COMPLEMENTO AL PROSPECTO DE INFORMACIÓN

EMISIÓN Y COLOCACIÓN DE ACCIONES ORDINARIAS DE
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. (EEB)

Actividad Principal

Emisor:	Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB), sociedad constituida en la República de Colombia e identificada con NIT 899.999.082-3.
Domicilio:	Bogotá D.C., en la Carrera 9 No. 73 – 44.
Actividad Principal:	El objeto social principal de la Entidad Emisora es la generación, transmisión y comercialización de energía incluido dentro de ella el gas y líquidos combustibles en todas sus formas.

Características de la Oferta

Clase de Valor Ofrecido:	Acciones ordinarias (Acciones Ordinarias).
Valor Nominal por Acción:	Cincuenta y tres pesos con sesenta centavos (COP 53.60).
Número de Acciones Ordinarias a Emitir:	EEB emite, para ser colocadas sin sujeción a los derechos de preferencia consagrados en los Estatutos Sociales, la Cantidad Base de la Emisión. En el evento en que la Cantidad Total Demandada exceda la Cantidad Base de la Emisión, el número de Acciones Ordinarias que se emitirá y colocará de pleno derecho por virtud del Reglamento, es decir, sin necesidad de una nueva Oferta o un nuevo reglamento de emisión y colocación de acciones, será igual al número menor entre la Cantidad Total Demandada y la Cantidad Máxima de la Emisión.
Cantidad Base de la Emisión:	Corresponde a 538,461,538 Acciones Ordinarias, las cuales representarían, en caso de ser suscritas en su totalidad, el 5.900549% del total de Acciones en Circulación de la Compañía.
Cantidad Máxima de la Emisión:	Corresponde a 769,230,769 Acciones Ordinarias, las cuales representarían, en caso de ser suscritas en su totalidad, el 8.221451% del total de Acciones en Circulación de la Compañía.
Precio de Suscripción:	Será el que determine la Junta Directiva de EEB y que será publicado en el Aviso de Oferta Pública.
Monto Mínimo a Demandar:	Cinco millones de pesos (COP 5,000,000). Este monto mínimo a demandar no se aplicará a los destinatarios que sean Accionistas Actuales o Vinculados Especiales, para quienes la inversión mínima será el precio correspondiente a una (1) Acción Ordinaria Ofrecida.
Monto Máximo a Demandar:	El Monto Máximo a Demandar por Aceptante corresponde a la Cantidad Base de la Emisión multiplicado por el Precio de Suscripción.
Ley de Circulación:	Las Acciones Ordinarias Ofrecidas son nominativas y circularán en forma desmaterializada.
Destinatarios de la Oferta:	Serán destinatarios de la Oferta Pública de las Acciones Ordinarias Ofrecidas, los Accionistas Actuales, los Vinculados Especiales, los Residentes en Bogotá, los Institucionales Colombianos, las Personas Jurídicas Extranjeras y el Público Inversionista en General, con sujeción a los requisitos y restricciones que se establecen en el Reglamento, en este Prospecto y en el Aviso de Oferta Pública.
Monto Total de la Emisión:	El monto total de la Emisión corresponde al resultado de multiplicar el número de Acciones Ordinarias Ofrecidas por el Precio de Suscripción.
Mecanismo de Colocación:	Colocación al mejor esfuerzo.
Mercado al que se Dirige:	Las Acciones Ordinarias Ofrecidas serán ofrecidas mediante Oferta Pública en el Mercado Principal.
Modalidad de Inscripción:	Las Acciones Ordinarias Ofrecidas están inscritas en el RNVE.
Bolsa de Valores:	Las Acciones Ordinarias Ofrecidas están inscritas en la BVC.
Vigencia de la Autorización de la Oferta:	La Vigencia de la Autorización de la Oferta será de quince (15) Días Hábiles contados a partir de la fecha de ejecutoria del acto administrativo que autorice la oferta pública de la Emisión.
Plazo de Suscripción:	El Plazo de Suscripción será de quince (15) Días Hábiles contados desde el Día Hábil de publicación del Aviso de Oferta Pública.
Estructurador y Agente Líder Colocador:	Corredores Asociados S.A. Comisionista de Bolsa.
Colocación de las Acciones Ordinarias Ofrecidas:	La colocación de las Acciones Ordinarias Ofrecidas se realizará a través de la Red de Distribución y bajo la modalidad de colocación al mejor esfuerzo.
Red de Distribución:	Está conformada por el Agente Líder Colocador y los agentes colocadores que serán definidos en el Aviso de Oferta

	Pública.
Asesores Legales:	Martínez Neira Abogados y López Montealegre Abogados.
Administrador de la Emisión:	Depósito Centralizado de Valores S.A., Deceval.
Derechos que Incorporan las Acciones Ordinarias Ofrecidas:	Los descritos en la sección D del capítulo 1 del presente Prospecto.
Comisiones y Gastos Conexos para los Suscriptores:	Los descritos en la sección K del capítulo 2 del presente Prospecto.

El presente Prospecto se realiza con fundamento en las disposiciones del parágrafo del artículo 5.2.1.1.4 del Decreto 2555 de 2010.

La Junta Directiva de EEB adoptó el Código de Buen Gobierno de la Compañía, cuyo texto se encuentra disponible para consulta por parte de los inversionistas en la oficina de atención al accionista de EEB y en la página web corporativa **www.eeb.com.co** en el vínculo "Relación con Inversionistas". La Compañía ha efectuado y efectuará, de acuerdo con la Circular Externa No. 028 de 2007, modificada, entre otras, por la Circular Externa 007 de 2011 de la SFC, el reporte anual de las prácticas de Gobierno Corporativo contenidas en el Código País.

La información financiera contenida en este Prospecto se presenta a 30 de junio de 2011. Desde el año 2008 toda información relevante del Emisor se encuentra y se encontrará a disposición de los interesados y del público en general en el RNVE y en la BVC.

Cualquier diferencia entre lo dispuesto en el Reglamento y el Prospecto se resolverá a favor de lo dispuesto en el Reglamento.

ADVERTENCIAS

LA INSCRIPCIÓN EN EL RNVE Y LA AUTORIZACIÓN DE LA OFERTA PÚBLICA NO IMPLICAN CALIFICACIÓN NI RESPONSABILIDAD ALGUNA POR PARTE DE LA SFC ACERCA DE LAS PERSONAS NATURALES O JURÍDICAS INSCRITAS, NI SOBRE EL PRECIO, LA BONDAD O LA NEGOCIABILIDAD DEL VALOR O DE LA RESPECTIVA EMISIÓN, NI SOBRE LA SOLVENCIA DE LA ENTIDAD EMISORA.

LA INSCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES ORDINARIAS EN LA BVC NO IMPLICA CERTIFICACIÓN SOBRE LA BONDAD DE LOS VALORES O LA SOLVENCIA DE LA ENTIDAD EMISORA POR PARTE DE LA BVC.

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

EL PROSPECTO NO CONSTITUYE UNA OFERTA NI UNA INVITACIÓN POR O A NOMBRE DE LA ENTIDAD EMISORA, EL ESTRUCTURADOR, EL AGENTE LÍDER COLOCADOR O LOS DEMÁS AGENTES COLOCADORES, A SUSCRIBIR O COMPRAR CUALQUIERA DE LOS VALORES SOBRE LOS QUE TRATA EL MISMO.

Estructurador y Agente Líder Colocador

CORREDORES ASOCIADOS
Comisionista de Bolsa

Asesores Legales

MARTINEZ NEIRA ABOGADOS

LOPEZ MONTEALEGRE & ASOCIADOS
ABOGADOS LTDA.

Adjudicador

BVC
BOLSA DE VALORES DE COLOMBIA

Depósito Central de Valores

Deceval

Septiembre de 2011

Tabla de Contenido

PARTE I - DE LOS VALORES 20

CAPÍTULO 1 - CARACTERÍSTICAS DE LOS VALORES, CONDICIONES Y REGLAS DE LA EMISIÓN 20

A. Clase de Valores Ofrecidos, Ley de Circulación y Negociación Secundaria 20
1. Clase de valor ofrecido 20
2. Ley de circulación y negociación secundaria 20

B. Número de Acciones Ordinarias a Emitir, Valor Nominal, Precio de Suscripción, Monto Mínimo a Demandar y Otras Definiciones 21
1. Número de Acciones Ordinarias a emitir 21
2. Valor nominal de las Acciones Ordinarias 21
3. Precio de Suscripción de las Acciones Ordinarias 21
4. Monto Total de la Emisión 21
5. Monto Mínimo a Demandar 21
6. Lote Mínimo a Demandar 21
7. Monto Máximo a Demandar 21
8. Lote Máximo a Demandar 22

C. Destinatarios de la Oferta Pública 22
D. Derechos de los Tenedores de las Acciones Ordinarias 22
E. Obligaciones de los Tenedores de las Acciones Ordinarias 22
F. Otras Características de la Emisión 23
1. Emisión totalmente desmaterializada 23
2. Reglas relativas a la reposición, fraccionamiento y englobe de los valores 23

G. Inscripción de las Acciones Ordinarias 23
H. Objetivos Económicos y Financieros de la Emisión 23
I. Medios a Través de los Cuales se Dará a Conocer la Información de Interés para los Inversionistas 24
J. Régimen Fiscal Aplicable a los Valores 24
K. Régimen Cambiario para las Personas Jurídicas Extranjeras 24
L. Entidad que Administrará la Emisión 25
1. Registrar el Macrotítulo representativo de la emisión 25
2. Registrar y anotar en cuenta información 25
3. Cobrar a la Entidad Emisora los derechos patrimoniales 25
4. Remitir informes al emisor 25
5. Actualizar la información 26
6. Llevar el libro de registro de accionistas 26

M. Funcionamiento del Mecanismo de Desmaterialización 27
1. Cálculo 27
2. Cobro y conciliación 27
3. Control de dividendos 27
4. Pagos de dividendos 28
5. Pagos de dividendos abono en cuenta 28
6. Control de impuestos y retenciones 28

N. Obligaciones de la Entidad Emisora 28
1. Frente a los titulares de las Acciones Ordinarias 28
2. Frente a la SFC 28

O. Proceso Requerido para Cambiar los Derechos Asociados a las Acciones Ordinarias 29
P. Convocatorias a las Asambleas Ordinarias y Extraordinarias de Accionistas 29
Q. Convenios que Afectan el Cambio en el Control de la Entidad Emisora 30
R. Fideicomisos en los que se Limitan los Derechos Corporativos que Confieren las Acciones Ordinarias 30

S. Cláusulas Estatutarias o Acuerdos entre Accionistas que Limiten o Restrinjan a la Administración de la Compañía o a sus Accionistas 30
T. Restricciones para la Negociación 30
U. Valor Patrimonial de la Acción 31
V. Histórico de la Cotización Promedio y Volumen Transado de las Acciones de EEB 31

CAPÍTULO 2 – CONDICIONES DE LA OFERTA PÚBLICA Y DE LA COLOCACIÓN 33
A. Vigencia de la Autorización de la Oferta 33
1. Vigencia de la Autorización de la Oferta 33
2. Cómputo de Plazos 33
B. Modalidad para Adelantar la Oferta 33
C. Medios a través de los cuales se Formulará la Oferta Pública 33
D. Plazo de Suscripción 33
E. Procedimiento de Colocación de la Emisión 33
1. Colocación de las Acciones Ordinarias Ofrecidas 33
2. Red de Distribución 33
3. Etapas de la emisión y colocación de Acciones Ordinarias Ofrecidas 34
a. Etapa de promoción preliminar 34
b. Etapa de preventa 34
c. Etapa de recepción de Aceptaciones 35
d. Etapa de verificación de base de datos 35
e. Etapa de validación, Adjudicación y notificación 35
f. Etapa de cumplimiento financiero y anotación en cuenta 36
4. Reglas para presentar Aceptaciones 36
5. Forma de aceptar la Oferta Pública 37
6. Otras condiciones de la Aceptación 37
7. Otros aspectos 37
8. Vacíos y dudas que se presenten 37
9. Información adicional sobre las Acciones Ordinarias Ofrecidas 37
F. Mecanismo de Adjudicación de las Acciones Ordinarias Ofrecidas 37
G. Información sobre Resultados de la Adjudicación 42
H. Forma y Plazo de Pago de las Acciones Ordinarias Ofrecidas 42
I. Prima en colocación de acciones 42
J. Costos y Gastos del Depositante Directo 43
K. Comisiones y Gastos Conexos 43
L. Mercado Secundario y Metodología de Valoración 43
M. Mecanismos para la Prevención del Lavado de Activos 43
N. Acciones Ordinarias No Suscritas 44

PARTE II - INFORMACIÓN DE LA ENTIDAD EMISORA 45

CAPÍTULO 3 – CONSIDERACIONES DE INVERSIÓN 45
A. Enfoque en Monopolios Naturales 46
1. Ingresos Estables y Crecientes: 46
2. 80% de los Ingresos Provienen de Negocios Regulados: 46
3. Líderes en el Sector Gas Natural: 47
4. Líderes en el Sector Eléctrico: 47
B. Crecimiento en Negocios con Control 48
1. Consolidando la Estrategia: 48
2. Adquisiciones y Proyectos Recientes: 48
3. Fuerte Presencia en Países Atractivos – Gas Natural: 49
4. Fuerte Presencia en Países Atractivos – Electricidad: 49

C. Ambiciosos Proyectos en Ejecución 50
1. Proyectos en Ejecución por USD 3 Billones en Electricidad y Gas natural en Colombia, Perú y Guatemala: 50
D. Amplio Acceso a los Mercados de Capitales 51
1. Experiencia Comprobada para Financiar Expansión: 51
2. Mercado de Capitales Reconoce Acertada Estrategia: 52
E. Adecuado Marco Regulatorio 52
1. Regulación Estable y Apropiada en Sectores Estratégicos: 52
F. Experimentados Socios y Administradores 53
1. Equipo Directivo con Track Record Probado: 53
2. Socios de Clase Mundial: 54

CAPÍTULO 4 – GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ 55
A. Estructura del Grupo Energía de Bogotá 55
B. Historia del Grupo Energía de Bogotá 55
C. Estrategia del Grupo Energía EEB 56
D. Resultados Financieros Consolidados 57
E. Proyectos de Expansión 59

