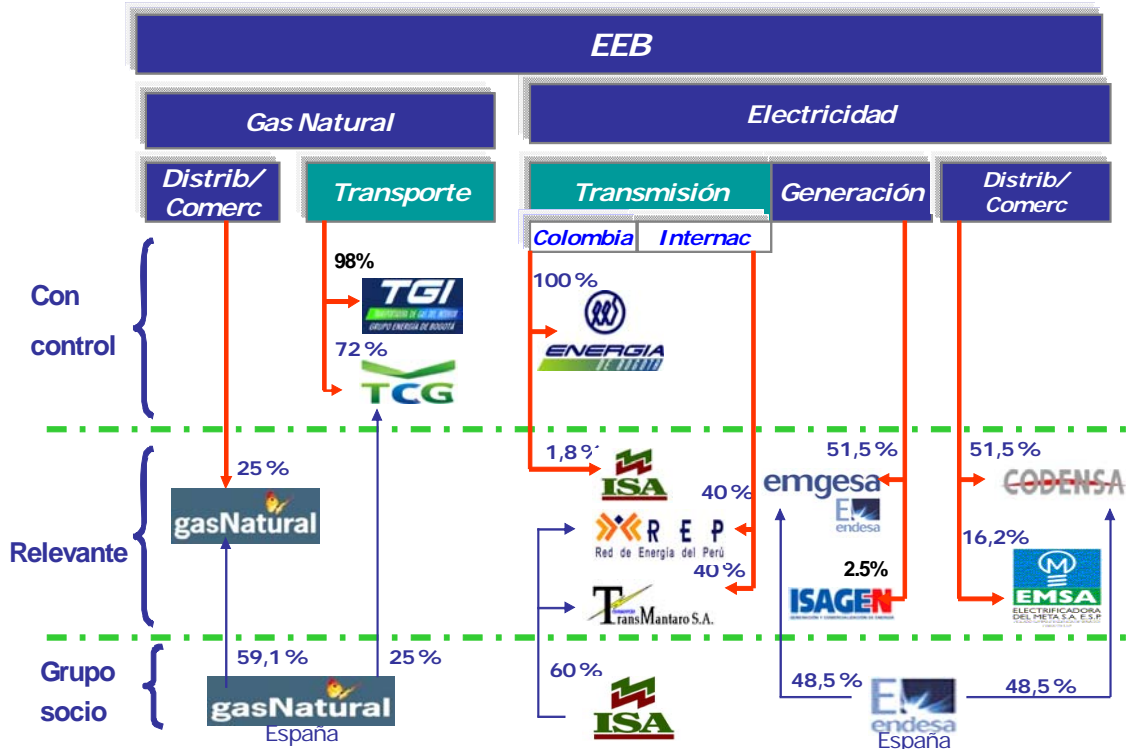
I. DESCRIPCION DE CUALQUIER CONVENIO O PROGRAMA QUE EXISTA PARA OTORGAR PARTICIPACION A LOS EMPLEADOS EN EL CAPITAL DEL EMISOR

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 Sintraelec.

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.