CAPÍTULO 5 – EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. 61
A. Situación Legal, Duración y Causales de Disolución del Emisor 62
1. Forma Jurídica de EEB 62
2. Duración 62
3. Causales de Disolución 62
a. Por imposibilidad de desarrollar el objeto social, terminación del mismo o extinción de la cosa esencial que determine la explotación de su objeto 62
b. Por reducción del mínimo de accionistas demandado por la Ley 62
c. Por decisión de autoridad competente con fundamento en las causales taxativamente estipuladas en la Ley 62
d. Por reducción del patrimonio neto por debajo del cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito, por pérdidas en el ejercicio 62
e. Por concentración de la totalidad de las acciones en manos de un solo accionista 62
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 62
4. Escritura de Constitución y Última Reforma Estatutaria 62
5. Domicilio Principal 62
B. Negocio de EEB y Portafolio de Inversiones 62
C. Estructura Organizacional de la Entidad Emisora 63
D. Asamblea de Accionistas 63
E. Junta Directiva 64
F. Mecanismos Adoptados para Garantizar Independencia 66
G. Personal Directivo 66
H. Personas que Ejercen la Revisoría Fiscal 66
I. Convenios o Programas para Otorgar Participación a los Colaboradores en el Capital de la Entidad Emisora 66
J. Protecciones Gubernamentales e Inversiones de Fomento 67
K. Capital Autorizado, Suscrito y Pagado del Emisor 67
L. Política de Dividendos del Emisor 67
M. Principales Activos del Emisor 67
N. Créditos o Contingencias que Representan 5.0% o Más del Pasivo Total 69
O. Obligaciones Financieras de la Entidad Emisora 69
P. Procesos Pendientes que Representen 5.0% o Más del Pasivo Total 70
Q. Valores Inscritos en el RNVE 70
R. Títulos de Deuda Vigentes que se han Ofrecido Públicamente 70
S. Garantías Relevantes Otorgadas a Favor de Terceros 70
T. Relaciones Laborales de la Sociedad 70

U. Impacto de la Inflación y de las Fluctuaciones en el Tipo de Cambio 71
V. Empréstitos u Obligaciones Convertibles, Canjeables o Bonos Convertibles en Acciones 71
W. Operaciones con Compañías Vinculadas, sus Accionistas, Directivos y Administradores 71
X. Coberturas Cambiarias 72
Y. Restricciones Acordadas con las Subordinadas para transferir Recursos a la Sociedad 72
Z. Patentes, Marcas y otros Derechos de la Propiedad del Emisor 72
AA. Principales Mercados en los que participa el Emisor y Grado de Dependencia de Proveedores y Clientes 72
BB. Compromisos en Firme del Emisor 72

CAPÍTULO 6 – EMPRESAS DEL GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ – ENERGÍA ELÉCTRICA 73
A. Emgesa S.A. E.S.P. - Emgesa 73
1. Descripción del negocio 73
2. Aspectos claves del negocio 78
3. Resultados financieros 78
4. Inversiones 80
B. ISAGEN S.A. E.S.P. - ISAGEN 81
1. Descripción del negocio 81
2. Aspectos claves del negocio 81
3. Resultados financieros 82
4. Inversiones 83
C. Transmisión Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. – Transmisión EEB 84
1. Descripción del negocio 84
2. Aspectos claves del negocio 84
3. Resultados financieros 85
4. Inversiones 85
D. Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. - ISA 86
1. Descripción del negocio 86
2. Aspectos claves del negocio 87
3. Resultados financieros 87
4. Inversiones 88
E. Red de Energía del Perú S.A. - REP 89
1. Descripción del negocio 89
2. Aspectos claves del negocio 90
3. Resultados financieros 90
4. Inversiones 92
F. Consorcio Transmantaro S.A. - CTM 93
1. Descripción del negocio 93
2. Aspectos claves del negocio 93
3. Resultados financieros 94
4. Inversiones 95
G. Transportadora de Energía de Centroamérica S.A. - Trecsa 96
H. Codensa S.A. E.S.P. - Codensa 97
1. Descripción del negocio 97
2. Aspectos claves del negocio 98
3. Resultados Financieros 98
4. Inversiones 100
I. Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. - EEC 101
1. Descripción del negocio 101
2. Aspectos claves del negocio 102
3. Resultados financieros 102
4. Inversiones 103
J. Electrificadora del Meta S.A. E.S.P. - EMSA 104
1. Descripción del negocio 104

2. Aspectos claves del negocio 104
3. Resultados financieros 105
4. Inversiones 106

CAPÍTULO 7 – EMPRESAS DEL GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ – GAS 108
A. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. - TGI 108
1. Descripción del negocio 108
2. Aspectos claves del negocio 109
3. Resultados financieros 110
4. Inversiones 112
B. Promigas S.A. E.S.P. - Promigas 114
1. Descripción del negocio 114
2. Aspectos claves del negocio 116
3. Resultados financieros 116
4. Inversiones 117
C. Gas Natural S.A. E.S.P. - Gas Natural 119
1. Descripción del negocio 119
2. Aspectos claves del negocio 121
3. Resultados financieros 121
4. Inversiones 122
D. CONTUGAS S.A.C. - Contugas 123
E. Gas Natural de Lima y Callao S.A. - Cálidda 125
1. Descripción del negocio 125
2. Aspectos claves del negocio 126
3. Resultados financieros 127
4. Inversiones 128

CAPÍTULO 8 – ESTADOS FINANCIEROS DE LA ENTIDAD EMISORA Y LAS EMPRESAS DEL GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ 129
A. Estados Financieros Consolidados de EEB para los Periodos Comprendidos entre Enero y Junio de 2011 y 2010 129
B. Estados Financieros Consolidados de EEB para los Periodos Terminados el 31 de Octubre de 2010 y el 31 de Diciembre de 2010 129
C. Estados Financieros Consolidados de EEB para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2009 y 2008 129
D. Estados Financieros Individuales de EEB para los Periodos Comprendidos entre Enero y Junio de 2011 y 2010 129
E. Estados Financieros Individuales de EEB para los Periodos Terminados el 31 de Octubre de 2010 y el 31 de Diciembre de 2010 129
F. Estados Financieros Individuales de EEB para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2009 y 2008 129
G. Estados Financieros de TGI para los Periodos Terminados el 31 de Diciembre de 2010 129
H. Estados Financieros de TGI para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2009 y 2008 129
I. Estados Financieros de DECSA para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2010 y 2009 129
J. Estados Financieros de DECSA para el Periodo Comprendido entre el 12 de Febrero de 2009 (Fecha de Constitución) y el 31 de Diciembre de 2009 129
K. Estados Financieros de Cálidda para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2010 y 2009 129
L. Estados Financieros de Cálidda para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2009 y 2008 129
M. Estados Financieros de Contugás para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2010 y 2009 129
N. Estados Financieros de EEC para el Año Terminado el 31 de Diciembre de 2010 y el Periodo de Diez (10) Meses Terminado el 31 de Diciembre de 2009 129
O. Estados Financieros de Trecsa para el Periodo de Once (11) Meses Terminado el 31 de Diciembre de 2010 129

CAPÍTULO 9 – INFORMACIÓN SOBRE RIESGOS DE LA ENTIDAD EMISORA Y LAS EMPRESAS DEL GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ 130
A. Riesgos del entorno de negocios 130
B. Riesgos de construcción 130

C. Riesgos operacionales 130
D. Riesgo de mercado 130
E. Riesgo de nivel de endeudamiento 131
F. Riesgos Relacionados con Asuntos Legales, Políticos y Regulatorios 131
G. Riesgos Reputacional y Político 131
H. Riesgos Relacionados con el Precio de Suscripción 131

PARTE III – CERTIFICACIONES 132

CAPÍTULO 10 – CONSTANCIAS DE DEBIDA DILIGENCIA 132
A. Constancia del Representante Legal de la Entidad Emisora 132
B. Certificación del Representante Legal y del Contador Público de la Entidad Emisora 133
C. Certificación del Revisor Fiscal de la Entidad Emisora 134
D. Certificación del Estructurador y Agente Líder Colocador 135

PARTE IV – ANEXOS 136

CAPÍTULO 11 – ANEXOS 136
A. Estados Financieros Consolidados de EEB para los Periodos Comprendidos entre Enero y Junio de 2011 y 2010 136
B. Estados Financieros Consolidados de EEB para los Periodos Terminados el 31 de Octubre de 2010 y el 31 de Diciembre de 2010 136
C. Estados Financieros Consolidados de EEB para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2009 y 2008 136
D. Estados Financieros Individuales de EEB para los Periodos Comprendidos entre Enero y Junio de 2011 y 2010 136
E. Estados Financieros Individuales de EEB para los Periodos Terminados el 31 de Octubre de 2010 y el 31 de Diciembre de 2010 136
F. Estados Financieros Individuales de EEB para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2009 y 2008 136
G. Estados Financieros de TGI para los Periodos Terminados el 31 de Diciembre de 2010 136
H. Estados Financieros de TGI para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2009 y 2008 136
I. Estados Financieros de DECSA para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2010 y 2009 136
J. Estados Financieros de DECSA para el Periodo Comprendido entre el 12 de Febrero de 2009 (Fecha de Constitución) y el 31 de Diciembre de 2009 136
K. Estados Financieros de Cálidda para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2010 y 2009 136
L. Estados Financieros de Cálidda para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2009 y 2008 136
M. Estados Financieros de Contugás para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2010 y 2009 136
N. Estados Financieros de EEC para el Año Terminado el 31 de Diciembre de 2010 y el Periodo de Diez (10) Meses Terminado el 31 de Diciembre de 2009 136
O. Estados Financieros de Trecsa para el Periodo de Once (11) Meses Terminado el 31 de Diciembre de 2010 136

AVISO

La información contenida en este Prospecto o proporcionada posteriormente a cualquier persona, ya sea en forma verbal o escrita, respecto de una operación que involucre valores emitidos por EEB, no debe considerarse como una asesoría legal, tributaria, fiscal, contable, financiera, técnica o de otra naturaleza a cualquiera de dichas personas por parte de EEB o Corredores Asociados S.A. Comisionista de Bolsa.

EEB es una sociedad existente y debidamente constituida con domicilio principal en la República de Colombia.

Se entenderá que la referencia a las Leyes, normas y demás regulaciones citadas en el Prospecto se extenderá a aquellas que las regulen, modifiquen o sustituyan.

Ni EEB, ni los asesores de aquella tendrán la obligación de reembolsar ni compensar a los potenciales inversionistas cualquier costo o gasto incurrido por éstos al evaluar el Prospecto, o incurrido de otra manera con respecto a la transacción.

APROBACIONES Y AUTORIZACIONES

Las Acciones Ordinarias fueron inscritas en el RNVE mediante Resolución No. 0972 del 20 de junio de 2008

La Asamblea General de Accionistas de EEB en sesión realizada el 9 de agosto de 2011, según Acta No 60, aprobó la emisión y colocación de Acciones Ordinarias hasta por un monto de COP 1.0 billón para ser ofrecidas sin sujeción a los derechos de preferencia consagrados en los Estatutos Sociales de EEB.

No obstante la renuncia al derecho de preferencia, el Mecanismo de Adjudicación de las Acciones Ordinarias Ofrecidas se asimila al derecho de suscripción preferencial ya que permite a los Accionistas Actuales aceptar la oferta por el número de Acciones Ordinarias que les permita mantener la misma participación en el capital social de la EEB en la Fecha de Corte. De manera que si la totalidad de los Accionistas Actuales aceptan la oferta, existe la posibilidad de que la totalidad de las Acciones Ordinarias ofrecidas sean suscritas por los Accionistas Actuales en el compartimento de Accionistas Actuales.

Por otra parte, la Junta Directiva de EEB aprobó en su reunión del día 29 de septiembre de 2011, según Acta No. 1481, el Reglamento.

La Oferta Pública de las Acciones Ordinarias Ofrecidas fue autorizada mediante Resolución No. 1722 del 5 de octubre de 2011 de la SFC.

Dichos registros y aprobación no constituyen una opinión de la SFC respecto a la calidad de los valores o la solvencia de la Entidad Emisora.

Los Inversionistas potenciales solamente deben basarse en la información contenida en este Prospecto y en el RNVE. Salvo por la información del Emisor en el RNVE, ni EEB ni Corredores Asociados han autorizado a persona alguna para entregar información que sea diferente o adicional a la contenida en este Prospecto. Si alguien suministra información adicional o diferente, no debe otorgársele validez alguna. Deberán asumir que la información de este Prospecto es exacta sólo en la fecha que aparece en la portada del mismo, sin tener en cuenta la fecha de entrega de este Prospecto o cualquier venta de las Acciones Ordinarias Ofrecidas.

La condición financiera, resultados de las operaciones y prospectos pueden variar después de la fecha que aparece en la portada de este Prospecto.

La información contenida en este Prospecto y en el RNVE se considera esencial para permitir una evaluación adecuada de la inversión por parte de Inversionistas potenciales.

OTRAS OFERTAS DE VALORES DE LA ENTIDAD EMISORA

Simultáneamente con el proceso de emisión de las Acciones Ordinarias Ofrecidas, EEB no se encuentra adelantando otras ofertas públicas o privadas de valores.

EEB tampoco ha solicitado otras autorizaciones para formular ofertas públicas o privadas de valores, cuya decisión por parte de la autoridad competente aún se encuentre en trámite.

Las Acciones Ordinarias Ofrecidas de EEB se encuentran inscritas en el RNVE y en la BVC para su negociación en el mercado secundario.

PERSONAS AUTORIZADAS PARA DAR INFORMACIÓN O DECLARACIONES SOBRE EL CONTENIDO DEL PROSPECTO

La persona autorizada para dar información o declaraciones sobre el contenido del presente Prospecto es el señor Juan Felipe González, quien podrá ser contactado en las oficinas principales de EEB ubicada en la Carrera 9 No. 73 – 44 Piso 5 en la ciudad de Bogotá D.C. También podrá ser contactado el señor Carlos Alberto Londoño Tobón en las oficinas principales de Corredores Asociados S.A. en la Carrera 7 No. 71 – 52 Torre B, Piso 16 en la ciudad de Bogotá D.C.

INTERÉS ECONÓMICO DE LOS ASESORES

El Agente Líder Colocador, los Agentes Colocadores y los asesores legales tienen un interés económico directo en la colocación de los valores, de acuerdo con los diferentes contratos suscritos con el Emisor.

No existe ningún otro asesor del proceso de emisión y colocación de Acciones Ordinarias de EEB en el marco de la Emisión que tenga un interés económico directo o indirecto que dependa del éxito de la colocación de las Acciones Ordinarias Ofrecidas.

INFORMACIÓN SOBRE LAS PERSONAS QUE HAN PARTICIPADO EN LA VALORACIÓN DE PASIVOS O ACTIVOS DE LA SOCIEDAD

La información contenida en este Prospecto ha sido suministrada por EEB y, en algunos casos, por diversas fuentes las cuales se encuentran debidamente identificadas en el cuerpo del documento.

Ninguna de las personas que ha participado en la valoración de pasivos o activos de la Entidad Emisora tiene interés económico directo o indirecto que dependa del éxito de la colocación de las Acciones Ordinarias.

INFORMACIÓN SOBRE VINCULACIONES ENTRE LA ENTIDAD EMISORA Y SUS ASESORES

Ninguno de los asesores involucrados en la elaboración del presente Prospecto es una sociedad vinculada al Emisor.

ADVERTENCIAS

Autorizaciones previas

Los Inversionistas interesados en adquirir las Acciones Ordinarias Ofrecidas deberán obtener por su cuenta y de manera previa a la aceptación de la Oferta Pública, cualquier autorización judicial, gubernamental, corporativa o de cualquier otra índole que por sus condiciones particulares puedan requerir.

Otras advertencias

ESTE PROSPECTO NO CONSTITUYE UNA OFERTA NI UNA INVITACIÓN POR O A NOMBRE DE LA ENTIDAD EMISORA, EL ESTRUCTURADOR, EL AGENTE LÍDER COLOCADOR O LOS DEMÁS AGENTES COLOCADORES, A SUSCRIBIR O COMPRAR CUALQUIERA DE LOS VALORES SOBRE LOS QUE TRATA EL MISMO.

ADVERTENCIAS EN RELACIÓN CON LA PROMOCIÓN PRELIMINAR

En cumplimiento de lo establecido en la Resolución 396 de 2004, se advierte que:

- El proceso sobre el cual versa la promoción preliminar que se realiza con este Complemento Preliminar al Prospecto de Información se encuentra en trámite de aprobación.

- El Complemento Preliminar al Prospecto no constituye una oferta pública vinculante, por lo cual éste puede ser complementado o corregido.

- No se pueden realizar negociaciones hasta que la oferta pública sea autorizada y oficialmente comunicada a sus destinatarios.

DECLARACIONES SOBRE EL FUTURO

Este Prospecto contiene manifestaciones enfocadas hacia el futuro de la Compañía, las cuales están incluidas en varios apartes del mismo. Tales manifestaciones incluyen información referente a estimaciones o expectativas actuales de la Compañía relacionadas con la futura condición financiera y con sus resultados operacionales. Se les advierte a los potenciales inversionistas que tales manifestaciones sobre el futuro no son una garantía del desempeño, que existe riesgo o incertidumbre de que se puedan presentar en el futuro y que los resultados reales pueden variar sustancialmente con respecto a las proyecciones sobre el futuro, debido a factores diversos.

RIESGO DE INVERTIR EN EL MERCADO DE RENTA VARIABLE

La inversión en las Acciones Ordinarias Ofrecidas, así como cualquier otra en el mercado de renta variable, supone riesgos e incertidumbre.

La rentabilidad que se puede generar de la tenencia de una Acción, es producto del nivel de los dividendos que pague dicha acción, y de las ganancias o pérdidas que el precio de dicha acción experimente mientras se es titular de ella.

En las inversiones de renta variable, como en el caso de las Acciones, la ganancia futura es incierta ya que puede verse afectada por los resultados de la empresa emisora, los factores de la economía y el comportamiento del mercado público de valores. A diferencia, las inversiones de renta fija, perciben un rendimiento fijo pactado de antemano.

El inversionista en Acciones puede superar las expectativas de ganancia, vía dividendos o vía la valorización del precio de la Acción, pero también puede que por diversas circunstancias no se devengue la utilidad calculada inicialmente y, eventualmente, se genere una pérdida. Es importante tener en cuenta que la inversión en Acciones es considerada de mediano y largo plazo.

Antes de realizar una inversión en valores de renta variable se debe tener en conciencia que se puede ganar o perder el capital invertido.

Se recomienda a todos los potenciales Inversionistas revisar con sus asesores el Capítulo 9 de este Prospecto, “Información sobre Riesgos de la Entidad Emisora y las Empresas del Grupo Energía de Bogotá”.

CRITERIOS PARA DETERMINAR LA COMPOSICIÓN DE SU PORTAFOLIO

La aversión o aceptación al riesgo y los riesgos asociados a cada inversión determinarán la composición de un portafolio de inversiones. A mayor riesgo existe una mayor expectativa de ganancia y bajo este principio financiero el inversionista diseña su portafolio.

Cuando se va a invertir en renta fija es necesario evaluar la solidez y respaldo del emisor de los valores, así como la rentabilidad frente a las condiciones ofrecidas en el mercado y las perspectivas de cambio, En el mercado de renta fija la rentabilidad de la inversión está dada por una tasa fija de interés, pactada para todo el período de duración de la inversión.

En el mercado de renta variable no está predeterminada ni asegurada la rentabilidad de la inversión, pues se encuentra ligada a las potenciales utilidades obtenidas por la empresa en la que se invierte, así como a las posibles variaciones en los precios de los valores por las condiciones existentes en el mercado.

Para inversiones de renta variable se debe considerar la solvencia del emisor, el nivel de bursatilidad, que es la categoría que otorga la SFC a las acciones que se negocian en la BVC, dependiendo del volumen y frecuencia de negociación, las expectativas del sector en el que se desenvuelve la empresa emisora, la evolución económica y política del país, etc.

BOLSA DE VALORES Y SOCIEDADES COMISIONISTAS

La BVC es una sociedad anónima por acciones, de carácter privado, sometida a la inspección y vigilancia permanente de la SFC, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley 964 de 2005. La BVC tiene como función principal la de organizar y mantener el adecuado funcionamiento del mercado de valores. La BVC es una plaza de negociación donde diariamente se transan los valores que en ella se encuentran registrados.

Las sociedades comisionistas son personas jurídicas profesionales, que ostentan la calidad de agentes del mercado de valores y que por lo tanto se encuentran inscritas en el Registro de Agentes del Mercado de Valores que lleva la SFC. En desarrollo de sus actividades de intermediación, las sociedades comisionistas se encuentran facultadas para celebrar y ejecutar el contrato de comisión sobre valores. En desarrollo de su labor, las sociedades comisionistas reciben órdenes impartidas por un cliente para proceder a la compra o venta de valores en las mejores condiciones que ofrezca el mercado, igualmente brindan asesoría a sus clientes, dándoles a conocer, de manera objetiva, las opciones que ofrece el mercado. Las sociedades comisionistas se encuentran sometidas a la inspección y vigilancia permanente de la SFC.

GLOSARIO DE TÉRMINOS DE LA EMISIÓN

Para efectos exclusivos de interpretación de este Prospecto, los términos que se incluyen en el presente Glosario, o que se definen en otras secciones de este documento y que en el texto del Prospecto aparecen con letra inicial en mayúscula, tendrán el significado que se les asigna a continuación. Los términos que denoten el singular también incluyen el plural y viceversa, siempre y cuando el contexto así lo requiera. Los términos que no estén expresamente definidos se entenderán en el sentido que les atribuya el lenguaje técnico correspondiente o, en su defecto, en su sentido natural y obvio, según el uso general de los mismos.

Acción: Valor de propiedad de carácter negociable representativo de una parte alícuota del patrimonio de una sociedad o compañía. Otorga a sus titulares derechos que pueden ser ejercidos colectivamente y/o individualmente.

Acciones en Circulación: Son las acciones emitidas y colocadas por una compañía emisora, cuya titularidad está en cabeza de los Accionistas para su libre negociación.

Acciones Ordinarias: Son las acciones ordinarias de EEB, que confieren a su titular todos los derechos inherentes a la calidad de accionista ordinario conforme a la ley y a los Estatutos Sociales de la Compañía.

Acciones Ordinarias Adjudicadas: Son las Acciones Ordinarias Ofrecidas que fueron objeto de adjudicación.

Acciones Ordinarias Demandadas: Son las Acciones Ordinarias que correspondan a Aceptaciones válidas, es decir, aquellas que cumplan con todos y cada uno de los requisitos previstos en el Reglamento, y cuya cantidad se ajuste a los límites aquí establecidos.

Acciones Ordinarias Ofrecidas: Son las Acciones Ordinarias de EEB, de valor nominal COP 53.60 cada una, inscritas en el RNVE y en la BVC, ofrecidas a los Destinatarios en los términos del presente Prospecto, cuya cuantía se establece en la forma prevista en el numeral 1 de la sección B del capítulo 1 del presente Prospecto.

Acciones Ordinarias Sobrantes: Corresponde al número de Acciones Ordinarias Ofrecidas que no son suscritas por los Accionistas Actuales a prorrata de su participación en el capital suscrito de EEB a la Fecha de Corte.

Accionista: Persona natural o jurídica propietaria de una o varias acciones de la Compañía.

Accionistas Actuales: Son todas aquellas personas, naturales o jurídicas, titulares de Acciones Ordinarias de la Compañía, que se encuentren inscritos en el libro de registro de accionistas en la Fecha de Corte, según certificación expedida por Deceval.

Aceptación: Es la manifestación por parte de los Aceptantes sobre su interés de adquirir Acciones Ordinarias Ofrecidas dentro del Plazo de Suscripción.

Aceptante o Inversionista: Persona natural o jurídica que acepte la Oferta Pública.

Adjudicatario: Persona natural o jurídica, nacional o extranjera, a quien se le hayan adjudicado Acciones Ordinarias Ofrecidas, en los términos del presente Prospecto.

Agente Adjudicador: La entidad encargada de realizar la Adjudicación.

Agente Colocador: Sociedad comisionista de bolsa a través de la cual se desarrollará la labor de promoción y colocación de las Acciones Ordinarias Ofrecidas.

Agente Líder Colocador: Es el Agente Colocador encargado de coordinar las labores del grupo de Agentes Colocadores. Para efectos de la presente Emisión, se trata de Corredores Asociados S.A. Comisionista de Bolsa.

Asamblea General de Accionistas: Constituida por los Accionistas de EEB reunidos con el quórum y en las condiciones previstas en los Estatutos Sociales de la Entidad Emisora.

Aviso de Oferta Pública: Es el aviso de Oferta de las Acciones Ordinarias Ofrecidas que será publicado por EEB en un diario de amplia circulación nacional y además, a discreción de la Entidad Emisora, en cualquier otro medio o en cualquier otro diario de circulación local o de amplia circulación nacional.

Beneficiarios Pensionales de EEB: Son las personas a quienes, a la Fecha de Corte, EEB les reconoce total o parcialmente las mesadas pensionales a través de los patrimonios autónomos constituidos con Fiducolombia S.A. y Consorcio Pensiones Energía (Fiduprevisora S.A. y Fidubogotá S.A.).

Bolsa de Valores de Colombia ("BVC"): Institución privada constituida para administrar el mercado accionario, de derivados y de renta fija del mercado de valores colombiano.

Cantidad Base de la Emisión: Corresponde a 538,461,538 de Acciones Ordinarias, nominativas, de capital, de valor nominal COP 53.60 cada una y libremente negociables, que se encuentran en reserva, las cuales representarían, en caso de ser suscritas en su totalidad, el 5.900549% del total de Acciones en Circulación de la Compañía.

Cantidad Máxima de la Emisión: Corresponde a 769,230,769 Acciones Ordinarias, nominativas, de capital, de valor nominal COP 53.60 cada una y libremente negociables, que se encuentran en reserva, las cuales representarían, en caso de ser suscritas en su totalidad, el 8.221451% del total de Acciones en Circulación de la Compañía.

Cantidad Total Demandada: Corresponde a la cantidad total de Acciones Ordinarias Demandadas en desarrollo de la presente Oferta.

Costo de Custodia: Es el costo que cobra Deceval por el servicio de custodia de valores inscritos en el RNVE.

Deceval: Depósito Centralizado de Valores de Colombia S.A.

Demanda por Adjudicar: En cualquier momento, corresponde al número de Acciones Ordinarias Demandadas por un Aceptante menos el número de Acciones Ordinarias que ya le hubiesen sido adjudicadas. Se dice que un Aceptante cuenta con Demandas por Adjudicar cuando el resultado de la mencionada operación, para el respectivo Aceptante, es mayor que cero (0). De esta manera, se entiende que la Demanda por Adjudicar de un Aceptante a quien no se le ha adjudicado, corresponde a la totalidad de su demanda.

Depositantes Directos: Son las entidades que, de acuerdo con el reglamento operativo de Deceval aprobado por la SFC, pueden acceder directamente a sus servicios y han suscrito el contrato de depósito de valores, bien sea a nombre y por cuenta propia y/o en nombre y por cuenta de terceros.

Depósito Centralizado de Valores: Es la entidad de carácter privado que, en caso de ser contratada por un Depositante Directo o por el emisor para tal fin, se encarga de recibir en depósito, custodiar y administrar los valores de la Compañía, así como de llevar el registro de las enajenaciones y gravámenes comunicados por el depositante respectivo.

Día Hábil: Es cualquier día que no sea sábado, domingo o feriado en la República de Colombia. Para estos efectos, se entenderá que los sábados no son días hábiles, a pesar de que algunas oficinas de la Red de Distribución que presten servicio los días sábados, domingos o feriados, puedan recibir Aceptaciones a la Oferta Pública durante dichos días. Las Aceptaciones recibidas los días no hábiles se entenderán recibidas el Día Hábil siguiente, siempre que éste se encuentre dentro del Plazo de Suscripción; de lo contrario, se estimarán extemporáneas.

Emisión: Conjunto de valores emitidos por una entidad, definidos y reglamentados por ésta conforme a las normas legales, a los cuales se dará origen en un mismo acto.

Emisor o Entidad Emisora: Se trata de EEB, la entidad que emitirá las Acciones Ordinarias Ofrecidas.

Empleados Activos de EEB: Son las personas que a la Fecha de Corte se encuentran vinculadas mediante cualquier modalidad de contrato de trabajo con EEB.

Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. ("EEB", "la Compañía", "la Entidad Emisora" o "el Emisor"): Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.

Estatutos Sociales: Compendio de normas que regulan el funcionamiento de la Compañía de acuerdo con lo establecido en las normas mercantiles de la República de Colombia.

Fecha de Adjudicación: Es el día identificado en el Aviso de Oferta, en el que el Agente Adjudicador informa la adjudicación de las Acciones Ordinarias de acuerdo con el Mecanismo de Adjudicación de Acciones Ordinarias Ofrecidas.

Fecha de Corte: Es el cierre (11:59 p.m.) del Día Hábil inmediatamente anterior a la fecha de publicación del Aviso de Oferta Pública.

Fecha de Emisión: Es la fecha de publicación del Aviso de Oferta Pública.

Fecha de Expedición de los Valores: Es la fecha de anotación en cuenta de las Acciones Ordinarias en Deceval.

Fecha de Suscripción: Es la fecha en que los Agentes Colocadores realizan el cumplimiento financiero de las Acciones Ordinarias Adjudicadas.

Fondo de Empleados de EEB: Es el Fondo de Empleados de EEB identificado con el NIT 800.220.004-5.

Institucionales Colombianos: Son las entidades aseguradoras, las corporaciones financieras, las sociedades fiduciarias, las sociedades administradoras de fondos de pensiones y cesantías, las sociedades comisionistas de bolsa miembros de la BVC, las sociedades administradoras de inversión, incluidos los fondos y carteras colectivas que todas las anteriores entidades administran, y los fondos mutuos de inversión, según consta en la página web de EEB y del Agente Líder Colocador, a la Fecha de Corte, y que tengan capacidad de adquirir las Acciones Ordinarias Ofrecidas de acuerdo con su régimen de inversión.

Inversión de Portafolio: Para los efectos del presente Prospecto, y conforme a lo dispuesto en el Decreto 2080 de 2000, se entiende por Inversión de Portafolio, la inversión de capitales del exterior realizada en valores inscritos en el RNVE.

Medio Verificable: Es aquel mecanismo adoptado por cada uno de los Agentes Colocadores, que permite el registro confiable del momento y de la información correspondiente a las órdenes recibidas. Este medio será, entre otros, las líneas telefónicas grabadas, las instrucciones recibidas por escrito con firma registrada con el Agente Colocador y las instrucciones recibidas por correo electrónico desde una dirección registrada con el Agente Colocador. Las instrucciones impartidas a través de estos medios verificables deberán estar asociadas a una orden registrada en el Libro Electrónico de Órdenes (LEO) de cada Agente Colocador.

Oferta Pública u Oferta: Es la oferta de las Acciones Ordinarias Ofrecidas, dirigida a los Accionistas Actuales, los Vinculados Especiales, los Residentes en Bogotá, las Personas Jurídicas Extranjeras, los Institucionales Colombianos y el Público Inversionista en General, definida en los términos establecidos en el artículo 6.1.1.1.1 del Decreto 2555 de 2010 y aprobada por la SFC.

Personas Jurídicas Extranjeras: Son las personas jurídicas, incluidas las entidades sin ánimo de lucro, que no tengan domicilio dentro del territorio nacional.

Prospecto de Información o Prospecto: Tiene el significado establecido en el artículo 5.2.1.1.4 del Decreto 2555 de 2010. Hace referencia específicamente al prospecto de información de la Emisión y Colocación de Acciones Ordinarias Ofrecidas de EEB.

Público Inversionista en General: Se refiere a todas las personas naturales y jurídicas, nacionales y extranjeras, que tengan capacidad de adquirir las Acciones Ordinarias Ofrecidas de acuerdo con la Ley.

Red de Distribución: Es la red a través de la cual los Destinatarios podrán presentar Aceptaciones.

Registro Nacional de Valores y Emisores o RNVE: Registro donde se inscriben las clases y tipos de valores, así como los emisores de los mismos y las emisiones que estos efectúen.

Reglamento de Emisión y Colocación o Reglamento: Se refiere al reglamento de emisión y colocación, aprobado por la Junta Directiva de la Entidad Emisora, que regula esta emisión y colocación de Acciones Ordinarias Ofrecidas.

Residentes en Bogotá: Son todas las personas naturales cuya dirección de residencia, según conste en el formulario de apertura de cuenta del respectivo Agente Colocador o en su última actualización, está en la ciudad de Bogotá D.C.

Sindicato de Trabajadores: Es el sindicato de trabajadores de la energía de Colombia (SINTRAELECOL), organización sindical nacional de industria, del sector eléctrico colombiano, identificada con el NIT 890.205.438-2.

Sobredemanda: Se trata de la cantidad de Acciones Ordinarias Demandadas en exceso de la Cantidad Base de la Emisión.

Superintendencia Financiera de Colombia ("SFC"): Organismo técnico adscrito al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, que, entre otras funciones, se dedica a preservar la estabilidad del sistema financiero, la confianza y la transparencia del mercado de valores colombiano.

Vinculados Especiales: Son los Empleados Activos de EEB, los Beneficiarios Pensionales de EEB, el Fondo de Empleados de EEB y el Sindicato de Trabajadores.

GLOSARIO DE TÉRMINOS DE LA INDUSTRIA

Para los efectos de la interpretación del presente Prospecto los términos que a continuación se definen tendrán el significado y alcance que se les asigna a continuación:

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Entidad colombiana responsable de la definición de la política de hidrocarburos.

ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales de Colombia.

BMME: El Ministério de Minas y Energía de Brasil (Ministério de Minas e Energia).

BOMT: Por sus cifras en Inglés: Build, Operate, Maintain and Transfer Contract. Es un contrato mediante el cual un tercero se compromete a construir, operar, mantener y transferir un activo.

BSIN: El sistema de Interconexión Nacional de Brasil (Sistema Interligado Nacional).

Buena Pro: Consiste en el acto administrativo cuya finalidad es declarar la propuesta que ha obtenido el mayor puntaje dentro de un Proceso de Selección. Posterior a la Buena Pro se realizan las actividades para la contratación, adelantos y garantías.

CAPT: Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión.

CND: Centro Nacional de Despacho de Electricidad de Colombia.

Código de Redes: El Código de Redes de Colombia promulgado de conformidad con la Resolución 025 del 13 de julio de 1995 de la CREG.

COES: Comité de Operación Económica del Sistema de Perú.

Combustóleo: Es un combustible residual de la destilación y craqueo del petróleo.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia. Entidad estatal colombiana encargada de la regulación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas natural.

Cuota de Fomento: Corresponde a recursos que Ecogás recaudaba de sus usuarios para ejecutar nuevos proyectos de infraestructura de gas natural.

Embalse: Es la acumulación de agua producida por una obstrucción en el lecho de un río o arroyo que cierra parcial o totalmente su cauce.

ENERGÍA EN FIRME: De acuerdo con la resolución de CREG No. 060 of 2007, energía en firme representa el volumen máximo de electricidad que puede producir una planta de generación continuamente durante un año en condiciones hidrológicas bajas.

ENFICC: Energía en Firme por Cargo por Confiabilidad.

ENS: Energía no Suministrada.

Estator: Es una parte fija de una máquina rotativa, la cual alberga una parte móvil (rotor).

Fenómeno de El Niño (o el Niño): es un fenómeno climático, que consiste en un cambio en los patrones de movimiento de las corrientes marinas en la zona intertropical provocando, en consecuencia, una superposición de aguas cálidas procedentes de la zona del hemisferio norte inmediatamente al norte del ecuador sobre las aguas de emersión muy frías que caracterizan la corriente de Humboldt; esta situación provoca estragos a escala mundial debido a las intensas lluvias, afectando principalmente a América del Sur, tanto en las costas atlánticas como en las del Pacífico.

Fenómeno de La Niña (o la Niña): La Niña es un fenómeno climático que forma parte de un ciclo natural global del clima conocido como El Niño-Oscilación del Sur (ENOS). Este ciclo global tiene dos extremos: una fase cálida conocida como El Niño y una fase fría, precisamente conocida como La Niña.

GNV: Gas natural vehicular.

GW: Gigavatio; unidad de potencia que equivale a 1,000 Mw.

GWh: Un gigavatio hora representa una hora de consumo de electricidad a una tasa constante de 1 GW.

Km: Kilómetro.

KPC: 1,000 pies cúbicos.

KPCD: 1,000 pies cúbicos por día.

kW: Kilovatio; es una unidad de potencia y representa la tasa a la cual la energía es producida. Equivale a 1,000 vatios.

kWh: Un kilovatio hora representa una hora de consumo o producción de electricidad a una tasa constante de 1 kW.

MEM: Mercado de Energía Mayorista de Colombia.

MEM: Ministerio de Energía y Minas del Perú.

Mercado no regulado: Es el mercado de energía eléctrica en que participan los usuarios no regulados y quienes los proveen de energía eléctrica.

Mercado regulado: Es el mercado de energía eléctrica en que participan los usuarios regulados y quienes los proveen de electricidad.

Mercado Secundario: Es el mercado de gas natural y de capacidad de transporte donde los remitentes con capacidad disponible secundaria y/o agentes con derechos de suministro de gas pueden comercializar libremente sus derechos contractuales.

Mercado Spot (o Bolsa de Energía): Sistema de información, manejado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, sometido a las reglas del Mercado Mayorista, en donde los generadores y comercializadores ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales

ejecute los contratos resultantes en la bolsa de energía, y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores.

MINEM: Ministerio de Energía y Minas de Perú.

MME: Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

MMm3/d: Un millón de metros cúbicos por día.

MMm3: Un millón de metros cúbicos.

MMPCD: Un millón de pies cúbicos por día.

MVA: Megavoltio amperio; unidad usada para medir la capacidad de un transformador.

MW: Un megavatio es una unidad de potencia equivalente a 1,000kW.

MWh: Un megavatio hora representa una hora de consumo de electricidad a una velocidad constante de 1 MW.

OEF Obligación de Energía en Firme: Vínculo resultante de la o del mecanismo que haga sus veces, que impone a un generador el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez.

OPIC: Overseas Private Investment Corporation.

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (autoridad regulatoria de la electricidad en Perú).

PC: Pies Cúbicos.

Pcd o pcd: pies cúbicos día.

PCMA: Porcentaje de Compensación Mensual del Activo.

PCSA: Porcentaje de Compensación Semanal del Activo.

Pérdidas de Energía: Es la energía perdida en un Sistema de Distribución y reconocida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Plantas Menores (o Centrales Menores): Es toda planta y/o unidad de generación con capacidad efectiva inferior a 20 MW. Se excluyen de esta definición los Autogeneradores o Cogeneradores.

PNE: Plan Energético Nacional.

R/P: Relación reservas producción. Estima la duración de las reservas dado el nivel de producción en un momento determinado.

SDL Sistema de Distribución Local: Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización.

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de Perú.

SIC: Sistema de Intercambio Comercial (sistema de liquidación y compensación para el MEM).

SIEPAC: Sistema de Interconexión de los Países de América Central.

SIN: Sistema Interconectado Nacional de Colombia, es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de Colombia.

STN: Sistema de Transmisión Nacional. Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con tensiones iguales o superiores a 220 kV en el lado de baja, y los correspondientes módulos de conexión.

STR: Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los Activos de Conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red.

TIE (Transacciones Internacionales de Electricidad): Transacciones horarias originadas por el despacho económico coordinado, entre los mercados de Corto Plazo de los países miembros de la Comunidad Andina, o países con los que se tenga una integración regulatoria de mercados eléctricos en las condiciones de la presente Resolución, a través de Enlaces Internacionales.

Tpc / tpc: Tera pies cúbicos.

UDM: Últimos doce meses.

UPME: Entidad estatal encargada de la planeación de los sectores de minas y energía en Colombia.

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.

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

VRN: Valor de Reposición a Nuevo.

PARTE I - DE LOS VALORES

CAPÍTULO 1 - CARACTERÍSTICAS DE LOS VALORES, CONDICIONES Y REGLAS DE LA EMISIÓN

A. Clase de Valores Ofrecidos, Ley de Circulación y Negociación Secundaria

1. Clase de valor ofrecido

Se ofrecen Acciones Ordinarias emitidas por EEB, nominativas, libremente negociables, sin sujeción a los derechos de preferencia consagrados en los Estatutos Sociales de EEB.

No obstante la renuncia al derecho de preferencia, el Mecanismo de Adjudicación de las Acciones Ordinarias Ofrecidas se asimila al derecho de suscripción preferencial ya que permite a los Accionistas Actuales aceptar la oferta por el número de Acciones Ordinarias que les permita mantener la misma participación en el capital social de la EEB en la Fecha de Corte. De manera que si la totalidad de los Accionistas Actuales aceptan la oferta, existe la posibilidad de que la totalidad de las Acciones Ordinarias Ofrecidas sean suscritas por los Accionistas Actuales en el compartimento de Accionistas Actuales.

Las Acciones Ordinarias serán ofrecidas mediante Oferta Pública en el Mercado Principal.

2. Ley de circulación y negociación secundaria

Las Acciones Ordinarias son valores nominativos y la transferencia de su titularidad se hará mediante anotación de los tenedores en cuenta de depósito en Deceval.

La enajenación y transferencia de los derechos individuales se hará siguiendo el procedimiento establecido en el Reglamento Operativo de Deceval, mediante registros y sistemas electrónicos de datos. La negociación de las Acciones Ordinarias se regirá por las normas colombianas.

Toda vez que las Acciones Ordinarias circularán de forma desmaterializada, en vez de títulos físicos, Deceval entregará una constancia de depósito de los títulos representativos de las Acciones Ordinarias a nombre del suscriptor.

Al momento de efectuar los registros o anotaciones en cuenta de depósito de los suscriptores de las Acciones Ordinarias, Deceval, en su calidad de Administrador de la Emisión, acreditará en la cuenta correspondiente las Acciones Ordinarias suscritas por el titular.