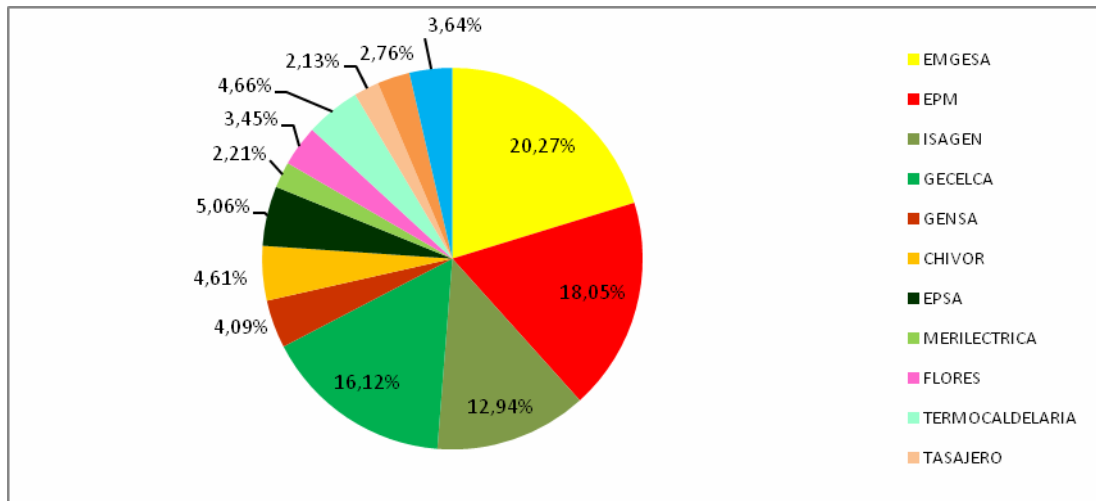
La siguiente tabla resume información financiera seleccionada de Emgesa:

	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

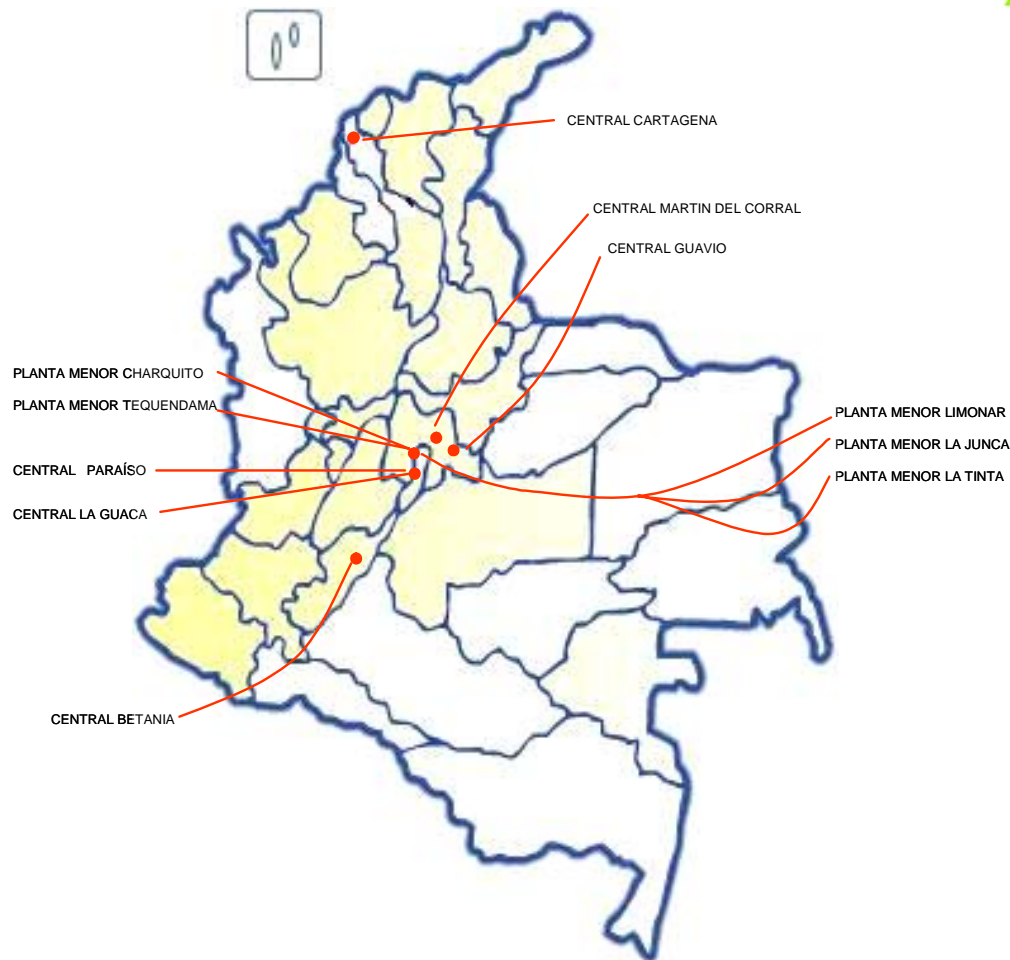
Instalaciones de Generación Eléctrica de Emgesa

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.