Las Acciones Ordinarias se encuentran inscritas en la BVC. En consecuencia, los titulares de las Acciones Ordinarias podrán negociarlas directamente o en el mercado secundario a través de los sistemas transaccionales de la BVC a partir del momento en que estas últimas se encuentren totalmente pagadas y Deceval realice la anotación en cuenta definitiva. Para estos efectos deberá tenerse en cuenta que, de acuerdo con el artículo 6.15.1.1.2 del Decreto 2555 de 2010, la compraventa de acciones inscritas en una bolsa de valores, como es el caso de las Acciones Ordinarias, que represente un valor igual o superior al equivalente en pesos de 66,000 UVR, deberá realizarse obligatoriamente a través de la bolsa de valores, salvo las excepciones legales.

Para efectos de la negociación de las Acciones Ordinarias en el mercado secundario a través de la BVC, los Inversionistas deberán dirigirse a las Sociedades Comisionistas de Bolsa que se encuentran listadas en el sitio web de la BVC www.bvc.com.co, donde además encontrarán los datos de contacto de las mismas. Cada comisionista de bolsa instruirá al Inversionista sobre todo lo relacionado con dicha negociación.

Toda vez que las Acciones Ordinarias circularán en forma desmaterializada, estas transacciones se legalizarán mediante la anotación en cuenta por parte de Deceval.

B. Número de Acciones Ordinarias a Emitir, Valor Nominal, Precio de Suscripción, Monto Mínimo a Demandar y Otras Definiciones

1. Número de Acciones Ordinarias a emitir

EEB emite, para ser colocadas sin sujeción a los derechos de preferencia consagrados en los Estatutos Sociales de EEB, la Cantidad Base de la Emisión.

En el evento en que la Cantidad Total Demandada exceda la Cantidad Base de la Emisión, el número de Acciones Ordinarias que se emitirá y colocará de pleno derecho por virtud del Reglamento, es decir, sin necesidad de una nueva Oferta o un nuevo Reglamento, se determinará adicionando a la Cantidad Base de la Emisión, un número de Acciones Ordinarias equivalente a un tercio (1/3) de la Sobredemanda.

En el evento en el que, con ocasión de la aplicación del porcentaje de la Sobredemanda a ser atendida, resulten fracciones de una acción, la cantidad de Acciones Ordinarias Ofrecidas se aproximará al número entero inferior.

En ningún caso, la cantidad de Acciones Ordinarias a adjudicar en desarrollo de la presente Oferta podrá exceder la Cantidad Máxima de la Emisión.

2. Valor nominal de las Acciones Ordinarias

El valor nominal de cada Acción Ordinaria es de cincuenta y tres pesos con sesenta centavos (COP 53.60).

3. Precio de Suscripción de las Acciones Ordinarias

Las Acciones Ordinarias Ofrecidas se suscribirán al precio determinado por la Junta Directiva de EEB, conforme a la autorización impartida por la Asamblea General de Accionistas en su sesión del 9 de agosto de 2011.

El Precio de Suscripción así determinado constará en el Aviso de Oferta Pública.

EEB informará el Precio de Suscripción a la SFC al menos el Día Hábil anterior a la publicación del Aviso de Oferta Pública. El Precio de Suscripción no será en ningún caso inferior al valor nominal de cada Acción Ordinaria.

4. Monto Total de la Emisión

El Monto Total de la Emisión corresponde al resultado de multiplicar el número de Acciones Ordinarias Ofrecidas por el Precio de Suscripción.

5. Monto Mínimo a Demandar

El Monto Mínimo a Demandar por Aceptación será de cinco millones de pesos (COP 5,000,000). Este monto mínimo a demandar no se aplicará a los destinatarios que sean Accionistas Actuales o Vinculados Especiales, para quienes el monto mínimo a demandar será el precio correspondiente a una (1) Acción Ordinaria Ofrecida.

6. Lote Mínimo a Demandar

El Lote Mínimo a Demandar corresponde al número de Acciones Ordinarias resultante de dividir el Monto Mínimo a Demandar por el Precio de Suscripción, ajustando el resultado al entero inferior.

No obstante lo anterior, los Accionistas Actuales y los Vinculados Especiales podrán presentar Aceptaciones por cualquier número de Acciones Ordinarias, incluso por un número de Acciones Ordinarias inferior al Lote Mínimo a Demandar.

7. Monto Máximo a Demandar

El Monto Máximo a Demandar por Aceptante corresponde a la Cantidad Base de la Emisión multiplicado por el Precio de Suscripción.

8. Lote Máximo a Demandar

El Lote Máximo a Demandar por Aceptante corresponde a la Cantidad Base de la Emisión. En consecuencia, ningún Aceptante podrá demandar un número de Acciones Ordinarias superior a la Cantidad Base de la Emisión.

En el caso en que el número total de Acciones Ordinarias señaladas en las Aceptaciones de un mismo Aceptante supere la Cantidad Base de la Emisión, se entenderán presentadas por la Cantidad Base de la Emisión. Para tales efectos dentro del proceso de adjudicación, las Aceptaciones presentadas por personas naturales se consolidarán por número y tipo de documento de identificación y las Aceptaciones presentadas por personas jurídicas se consolidarán por número y tipo de documento de identificación y por número de cuenta en Deceval.

C. Destinatarios de la Oferta Pública

Serán destinatarios de la Oferta Pública de las Acciones Ordinarias Ofrecidas, los Accionistas Actuales, los Vinculados Especiales, los Residentes en Bogotá, los Institucionales Colombianos, las Personas Jurídicas Extranjeras y el Público Inversionista en General, con sujeción a los requisitos y restricciones que se establecen en el Reglamento, en este Prospecto y en el Aviso de Oferta Pública.

D. Derechos de los Tenedores de las Acciones Ordinarias

Los tenedores de las Acciones Ordinarias tendrán los derechos reconocidos por la ley colombiana a los socios de las sociedades anónimas y en los Estatutos Sociales, en particular los siguientes:

i) Participar en las deliberaciones de la asamblea general de accionistas y votar en ella, con sujeción a lo dispuesto en la ley y en los Estatutos Sociales;

ii) El de recibir una parte proporcional de los beneficios sociales establecidos por los balances de fin de ejercicio, con sujeción a los dispuesto en la ley o en los Estatutos Sociales;

iii) El de negociar libremente las acciones, con sujeción a lo dispuesto en la ley;

iv) 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, con sujeción a lo dispuesto en la ley y en los Estatutos Sociales, y

v) 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, con sujeción a lo dispuesto en la ley y en los Estatutos Sociales.

E. Obligaciones de los Tenedores de las Acciones Ordinarias

Por otra parte la adquisición de las Acciones Ordinarias implica para los Aceptantes el cumplimiento de los siguientes deberes:

i) Acatar y cumplir las decisiones adoptadas por los órganos sociales de EEB.

ii) Sujetarse a las disposiciones de los Estatutos Sociales de EEB y colaborar con el cumplimiento de su objeto social.

iii) Pagar las Acciones Ordinarias suscritas en los términos y condiciones establecidos

iv) Registrar con Deceval su domicilio y la dirección de su residencia o la de sus representantes legales o apoderados para el envío de las comunicaciones a que hubiere lugar a la dirección registrada,

v) Colaborar con la Entidad Emisora para el cumplimiento de las normas sobre prevención y control de actividades delictivas a través del mercado de valores.

vi) Asumir el Costo de Custodia en Deceval de las Acciones Ordinarias de que sea titular una vez haya transcurrido un (1) año contado a partir de la Fecha de Adjudicación o vencido dicho plazo, una vez la Entidad Emisora anuncie que no asume más dicho costo.

F. Otras Características de la Emisión

1. Emisión totalmente desmaterializada

La emisión de las Acciones Ordinarias se realizará de forma totalmente desmaterializada y será depositada en Deceval, para su administración y custodia. El depósito y administración de las Acciones Ordinarias a través de Deceval se regirá por lo establecido en la Ley 964 de 2005, la Ley 27 de 1990, el Decreto 2555 de 2010, y las demás normas que modifiquen o regulen el tema, así como por el reglamento operativo de Deceval.

Los Compradores de las Acciones Ordinarias deberán celebrar un Contrato de Mandato con una entidad autorizada para participar como Depositante Directo en Deceval.

Por lo demás, las Acciones Ordinarias no podrán ser materializadas nuevamente y en consecuencia los compradores al aceptar la oferta de suscripción renuncian expresamente a la facultad de pedir la materialización de las Acciones Ordinarias en cualquier momento.

Las Acciones Ordinarias se encuentran representadas en un macrotítulo el cual se encuentra en custodia de Deceval. En consecuencia, la titularidad de las Acciones Ordinarias se constituirá por la respectiva anotación en cuenta que realice Deceval.

Los titulares de las Acciones Ordinarias harán constar los derechos representados por la anotación en cuenta mediante los certificados de depósito que expida Deceval conforme a las normas pertinentes y a su propio reglamento. En desarrollo de sus labores como administrador de la emisión de las Acciones Ordinarias y de acuerdo con su reglamento operativo, Deceval expedirá a solicitud de los titulares de las Acciones Ordinarias, o de sus Depositantes Directos, el certificado de valores en depósito sobre las Acciones Ordinarias administradas de propiedad del respectivo accionista. Los certificados para el ejercicio de derechos sociales, para el ejercicio de derechos patrimoniales o de garantía real de valores en depósito, no tienen vocación circulatoria y sólo sirven para el ejercicio de derecho que en el certificado se incorpora.

2. Reglas relativas a la reposición, fraccionamiento y englobe de los valores

Por tratarse de una emisión totalmente desmaterializada, las reglas consagradas para la reposición, fraccionamiento y englobe de las Acciones Ordinarias definidas por el Código de Comercio, no serán aplicables.

Para los valores desmaterializados, la reposición de las constancias de depósito de las Acciones Ordinarias se realizará de conformidad con las reglas previstas por Deceval para el efecto.

G. Inscripción de las Acciones Ordinarias

Las Acciones Ordinarias están inscritas en el RNVE y en la BVC.

H. Objetivos Económicos y Financieros de la Emisión

EEB proyecta utilizar los recursos provenientes de la colocación de la Emisión para financiar su plan de inversiones, el cual contempla la ejecución de proyectos en los sectores de transmisión y distribución de energía eléctrica y transporte y distribución de gas natural en Colombia y otros países de Latinoamérica.

Ninguna parte de los recursos captados será utilizada para pagar pasivos adquiridos con compañías vinculadas o socios.

De igual manera, se informa que los recursos provenientes de la Emisión no se utilizarán para realizar la oferta pública de adquisición (OPA) que EEB planteó realizar sobre acciones de la sociedad Promigás S.A., según información relevante publicada por EEB en febrero de 2011.

I. Medios a Través de los Cuales se Dará a Conocer la Información de Interés para los Inversionistas

El Aviso de Oferta Pública será publicado en un diario de amplia circulación en Colombia.

Para todos los efectos del presente Prospecto, se entienden como diarios de amplia circulación en Colombia La República y El Tiempo.

Igualmente, cualquier información referente al ofrecimiento que EEB o la SFC considere deban conocer los destinatarios de la Oferta Pública entre la fecha de publicación del Aviso de Oferta Pública y la fecha de Adjudicación, se dará a conocer a través de un diario de amplia circulación en Colombia, a través del mecanismo de información relevante en la página web de la SFC (www.superfinanciera.gov.co) y en la página web corporativa www.eeb.com.co en el vínculo "Relación con Inversionistas".

J. Régimen Fiscal Aplicable a los Valores

Las Acciones Ordinarias tienen el tratamiento tributario definido en el Estatuto Tributario.

El régimen fiscal específico que le es aplicable a las acciones, incluye los siguientes asuntos:

- Tarifa del impuesto de renta: Art.240 y 241 del Estatuto Tributario (E.T.).
- Exención del impuesto de renta en la enajenación de acciones que cotizan en bolsa: Art. 36-1 del E.T.
- Exclusión del valor patrimonial neto de las acciones poseídas en sociedades nacionales para el impuesto al patrimonio: Art. 295-1 del E.T.
- Distribución de dividendos gravables y gravámenes sobre capitalizaciones: Art. 36-3, 36-1 y 49 del E.T.
- Cambios en el valor patrimonial y determinación del costo de venta de las acciones: Art. 73 del E.T.

K. Régimen Cambiario para las Personas Jurídicas Extranjeras

La normatividad cambiaria colombiana regula los registros y procedimientos aplicables a las inversiones de capital del exterior en Colombia, incluidas las inversiones de no residentes en Colombia en valores inscritos en el RNVE, emitidos por sociedades constituidas en Colombia, como es el caso de EEB. De acuerdo con la normatividad cambiaria, se entiende como inversión de portafolio, la inversión de capital extranjero en acciones inscritas en el RNVE, de manera que la inversión de las Personas Jurídicas Extranjeras en las Acciones Ordinarias, así como las de otros no residentes en Colombia, se considera como una inversión de portafolio para efectos cambiarios.

Los giros del exterior destinados a la adquisición inicial de acciones emitidas en Colombia e inscritas en el RNVE, deberán canalizarse a través del mercado cambiario.

Los no residentes en Colombia deberán nombrar un apoderado en Colombia para realizar una inversión de capital en Colombia. En el caso de las inversiones de portafolio, y por lo tanto de la inversión que realicen las Personas Jurídicas Extranjeras en las Acciones Ordinarias, el apoderado será la respectiva entidad administradora. Se entiende por entidad administradora, entre otras, a los Agentes Colocadores. Los inversionistas no residentes en Colombia y la respectiva entidad administradora responderán solidariamente por el cumplimiento de las obligaciones de registro cambiario.

Las entidades administradoras tendrán las siguientes obligaciones respecto de la inversión de capital del no residente en Colombia, sin perjuicio de las demás que deban cumplir de conformidad con las normas que las rigen: a. Las tributarias, b. Las cambiarias, c. Las de información que deba suministrar a las autoridades cambiaria o de inspección y vigilancia, d. Las demás que señale la autoridad de inspección y vigilancia en ejercicio de sus facultades.

Las Personas Jurídicas Extranjeras y los demás no residentes en Colombia, deberán tramitar a través de su Agente Colocador las dudas que tengan respecto del régimen cambiario aplicable a su inversión en las Acciones Ordinarias.

L. Entidad que Administrará la Emisión

La entidad que administrará la emisión es el Depósito Centralizado de Valores S.A., Deceval, que se encuentra domiciliado en la ciudad de Bogotá y tiene sus oficinas principales en la Carrera 10 No. 72- 33 Torre B Piso 5, de esa ciudad.