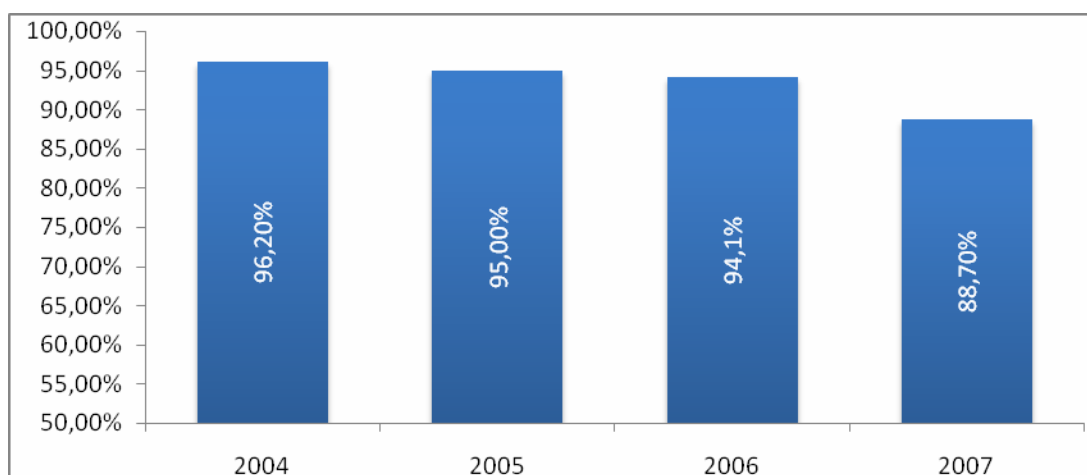
(3) En febrero de 2007 la central Guavio aumentó su capacidad a 1200MW