Deceval realizará la custodia y administración de las Acciones Ordinarias. Así mismo, podrá ejercer entre otras las siguientes actividades operativas derivadas del depósito de la emisión:

1. Registrar el Macrotítulo representativo de la emisión

Será el registro contable de la emisión, la custodia, administración y control del macrotítulo, lo cual incluye el control sobre el número de acciones en circulación, monto emitido, colocado, readquirido, por colocar y anulado de las Acciones Ordinarias. El macrotítulo así registrado respaldará el monto efectivamente colocado.

2. Registrar y anotar en cuenta información

Deceval registrará y anotará en cuenta información sobre:

a. La participación individual de cada accionista sobre los derechos de la emisión desmaterializada.

b. Las enajenaciones y transferencias de los derechos individuales anotados en cuenta o subcuentas de depósito. Para el registro de las enajenaciones de derechos en depósito se seguirá el procedimiento establecido en el Reglamento Operativo de Deceval.

c. La anulación de los derechos de los valores de acuerdo con las órdenes que imparta la Entidad Emisora, en los términos establecidos en el Reglamento Operativo de Deceval.

d. Las órdenes de expedición o anulación de los derechos anotados en cuentas de depósito.

e. Las pignoraciones y gravámenes, para lo cual el titular o titulares de los derechos seguirán el procedimiento establecido en el reglamento operativo de Deceval. Cuando la información sobre enajenaciones o gravámenes provenga del suscriptor o de autoridad competente, Deceval tendrá la obligación de informar tal circunstancia al Emisor dentro del Día Hábil siguiente, siempre y cuando se trate de valores nominativos.

f. El saldo en circulación bajo el mecanismo de anotación en cuenta.

3. Cobrar a la Entidad Emisora los derechos patrimoniales

Deceval cobrará a EEB los derechos patrimoniales que estén representados por anotaciones en cuenta a favor de los respectivos beneficiarios, cuando estos sean depositantes directos con servicio de administración de valores o estén representados por uno de ellos. El pago de los derechos patrimoniales para los depositantes directos sin servicio de administración de valores procederá de acuerdo al reglamento operativo de Deceval.

Para tal efecto, Deceval presentará dos liquidaciones, una previa y la definitiva. La pre-liquidación de las sumas que deben ser giradas por EEB se presentará dentro del término de cinco (5) Días Hábiles anteriores a la fecha en que debe hacerse el giro correspondiente. EEB verificará la pre-liquidación elaborada por Deceval y acordará con éste los ajustes correspondientes, en caso de presentarse discrepancias. Posteriormente, Deceval le presentará a EEB, dentro de los dos (2) Días Hábiles anteriores al pago de los dividendos, una liquidación definitiva sobre las sumas que deberá girarle, para efectos del pago de los dividendos decretados.

4. Remitir informes al emisor

Deceval deberá remitir a EEB informes mensuales dentro de los cinco (5) Días Hábiles siguientes al cierre del mismo sobre:

a. Los saldos en circulación de la emisión depositada.

b. Las anulaciones efectuadas durante el mes correspondiente, las cuales afectan el límite circulante de la emisión.

Así mismo, Deceval enviará a EEB información sobre los pagos efectuados a los tenedores legítimos de las Acciones Ordinarias los días de pago de los dividendos o en los casos en que EEB lo solicite.

5. Actualizar la información

Actualizar el monto del macrotítulo depositado, por encargo de EEB a partir de las operaciones de expedición, anulaciones de valores del Depósito, para lo cual Deceval tendrá amplias facultades.

6. Llevar el libro de registro de accionistas

Deceval administra el libro de registro de Accionistas mediante la anotación en cuenta de las enajenaciones de las acciones, gravámenes y restricciones que pesen sobre ellas. Para tal efecto, Deceval deberá organizar una base de datos histórica que contenga el detalle de tales hechos, que sea de fácil lectura. En tal sentido, Deceval deberá registrar y anotar en cuenta la información sobre:

a. Las enajenaciones y transferencias de las Acciones Ordinarias. Para el registro de las enajenaciones y transferencias se seguirá el procedimiento establecido en el reglamento operativo de Deceval. Tratándose de operaciones especiales, se seguirá el procedimiento establecido en la Circular Externa No. 7 de 1998 de la extinta Superintendencia de Valores.

b. La constitución o transmisión de derechos reales sobre las acciones y otra clase de gravámenes, para lo cual el titular o titulares de los valores seguirán el procedimiento establecido en el reglamento operativo de Deceval.

c. Los embargos de que sean objeto las Acciones Ordinarias. Deceval deberá dar cuenta al juzgado sobre el embargo, antes del tercer Día Hábil siguiente al recibo del oficio respectivo por parte de EEB o de la autoridad competente.

d. Las operaciones de venta con pacto de recompra (Repos) que se celebren sobre las Acciones Ordinarias.

e. Los cambios de la Entidad Emisora de las acciones representadas por anotaciones en cuenta que se presenten con ocasión de transformaciones, fusiones o escisiones.

f. El ejercicio del derecho de retiro por parte de los accionistas que posean Acciones Ordinarias, en los casos en los que haya lugar.

g. La fecha en que se decrete el pago de dividendos para las Acciones Ordinarias, la causación de los mismos y la fecha de pago.

h. El libro de registro de accionistas deberá manejar las negociaciones de acciones en el período exdividendo de acuerdo con los términos previstos en la Circular Externa No. 13 de 1998 y la Circular Externa No. 4 de 1999 de la extinta Superintendencia de Valores, en el reglamento de la BVC, en el Reglamento Operativo de Deceval o en las normas que los modifiquen o sustituyan.

i. Registrar en el libro de registro de valores nominativos, previa verificación jurídica por parte de EEB y por orden de ésta, las operaciones especiales a que se refiere la Circular No. 7 de 1998 de la extinta Superintendencia de Valores, o cuando así sea solicitado expresamente por EEB, registrar en el libro de registro de valores nominativos, previa verificación jurídica por parte de la vicepresidencia jurídica de Deceval, las operaciones especiales anotadas en cuenta.

j. El saldo de Acciones Ordinarias en circulación bajo el mecanismo de anotación en cuenta.

k. La colocación individual de Acciones Ordinarias de EEB correspondientes a nuevas emisiones.

M. Funcionamiento del Mecanismo de Desmaterialización

En desarrollo de sus labores como administrador de la emisión de las Acciones Ordinarias de EEB y de acuerdo con su reglamento operativo, Deceval expedirá a solicitud de los titulares de las Acciones Ordinarias o de sus Depositantes Directos, el certificado de valores en depósito sobre las Acciones Ordinarias administradas y de propiedad del respectivo accionista. Los certificados para el ejercicio de derechos sociales, para el ejercicio de derechos patrimoniales o de garantía real de valores en depósito, no tienen vocación circulatoria y solo sirven para el ejercicio de derecho que en el certificado se incorpora.

En su calidad de administrador de la emisión, Deceval podrá realizar adicionalmente labores de agente de pago de EEB. Las labores relacionadas con el pago de los dividendos a que puedan tener derecho los titulares de las Acciones Ordinarias, y el procedimiento para hacer dicho pago, serán:

1. Cálculo

Deceval calculará el pago de los dividendos y para tal efecto tendrá en cuenta las normas sobre la titularidad de los dividendos, en operaciones como compraventas bursátiles de contado y a plazo, operaciones repo, transferencia temporal de valores, operaciones con gravámenes, entre otras.

Así mismo se tendrá en cuenta la aplicación o no de la retención en la fuente, según las condiciones del accionista. Será responsabilidad de EEB efectuar la retención en la fuente correspondiente y cumplir con las obligaciones fiscales que de allí se desprendan.

2. Cobro y conciliación

Deceval cobrará a EEB los dividendos decretados. Cuando en el proceso de recaudo de dividendos se generen pagos en efectivo, EEB realizará el pago a Deceval de los valores correspondientes a los accionistas que sean o estén representados por depositantes directos con servicio de administración de valores.

El pago de los dividendos en efectivo o especie sobre acciones que se transen en la BVC, está regulado por la Circular Externa No. 13 de 1998, expedida por la SFC, la cual reglamentó el periodo exdividendo para la determinación del dividendo correspondiente. Deceval aplicará a la administración de las Acciones Ordinarias las reglas correspondientes al periodo exdividendo al realizar el cálculo respectivo de dividendos.

El monto y fecha de los dividendos a cancelar es fijado por la Asamblea General de Accionistas, por lo que a más tardar al día siguiente al de la celebración de la Asamblea, EEB debe enviar al Depósito la decisión sobre distribución de utilidades, para que se controlen y liquiden correctamente los dividendos.

Para el cobro de dividendos, Deceval presentará a EEB dos liquidaciones, una previa y otra definitiva.

La pre liquidación de las sumas que deben ser giradas por EEB se presentará dentro del término de ocho (8) días hábiles anteriores a la fecha en que debe hacerse el pago o el abono en cuenta de los dividendos decretados.

EEB verificará la pre liquidación elaborada por Deceval y acordará con éste los ajustes correspondientes, en caso de presentarse discrepancias. Posteriormente, Deceval presentará a EEB, dos (2) días hábiles antes del pago de los dividendos, una liquidación definitiva sobre las sumas que deberá girarle, para efectos del pago de los dividendos decretados.

3. Control de dividendos

Deceval llevará el control de los dividendos pagados y pendientes por pagar.

Deceval no asume ninguna responsabilidad si EEB no provee los recursos para el pago oportuno de los dividendos, ni por las omisiones o errores en la información que ésta o los depositantes directos le suministren, derivados de las órdenes de expedición, suscripción, transferencias, gravámenes o embargos de los derechos sobre las Acciones Ordinarias entregadas en depósito, incluida la información proveniente de operaciones especiales al amparo de la Circular Externa No. 7 de 1998 de la extinta Superintendencia de Valores.

Deceval informará a los accionistas poseedores de Acciones Ordinarias y a los entes de control al Día Hábil siguiente al vencimiento de la fecha prevista para el pago de los dividendos, el incumplimiento en el pago de los mismos, cuando quiera que EEB no le haya entregado los recursos necesarios para el efecto, con el fin de que éstos ejerciten las acciones a que haya lugar.

4. Pagos de dividendos

Deceval, administrará y controlará el proceso del pago de los dividendos correspondientes a las Acciones Ordinarias mediante entrega de los mismos a los Depositantes Directos designados por el Comprador.

5. Pagos de dividendos abono en cuenta

Deceval administrará, controlará el proceso y abonará en cuenta a los depositantes directos.

6. Control de impuestos y retenciones

Deceval controlará y registrará en su sistema, los impuestos y las retenciones correspondientes a los pagos de dividendos según lo establecido en el Manual Operativo de Deceval. Corresponde a la Entidad Emisora realizar las retenciones correspondientes de conformidad con la legislación vigente.

N. Obligaciones de la Entidad Emisora

1. Frente a los titulares de las Acciones Ordinarias

De acuerdo con lo señalado en la sección D del capítulo 1 y los Estatutos Sociales, en relación con los titulares de las Acciones Ordinarias, EEB está obligado a:

a. Reconocerles la calidad de accionistas y sus derechos como tales.

b. Asumir el Costo de Custodia en Deceval de las Acciones Ordinarias durante el término de un (1) año, contado a partir de la Fecha de Adjudicación.

2. Frente a la SFC

EEB deberá continuar manteniendo permanentemente actualizado el RNVE remitiendo a la SFC las informaciones periódicas y relevantes de que tratan los artículos 5.2.4.1.2, 5.2.4.1.3 y 5.2.4.1.5 del Decreto 2555 de 2010, las cuales por disposición del artículo 1.2.1 de la Circular Única de la BVC, deberán igualmente ser enviadas a la BVC, cuando a ello haya lugar, dentro de los mismos plazos establecidos para el envío a la SFC.

En especial, la Entidad Emisora está obligada a remitir la siguiente información:

a. Información de fin de ejercicio: Presentar ante la SFC la información de fin de ejercicio que establezca dicha entidad para el efecto. Esta información deberá incluir cuando menos la documentación que debe someterse a consideración de la Asamblea General de Accionistas, dentro de los plazos que esa entidad señale.

   De acuerdo con las instrucciones de la SFC, la obligación relacionada con la remisión de información financiera de fin de ejercicio se cumple con la transmisión de la misma a la Contaduría General de la Nación.

b. Información de períodos intermedios: Remitir a la SFC los estados financieros de períodos intermedios y demás información que para el efecto establezca la misma, con la periodicidad y en los términos y condiciones que ella determine.

   De acuerdo con las instrucciones de la SFC, la obligación relacionada con la remisión de información financiera de periodos intermedios se cumple con la transmisión de la misma a la Contaduría General de la Nación.

c. Información relevante: Divulgar, en forma veraz, clara, suficiente y oportuna al mercado, a través de la SFC, en la forma establecida por dicha entidad, toda situación relacionada con la Entidad Emisora o la emisión de las Acciones

Ordinarias, que habría sido tenida en cuenta por un experto prudente y diligente al comprar, vender o conservar los valores que emite o al momento de ejercer los derechos políticos inherentes a tales valores.

O. Proceso Requerido para Cambiar los Derechos Asociados a las Acciones Ordinarias

Los derechos que por mandato legal están asociados a las Acciones Ordinarias no pueden ser desconocidos por la Asamblea General de Accionistas ni por la Junta Directiva de EEB.

Por disposición legal y de los Estatutos Sociales, y con sujeción a las disposiciones legales sobre la materia, la Asamblea General de Accionistas será el único órgano autorizado para modificar los derechos que las Acciones Ordinarias incorporan, mediante la reforma de los Estatutos Sociales de la Compañía. Adicionalmente, por ser EEB un emisor inscrito en el RNVE y sus Acciones Ordinarias ser objeto de negociación en la BVC, cualquier modificación a los derechos y obligaciones que de conformidad con los Estatutos Sociales, otorguen y creen las Acciones Ordinarias, deberá ser previamente aprobada por la SFC.

P. Convocatorias a las Asambleas Ordinarias y Extraordinarias 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 convocatoria para una asamblea ordinaria se realiza por el Presidente de la Sociedad o por la Junta Directiva 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 realizarán 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.

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.

El Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios también podrá ordenar la convocatoria de la Asamblea en los casos previstos en la Ley.

La Asamblea General de Accionistas se reunirá por derecho propio el primer Día Hábil del mes de abril, a las 10:00 de la mañana, en las oficinas del domicilio principal de la sociedad donde funcione la administración de la sociedad, en el evento en que no sea convocada la Asamblea Ordinaria dentro de los tres (3) primeros meses del año.

Si se convoca la Asamblea General de Accionistas y ésta no se lleva a cabo por falta de quórum, se citará una nueva reunión que sesionará y decidirá válidamente con un número plural de socios, cualquiera sea la cantidad de acciones que esté representada. La nueva reunión deberá efectuarse no antes de los diez días ni después de los treinta, contados desde la fecha fijada para la primera reunión. Cuando la Asamblea se reúna en sesión ordinaria por derecho propio el primer Día Hábil del mes de abril, la sesión será válida con la presencia de uno o varios socios, cualquiera sea el número de acciones representadas.

Todos los tenedores de las Acciones Ordinarias de EEB 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.

En los eventos previstos en los artículos 19 y 20 de la ley 222 de 1995, la Asamblea General de Accionistas podrá deliberar y decidir mediante la realización de reuniones no presenciales. Al respecto dispone el artículo 19 de la Ley 222 de 1995 que "Siempre que ello se pueda probar, habrá reunión de la junta de socios, de asamblea general de accionistas o de junta directiva cuando por cualquier medio todos los socios o miembros puedan deliberar y decidir por comunicación simultánea o sucesiva. En este último caso, la sucesión de comunicaciones deberá ocurrir de manera inmediata de acuerdo con el medio empleado". Por su parte el artículo 20 de la mencionada Ley dispone: "Serán válidas las decisiones del máximo órgano social o de la junta directiva cuando por escrito, todos los socios o miembros expresen el sentido de su voto. En este evento la mayoría respectiva se computará sobre el total de las partes de interés, cuotas o acciones en circulación o de los miembros de la junta directiva, según el caso. Si los socios o miembros hubieren expresado su voto en documentos separados, estos deberán recibirse en un término máximo de un mes, contado a partir de la primera comunicación recibida".

Q. Convenios que Afectan el Cambio en el Control de la Entidad Emisora

Salvo lo dispuesto a continuación, no existen convenios entre accionistas que afecten el cambio en el control de la Sociedad.

De conformidad con el Acuerdo 001 de 1996 del Concejo de Bogotá Distrito Capital que autorizó la organización de EEB como sociedad por acciones, EEB 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 51% de su Capital Social.

Adicionalmente, de conformidad con el prospecto de información de la emisión de bonos 144A / Reg S realizada por EEB International Ltd., por un monto de USD 610 millones, cuyo garante es EEB, en el evento de un cambio de control de EEB, EEB tiene la obligación de ofrecer a todos los tenedores de los bonos el prepago, a un precio definido en el contrato, de la totalidad de los bonos emitidos por EEB International Ltd.

R. Fideicomisos en los que se Limitan los Derechos Corporativos que Confieren las Acciones Ordinarias

A la fecha, no existen fideicomisos que limiten los derechos corporativos que confieren las Acciones Ordinarias.

S. Cláusulas Estatutarias o Acuerdos entre Accionistas que Limiten o Restrinjan a la Administración de la Compañía o a sus Accionistas

No existen cláusulas estatutarias o acuerdos entre accionistas que limiten o restrinjan a los administradores ni a los accionistas.

T. Restricciones para la Negociación

Salvo por lo dispuesto en la presente sección, las Acciones Ordinarias de EEB no tienen restricciones para su negociación y podrán ser negociadas a través de los sistemas transaccionales de la BVC.

De conformidad con el artículo 30 de los Estatutos Sociales, los accionistas públicos (acciones suscritas por entes del Estado de cualquier orden) deseen o deban enajenar sus acciones, deberán sujetarse a las siguientes reglas:

- En caso de que la enajenación de acciones pudiere 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 del Concejo de Bogotá), el 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.

U. Valor Patrimonial de la Acción

A 31 de diciembre de 2010, el valor patrimonial de la acción de EEB asciende a COP 82,806.9 por acción, valor resultante de dividir el patrimonio total que, a esa fecha, asciende a COP 7,110,757 millones entre el número de Acciones en Circulación, equivalente a 85,871,565 Acciones, de valor nominal COP 7,744.04 cada una.

La Asamblea General de Accionistas de EEB en reunión ordinaria celebrada el 30 de marzo de 2011 autorizó la disminución del valor nominal de las Acciones dividiéndolo por 100 (el "Fraccionamiento"), con lo cual el capital suscrito y pagado pasaría a estar dividido entre 8,587,156,500 acciones de valor nominal COP 53.60 cada una.

A 31 de marzo de 2011, el valor patrimonial de la acción de EEB asciende a COP 83,109.8 por acción, valor resultante de dividir el patrimonio total que, a esa fecha, asciende a COP 7,136,771 millones entre el número de Acciones en Circulación, equivalente a 85,871,565 Acciones, de valor nominal COP 5,360 cada una.

A 30 de junio de 2011, una vez protocolizada la escritura pública de la reforma estatutaria que solemniza el Fraccionamiento, el número de Acciones en Circulación es de 8,587,156,500 y el valor nominal de cada una es de COP 53.60. El valor patrimonial de la acción de EEB asciende a COP 826.33 por acción, valor resultante de dividir el patrimonio total que, a esa fecha, asciende a COP 7,095,816 millones entre el número de Acciones en Circulación

A continuación se presenta la evolución del valor patrimonial de las Acciones de EEB, incluyendo su valor proforma con el Fraccionamiento.

Valor patrimonial por acción	2008	2009	2010	jun-10	jun-11
Patrimonio (COP millones)	6,197,767	6,896,263	7,110,757	7,060,998	7,095,816
Acciones en circulación	85,871,565	85,871,565	85,871,565	85,871,565	8,587,156,500
Valor patrimonial por acción (COP)	72,174.85	80,309.04	82,806.89	82,227.43	826.33
Valor patrimonial por acción - proforma (COP)	721.75	803.09	828.07	822.27	826.33

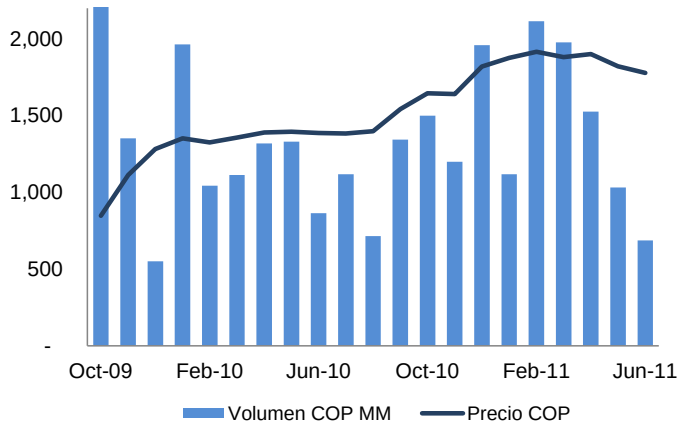
V. Histórico de la Cotización Promedio y Volumen Transado de las Acciones de EEB

La siguiente tabla muestra el promedio simple del precio de cierre diario y el volumen transado mensual de la acción de EEB en COP millones y número de acciones en el mercado de valores colombiano a partir de junio de 2010 hasta el cierre del 24 de junio de 2011 bajo el nemotécnico de EEB. El precio de los primeros once meses se encuentra ajustado al Fraccionamiento del 21 de junio de 2011.

Promedio mensual			
Mes	Precio COP	Volumen Acciones	Volumen COP MM
Sep-09	700	39,300	28
Oct-09	770	32,698,010	25,370
Nov-09	1,011	1,311,628	1,352
Dec-09	1,166	472,005	551
Jan-10	1,228	1,591,126	1,964
Feb-10	1,205	861,995	1,043
Mar-10	1,234	901,641	1,112
Apr-10	1,263	1,038,130	1,318
May-10	1,268	1,048,300	1,329
Jun-10	1,260	690,458	865
Jul-10	1,257	884,479	1,118
Aug-10	1,271	560,453	714
Sep-10	1,402	959,836	1,344
Oct-10	1,495	998,105	1,499
Nov-10	1,491	806,365	1,199
Dec-10	1,653	1,201,224	1,959
Jan-11	1,705	651,125	1,117
Feb-11	1,742	1,229,021	2,116
Mar-11	1,710	1,147,673	1,977
Apr-11	1,729	879,506	1,526
May-11	1,656	617,700	1,032
Jun-11	1,617	424,044	686

*El precio promedio de cierre y el volumen transado se calcula como el promedio simple de los precios de cierre y volúmenes transados de los días en que hubo sesión en Bolsa - Fuente: Bloomberg

Cotización Promedio Junio 2010 – Junio 2011



CAPÍTULO 2 – CONDICIONES DE LA OFERTA PÚBLICA Y DE LA COLOCACIÓN

A. Vigencia de la Autorización de la Oferta

1. Vigencia de la Autorización de la Oferta

La Vigencia de la Autorización de la Oferta será de quince (15) Días Hábiles contados desde la fecha de ejecutoria del acto administrativo que autorice la Oferta Pública de las Acciones Ordinarias Ofrecidas.

2. Cómputo de Plazos

Todos los plazos fijados en este Prospecto terminan el día señalado para su vencimiento. Si el día del vencimiento es un día no hábil, el plazo se prorrogará hasta el Día Hábil inmediatamente siguiente.

B. Modalidad para Adelantar la Oferta

La oferta de las Acciones Ordinarias Ofrecidas en el marco de la presente Emisión se adelantará mediante Oferta Pública en el Mercado Principal.

C. Medios a través de los cuales se Formulará la Oferta Pública

La Oferta Pública se realizará mediante la publicación, en un diario de amplia circulación nacional, del Aviso de Oferta Pública.

Para todos los efectos del presente Prospecto, se entienden como diarios de amplia circulación en Colombia La República y El Tiempo.

D. Plazo de Suscripción

El Plazo de Suscripción será de quince (15) Días Hábiles contados desde el Día Hábil de publicación del Aviso de Oferta Pública.

Las oficinas de la Red de Distribución recibirán Aceptaciones a la Oferta Pública hasta la hora de cierre de atención al público de la respectiva oficina de la Red de Distribución, incluso en el último Día Hábil del Plazo de Suscripción, aunque, en este caso, sólo dentro del horario de operación del Formulario Electrónico diseñado por el Agente Adjudicador. Las oficinas de la Red de Distribución que presten servicio los días sábados, domingos o feriados podrán recibir Aceptaciones a la Oferta Pública durante dichos días. Las Aceptaciones recibidas los días no hábiles se entenderán recibidas el Día Hábil siguiente, siempre que éste se encuentre dentro del Plazo de Suscripción; de lo contrario, se estimarán extemporáneas.

E. Procedimiento de Colocación de la Emisión

1. Colocación de las Acciones Ordinarias Ofrecidas

La colocación de las Acciones Ordinarias Ofrecidas se realizará a través de la Red de Distribución y bajo la modalidad de colocación al mejor esfuerzo.

2. Red de Distribución

La Red de Distribución está conformada por el Agente Líder Colocador y los Agentes Colocadores del mercado de valores que sean designados y aprobados por EEB, de mutuo acuerdo con el Agente Líder Colocador, mediante el mecanismo de colocación al mejor esfuerzo, los cuales serán definidos en el Aviso de Oferta Pública.

Esta Red de Distribución procurará la venta de las Acciones Ordinarias Ofrecidas de la Emisión a todos los Destinatarios de la Oferta.

3. Etapas de la emisión y colocación de Acciones Ordinarias Ofrecidas

Las Acciones Ordinarias Ofrecidas se colocarán por intermedio de la Red de Distribución en un proceso implementado en seis (6) etapas:

a. Etapa de promoción preliminar

La primera etapa tiene por objeto la orientación e información de los potenciales adquirientes antes de iniciar la Oferta de las Acciones Ordinarias Ofrecidas. Durante la promoción preliminar de las Acciones Ordinarias Ofrecidas, se tendrán en cuenta las siguientes reglas previstas en el artículo 6.2.1.1.1 del Decreto 2555 de 2010:

- La promoción se realizará con base en los datos más relevantes sobre el valor ofrecido, la emisión, la oferta y la Entidad Emisora, contenidos en el Complemento Preliminar al Prospecto radicado ante la SFC para efecto de la autorización.

- La promoción preliminar se realizará de manera que permita a los futuros inversionistas tener una descripción clara, completa y sustentada sobre la inversión, la Entidad Emisora y los riesgos asociados.

- En la promoción preliminar se indicará que los datos presentados están contenidos en este Complemento Preliminar al Prospecto y que el mismo debe ser consultado por los futuros inversionistas.

- Durante el curso de la promoción preliminar deberá indicarse expresamente a los Destinatarios que (i) el presente Prospecto es preliminar y se encuentra en trámite de aprobación ante la SFC, (ii) la presentación del presente Complemento Preliminar al Prospecto no constituye una oferta pública vinculante, por lo cual, tanto la presentación como el presente Complemento Preliminar al Prospecto podrán ser complementados y/o corregidos y (iii) no se podrán realizar negociaciones sobre las Acciones Ordinarias Ofrecidas hasta que la Oferta Pública sea debidamente autorizada por la SFC y oficialmente comunicada a sus Destinatarios.

- La Entidad Emisora y/o sus asesores deberán entregar a los destinatarios de la promoción preliminar durante el curso de ésta, copia del Complemento Preliminar al Prospecto radicado ante la SFC, el cual deberá indicar en caracteres destacados en todas las páginas, incluida la portada, que se trata de un Complemento Preliminar al Prospecto. Adicionalmente, en la primera página deberá incluirse en mayúscula fija o en un color diferente al del resto del texto, de forma que aparezca resaltada, la siguiente advertencia: “Este documento no constituye una oferta pública vinculante, por lo cual, puede ser complementado o corregido. En consecuencia, no se pueden realizar negociaciones hasta que la oferta pública sea autorizada y oficialmente comunicada a sus destinatarios.”

- Las promociones preliminares solamente podrán realizarse mediante la celebración de reuniones presenciales o no presenciales en las cuales se podrá hacer uso de medios tecnológicos de ayuda. En ningún caso la Entidad Emisora y/o sus asesores podrán utilizar medios masivos de comunicación para promocionar preliminarmente los valores.