(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

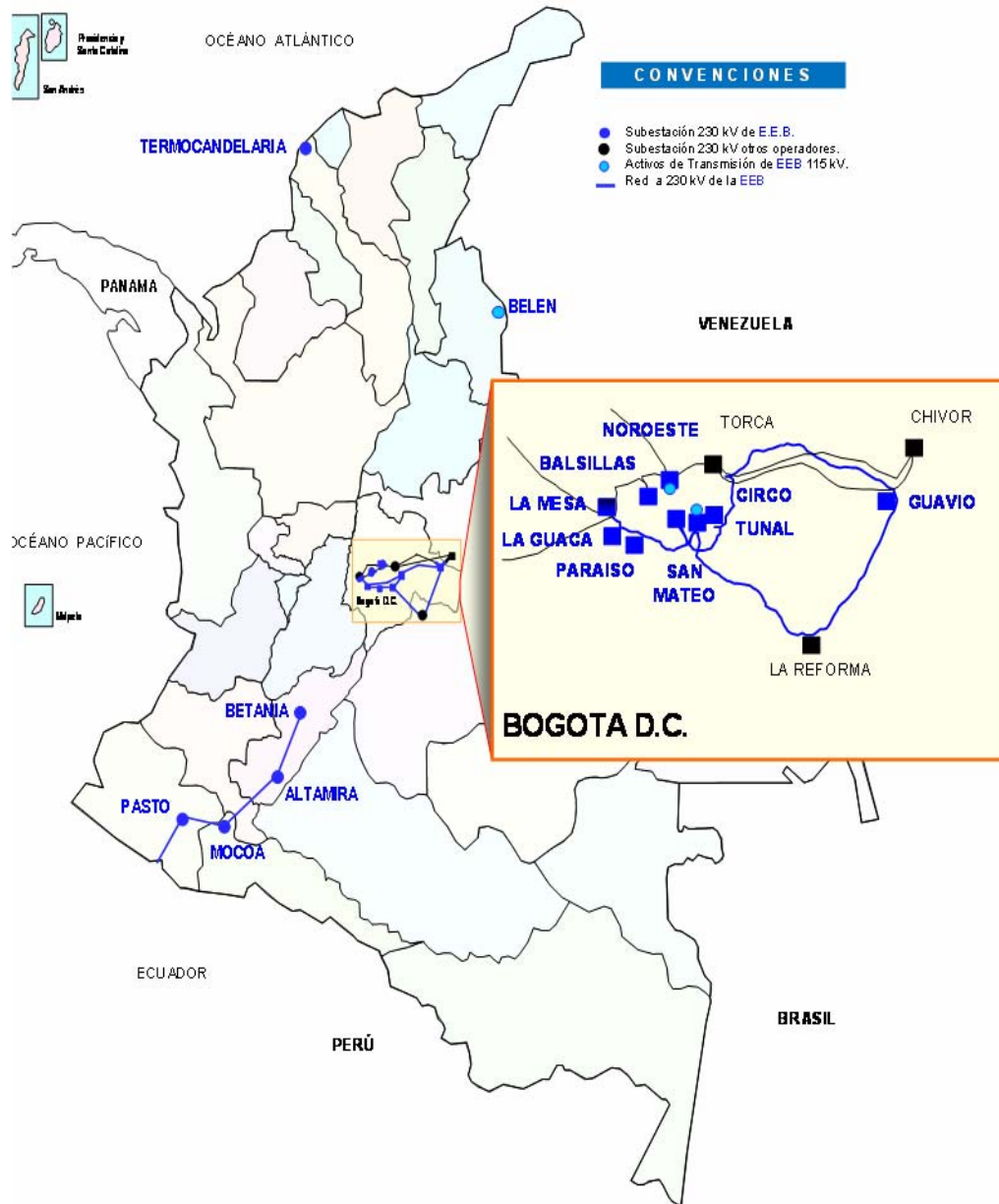
participación de sus activos dentro del monto total de activos del sistema, restándoles las penalidades por la indisponibilidad de sus activos con base en la regulación definida por la CREG.

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

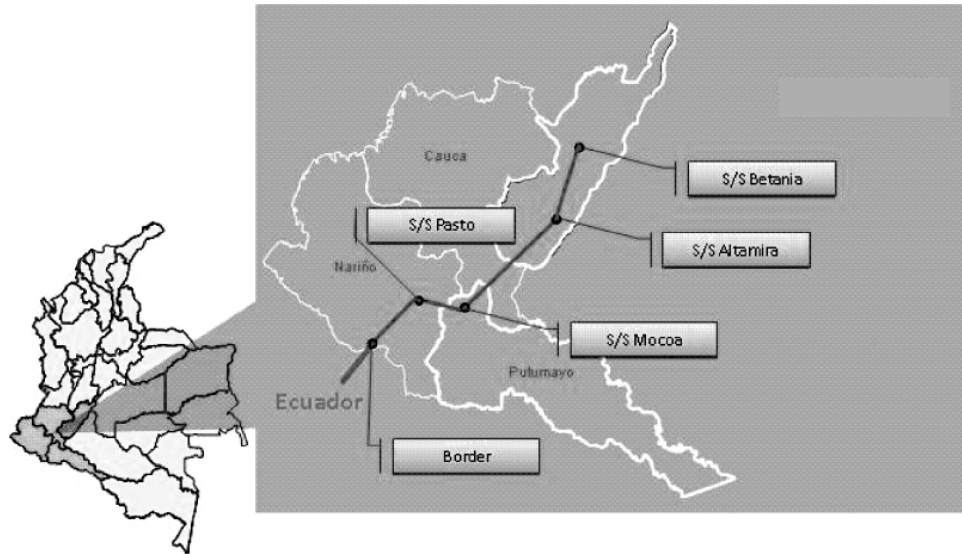


Entre el 2003 y el 2007 EEB invirtió alrededor de Col\$156.000 millones, (aproximadamente USD 73,74 millones) en la expansión de su red de transmisión. El plan de expansión de EEB para el periodo 2008 a 2010 incluye inversiones para reforzar la red en varias ubicaciones en Colombia y la construcción 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 equipo.

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 Transmataro 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.

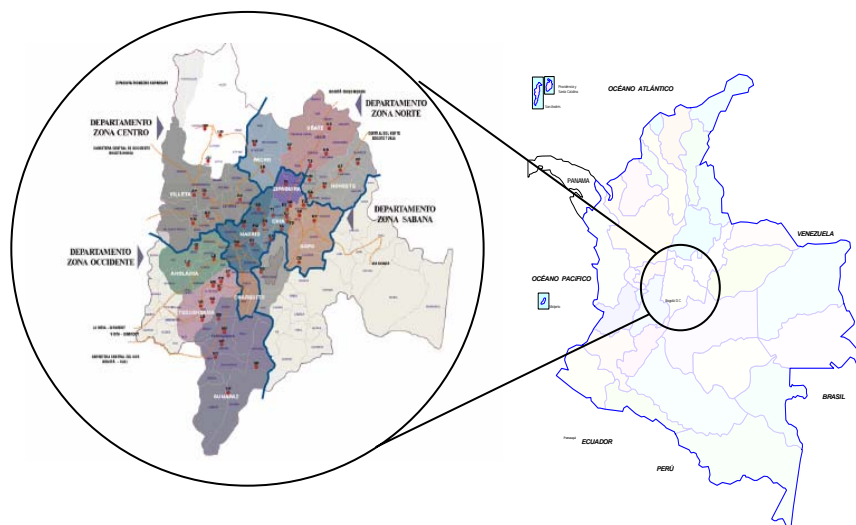
Bajo las leyes colombianas, EEB no ejerce el control sobre Codensa y consecuentemente, EEB no consolida los estados financieros de esa compañía.

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:

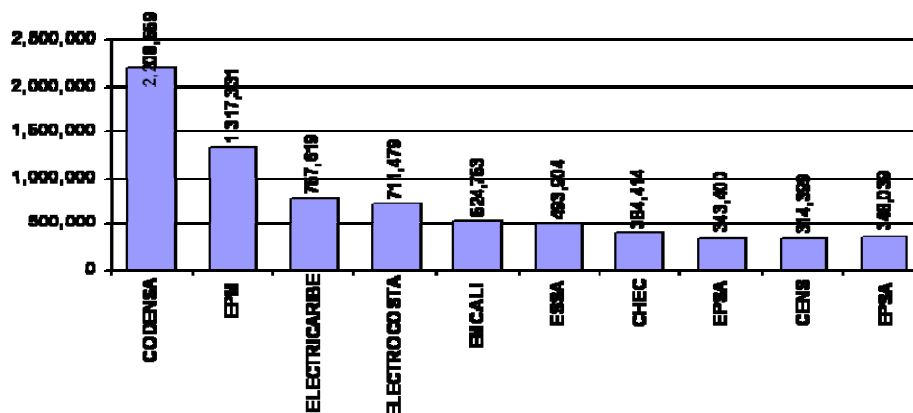
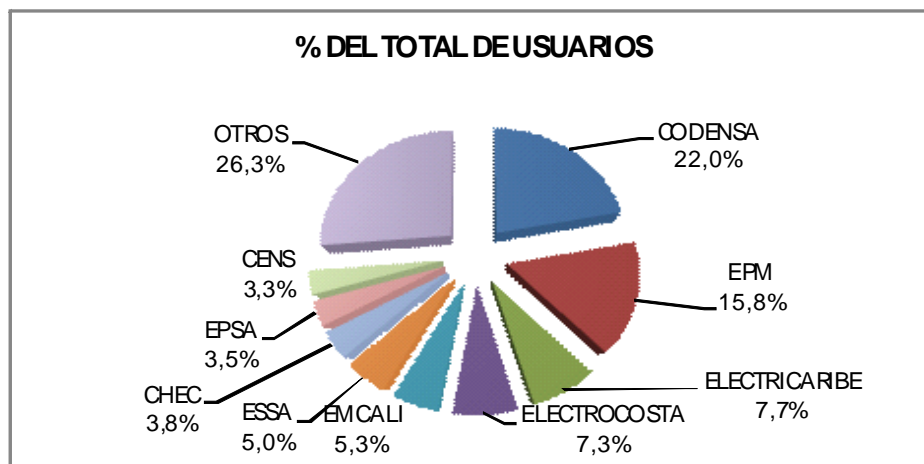
Año	Total (GWh)	Bolsa (GWh)
2007	7.957	427
2006	7.742	489
2005	7.092	349