- En caso de que se utilicen medios tecnológicos de ayuda, copia de la respectiva presentación será enviada a la SFC por el representante legal de la Entidad Emisora, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de su divulgación.

La promoción preliminar, en caso de realizarse, terminará en la fecha en que la SFC autorice la Oferta Pública.

b. Etapa de preventa

La etapa de preventa iniciará el Día Hábil siguiente a la fecha en que la SFC autorice la Oferta Pública y terminará en la fecha en que se publique el Aviso de Oferta Pública. Durante la etapa de preventa, EEB podrá llevar a cabo la promoción de los valores con base en la información que consta en el RNVE, sin que dicha promoción pueda constituir oferta pública de las Acciones

Ordinarias Ofrecidas, La promoción de las Acciones Ordinarias Ofrecidas se realizará siguiendo las directrices establecidas en el artículo 2.36.11.1.1 del Decreto 2555 de 2010.

c. Etapa de recepción de Aceptaciones

Durante esta etapa, los interesados en participar del proceso de emisión y colocación de Acciones Ordinarias Ofrecidas de EEB deberán manifestar su intención de compra a través de cualquiera de las oficinas de las entidades que conforman la Red de Distribución, a través de un Medio Verificable y dando cumplimiento a los requisitos establecidos para recibir la Aceptación. Los Inversionistas únicamente podrán realizar Aceptaciones para adquirir Acciones Ordinarias Ofrecidas a través de las entidades que conforman la Red de Distribución.

Las oficinas de la Red de Distribución recibirán Aceptaciones a la Oferta Pública hasta la hora de cierre de atención al público de la respectiva oficina de la Red de Distribución, incluso en el último Día Hábil del Plazo de Suscripción, aunque, en este caso, sólo dentro del horario de operación del Formulario Electrónico diseñado por el Agente Adjudicador. Las oficinas de la Red de Distribución que presten servicio los días sábados, domingos o feriados podrán recibir Aceptaciones a la Oferta Pública durante dichos días. Las Aceptaciones recibidas los días no hábiles se entenderán recibidas el Día Hábil siguiente, siempre que éste se encuentre dentro del Plazo de Suscripción; de lo contrario, se estimarán extemporáneas.

Una vez recibida la Aceptación, es responsabilidad de los Agentes Colocadores ingresar, durante el Plazo de Suscripción, dichas Aceptaciones en el formulario electrónico diseñado por el Agente Adjudicador para la presente Emisión (el "Formulario Electrónico"), de acuerdo con los términos y condiciones previstos en el Instructivo Operativo que dicha entidad elaborará y divulgará oportunamente al mercado.

Durante esta etapa, los Agentes Colocadores podrán ingresar, corregir y eliminar los Formularios Electrónicos. Sin embargo, solamente se podrán corregir los errores evidentes y verificables en los Formularios Electrónicos y únicamente se podrán eliminar Formularios Electrónicos por razón de duplicidad de número de LEO.

En todo caso, los Agentes Colocadores serán responsables de la veracidad, exactitud, oportunidad e integridad de la información registrada en el mencionado Formulario Electrónico.

No será necesaria la entrega de soportes físicos a menos que sean exigidos por EEB.

Durante toda la etapa de recepción de Aceptaciones se realizarán labores de promoción de las Acciones Ordinarias Ofrecidas, orientación e información a los distintos interesados, para lo cual se tendrá en cuenta lo dispuesto en las normas legales pertinentes.

Esta etapa se llevará a cabo durante el Plazo de Suscripción.

d. Etapa de verificación de base de datos

La fecha de inicio y duración de esta etapa se indicarán en el Aviso de Oferta Pública.

Durante esta etapa los Agentes Colocadores terminarán de corregir los errores evidentes y verificables en los Formularios Electrónicos frente a la manifestación del Aceptante registrada por Medio Verificable. No se podrán ingresar nuevos Formularios Electrónicos y únicamente se podrán eliminar Formularios Electrónicos por razón de duplicidad de número de LEO.

Los errores no detectados no invalidarán una Aceptación, la cual para efectos del proceso será considerada como una Aceptación válida y las consecuencias que de allí se deriven serán entera responsabilidad del Agente Colocador a través del cual el Aceptante haya manifestado su Aceptación.

EEB y el Agente Adjudicador no asumen ninguna responsabilidad por veracidad, integridad, o exactitud de la información que ingresen los Agentes Colocadores en la base de datos.

e. Etapa de validación, Adjudicación y notificación

La fecha de inicio y duración de esta etapa se indicarán en el Aviso de Oferta Pública.

Durante esta etapa, el Agente Adjudicador validará la calidad de Accionista Actual, Vinculado Especial y/o Institucional Colombiano de cada Aceptante.

El último Día Hábil de esta etapa el Agente Adjudicador realizará la Adjudicación de las Acciones Ordinarias Ofrecidas y, en la misma fecha, divulgará los resultados de la Adjudicación: de manera general al mercado a través de un Boletín Informativo con los resultados generales y a cada Agente Colocador a través de los sistemas de back office de cada una de las sociedades comisionistas de bolsa vinculadas al proceso.

Cada Agente Colocador será responsable de notificar el resultado de la adjudicación de las Acciones Ordinarias Ofrecidas a aquellos Aceptantes que presentaron Aceptaciones a través suyo. Es responsabilidad de cada Aceptante informarse, por medio del Agente Colocador a través del cual presentó su Aceptación, sobre los resultados de su adjudicación.

f. Etapa de cumplimiento financiero y anotación en cuenta

La fecha de inicio y duración de esta etapa se indicarán en el Aviso de Oferta Pública.

Con base en los resultados de la Adjudicación, (i) la Red de Distribución realizará el cumplimiento financiero frente a la Entidad Emisora o ante quien esta indique, de las Acciones Ordinarias Adjudicadas de acuerdo con las condiciones establecidas en el presente Prospecto y dentro del plazo máximo establecido en el Aviso de Oferta Pública, y (ii) Deceval realizará la respectiva anotación en cuenta, registrando las Acciones Ordinarias Adjudicadas a nombre del respectivo Comprador.

Las Acciones Ordinarias Adjudicadas registradas por Deceval no quedarán liberadas, es decir, no podrán ser objeto de negociación por parte de su titular, hasta tanto el respectivo Agente Colocador haya cumplido ante la Entidad Emisora o ante quien esta indique, con el pago de las Acciones Ordinarias Adjudicadas a la totalidad de los Aceptantes que presentaron aceptaciones por intermedio suyo.

Cumplida esta etapa, las Acciones Ordinarias Adjudicadas que hayan sido pagadas a EEB por el respectivo Agente Colocador se encontrarán activas y disponibles para su negociación en la BVC.

Los Agentes Colocadores que conforman la Red de Distribución, son los responsables frente a EEB por el pago de las Acciones Ordinarias Adjudicadas de acuerdo con las condiciones establecidas en el presente Prospecto y dentro del plazo máximo establecido en el Aviso de Oferta Pública.

Por lo anterior, en el evento en que los Aceptantes no paguen las Acciones Ordinarias Adjudicadas en el plazo establecido en el Aviso de Oferta Pública a los Agentes Colocadores a través del (de los) cual(es) el Aceptante presentó su aceptación, el (los) Agente(s) Colocador(es) será(n) los responsable(s) del pago de las mismas y, por tanto, podrá(n) buscar por los medios que les otorga la Ley, la recuperación del monto por la aceptación que no haya pagado el Aceptante. Lo anterior, en desarrollo del Contrato de Mandato que el respectivo Aceptante ha debido celebrar con el (los) Agente(s) Colocador(es) para realizar la respectiva Aceptación, dado que únicamente se podrán realizar aceptaciones de la oferta de Acciones Ordinarias Ofrecidas a través de las entidades que conforman la Red de Distribución.

Esta etapa termina con la anotación en cuenta definitiva por parte de Deceval de las Acciones Ordinarias Adjudicadas que hayan sido pagadas a EEB por el respectivo Agente Colocador y su liberación.

4. Reglas para presentar Aceptaciones

Las Aceptaciones que presenten los Destinatarios de la Oferta, estarán sujetas a las siguientes reglas:

a. Cada Aceptante, por el solo hecho de presentar una Aceptación, reconocerá que el número de Acciones Ordinarias que se le podrán adjudicar puede ser, pero no necesariamente será, inferior al número de Acciones Ordinarias demandadas. Incluso, es posible que a algunos Aceptantes les sea adjudicada una cantidad de Acciones Ordinarias inferior al Lote Mínimo a Demandar o que no les sea adjudicada Acción Ordinaria alguna. Si ello ocurre, el Aceptante acepta que no tendrá derecho de reclamación alguna contra EEB por tal concepto.

b. Para todos los efectos, se entenderá que el Aceptante por el hecho de presentar una Aceptación, declara conocer y aceptar todas y cada una de las condiciones de la Oferta correspondiente establecidas en el Reglamento, en el presente Prospecto y en el Aviso de Oferta Pública.

5. *Forma de aceptar la Oferta Pública*

La Aceptación de la Oferta Pública se hará a través de la manifestación registrada por Medio Verificable, efectuada durante el Plazo de Suscripción, a alguno de los miembros de la Red de Distribución.

Una vez recibida la Aceptación, es responsabilidad de los Agentes Colocadores ingresar, durante el Plazo de Suscripción, dichas Aceptaciones en el formulario electrónico diseñado por el Agente Adjudicador para la presente Emisión (el "Formulario Electrónico"), de acuerdo con los términos y condiciones previstos en el Instructivo Operativo que dicha entidad elaborará y divulgará oportunamente al mercado.

6. Otras condiciones de la Aceptación

Ningún Agente Colocador podrá condicionar la Aceptación a la apertura de nuevos productos, a la realización de inversiones en montos diferentes o a situaciones no señaladas en el presente Prospecto. Cualquier restricción en este sentido se entenderá por no escrita.

7. Otros aspectos

Es responsabilidad exclusiva de los Agentes Colocadores realizar la recepción de las Aceptaciones y su ingreso oportuno en el Formulario Electrónico para efectos de la correspondiente Adjudicación . EEB y el Agente Adjudicador no asumen responsabilidad alguna por (i) cualquier demora o falla de los Agentes Colocadores en ingresar oportunamente las Aceptaciones en el Formulario Electrónico, o (ii) por el no giro o la demora en el giro al Emisor de los recursos recibidos por parte de los Inversionistas.

Cualquier demora o falla de los Agentes Colocadores en ingresar oportuna y correctamente las Aceptaciones en el Formulario Electrónico, puede dar lugar a que las Aceptaciones efectuadas por los Inversionistas no sean adjudicadas. En cuyo caso el Inversionista deberá hacer el correspondiente reclamo al Agente Colocador.

El Emisor sólo registrará a nombre de los Inversionistas las Acciones Ordinarias Adjudicadas cuando reciba del Agente Colocador los recursos correspondientes a la suscripción de las mismas.

8. Vacíos y dudas que se presenten

Los vacíos y dudas que se presenten con ocasión del Reglamento a que se refiere este Prospecto serán resueltos por el Representante Legal de EEB, conforme a lo dispuesto por el mismo Reglamento.

9. Información adicional sobre las Acciones Ordinarias Ofrecidas

Los gravámenes, embargos, demandas civiles y otros eventos de tipo legal relativos a los valores, se perfeccionarán de acuerdo con lo dispuesto en las disposiciones legales aplicables.

Las Acciones Ordinarias Ofrecidas son indivisibles y, en consecuencia, cuando por cualquier causa legal o convencional una de las Acciones Ordinarias Ofrecidas pertenezca a varias personas, éstas deberán designar un representante común y único que ejerza los derechos correspondientes a la calidad de tenedor legítimo de la Acción Ordinaria. En el evento de no ser realizada y comunicada tal designación a Deceval, ésta podrá aceptar como representante, para todos los efectos, a cualquiera de los titulares de la Acción Ordinaria que exhiba el correspondiente certificado de Deceval.

F. Mecanismo de Adjudicación de las Acciones Ordinarias Ofrecidas

La adjudicación de las Acciones Ordinarias Ofrecidas se realizará, en un mismo ejercicio, en aplicación del siguiente mecanismo:

a. No se tendrán como aceptaciones de la Oferta, las Aceptaciones por lotes menores al Lote Mínimo a Demandar o por montos inferiores al Monto Mínimo a Demandar que sean presentadas por Inversionistas que no sean Accionistas Actuales ni Vinculados Especiales.

b. Las Aceptaciones presentadas por personas naturales se consolidarán por número y tipo de documento de identificación y las Aceptaciones presentadas por personas jurídicas se consolidarán por número y tipo de documento de identificación y por número de cuenta en Deceval.

c. Si la Cantidad Total Demandada es menor o igual al número de Acciones Ordinarias Ofrecidas, se adjudicará la totalidad de Acciones Ordinarias Demandadas a todos los Aceptantes de acuerdo con sus Aceptaciones.

d. Si la Cantidad Total Demandada sobrepasa la cantidad de Acciones Ordinarias Ofrecidas, la adjudicación se realizará en una misma fecha con base en el proceso que, de manera general, se describe a continuación:

   Primero se adjudicarán Acciones Ordinarias a los Accionistas Actuales de acuerdo con su participación en el capital accionario de EEB en la Fecha de Corte. Las Acciones Ordinarias Sobrantes estarán disponibles para ser adjudicadas de acuerdo al orden y en los términos que se disponen a continuación:

   i. A los Vinculados Especiales con Demandas por Adjudicar, hasta el 2.5% de las Acciones Ordinarias Sobrantes, mediante Adjudicación por prorrateo.

   ii. A los Residentes en Bogotá con Demandas por Adjudicar, hasta el 25.0% de las Acciones Ordinarias Sobrantes, mediante Adjudicación por capas.

   iii. A los Institucionales Colombianos con Demandas por Adjudicar, hasta el 15.0% de las Acciones Ordinarias Sobrantes, mediante Adjudicación por prorrateo.

   iv. A las Personas Jurídicas Extranjeras con Demandas por Adjudicar, hasta el 37.5% de las Acciones Ordinarias Sobrantes, mediante Adjudicación por prorrateo.

   v. A todos los Aceptantes de la Oferta con Demandas por Adjudicar, hasta el 20.0% de las Acciones Ordinarias Sobrantes más las Acciones Ordinarias no adjudicadas en los demás compartimentos, mediante Adjudicación por capas.

   Para los