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.

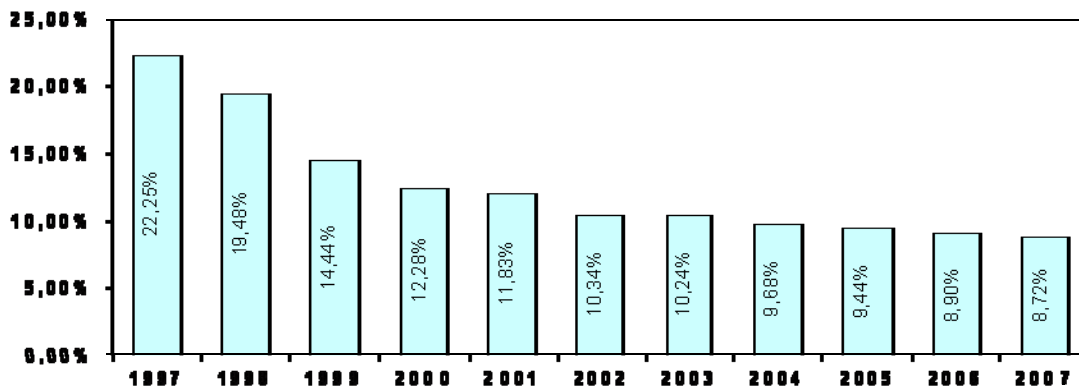
Pérdidas de Electricidad

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

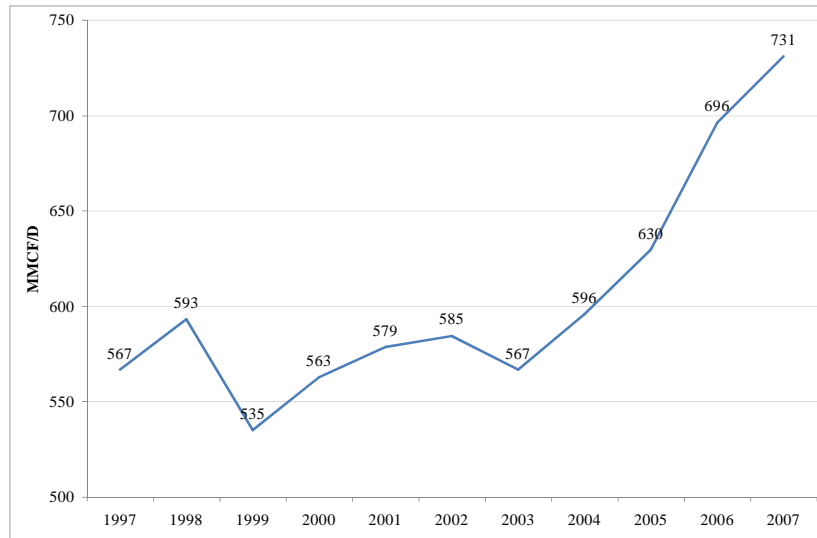
En abril de 2003, Colombia y Venezuela acordaron construir un gasoducto por una suma estimada en USD\$335 millones, de 400 a 500 MMPCD de capacidad de transporte

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 1999 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 Casacaà.

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

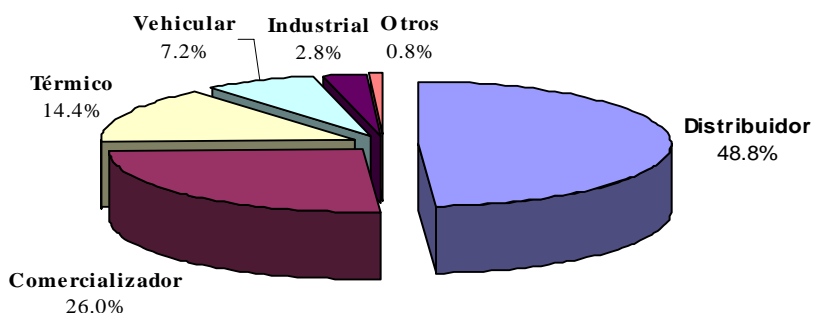
Todos los ingresos de TGI se derivan principalmente del negocio del transporte de gas. Los servicios de transporte de gas se suministran a través de contratos de transporte en firme o interrumpibles. Bajo los contratos de transporte interrumpibles, TGI transportará si existe capacidad no utilizada en 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.

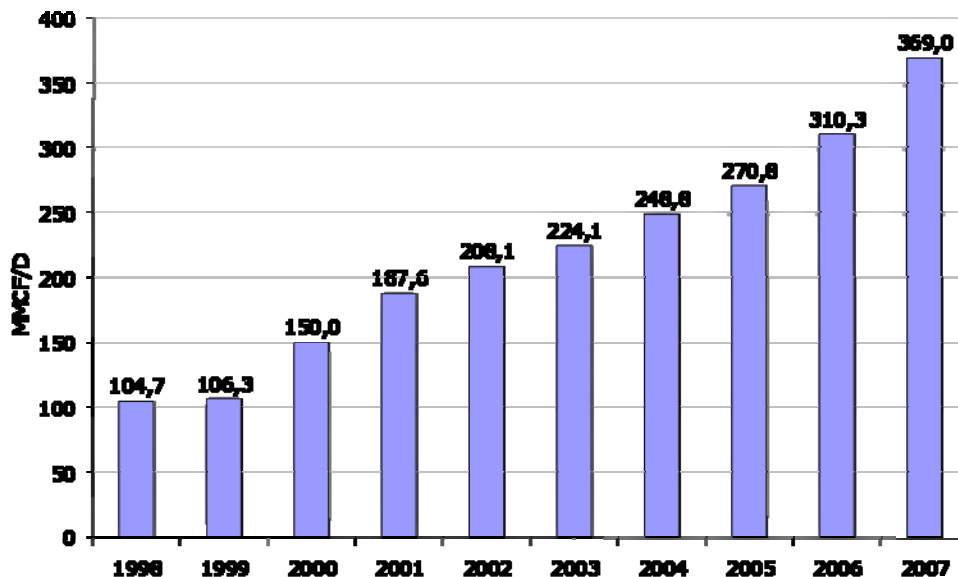
Además, TGI deriva aproximadamente el 49%, de sus ingresos de transporte de clientes que son compañías de distribución, lo que reduce el riesgo relacionado con una alta dependencia en los clientes del sector de generación eléctrico, tales como las condiciones hidrológicas, cambios en la producción industrial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

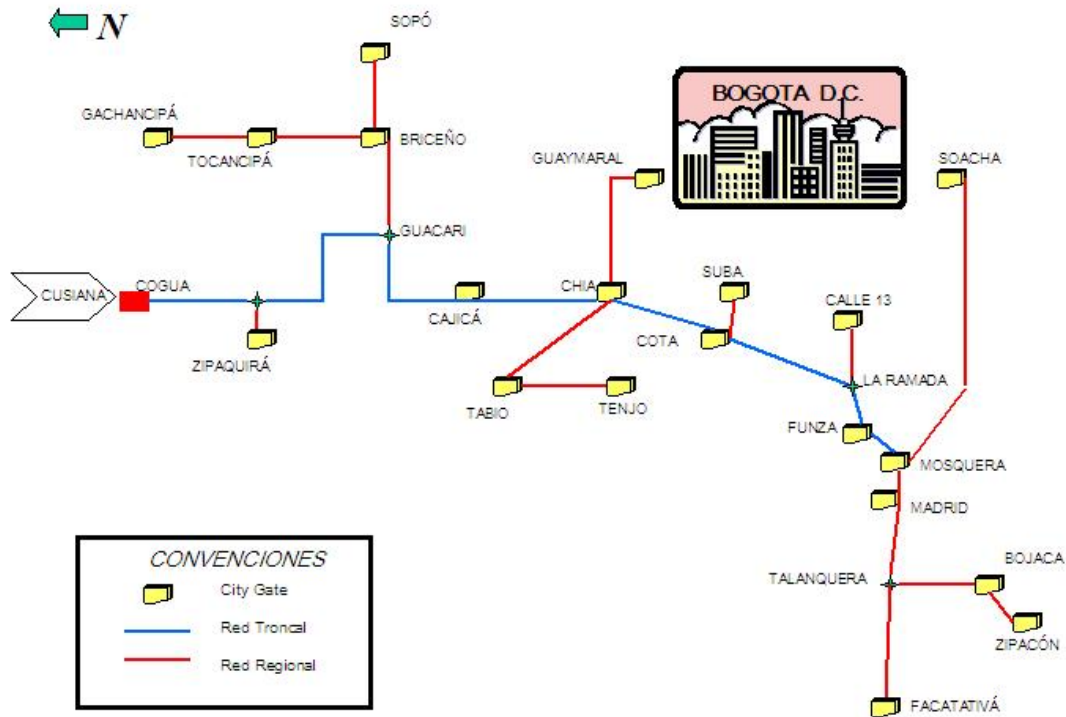
El Capex de inversión para el año 2006 ascendió a \$56.169 millones, representados principalmente por proyectos realizados para la ampliación de la capacidad de transporte, como la ampliación de la capacidad del gasoducto Ballena Barranca, construcción de estaciones compresoras y la construcción de redes 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
Consorcio 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
	444.595
Subtotal	450.162
Menos – Depreciación acumulada	(122.076)
Provisión para propiedades, planta y equipo	(33.696)
	\$ 294.390

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.

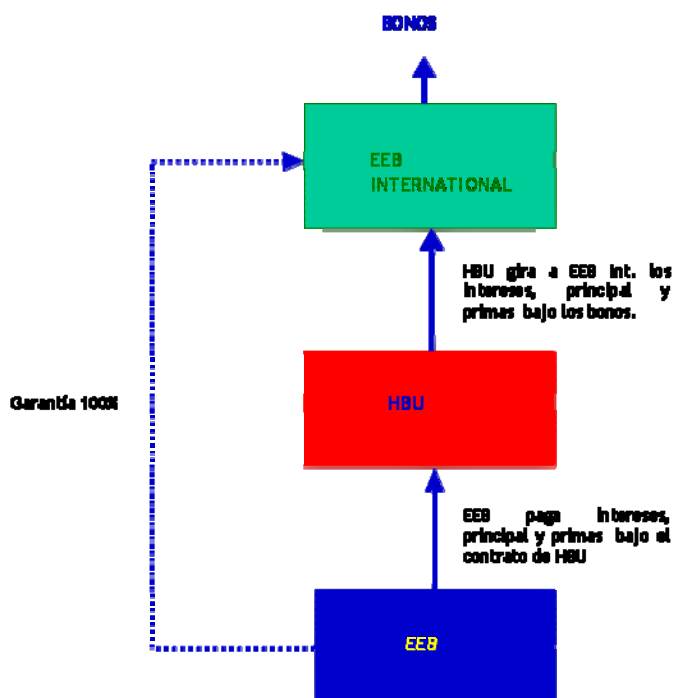
Además bajo la escritura que rige los Bonos EEB Int., EEB debe cumplir con las siguientes relaciones financieras:

- 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:

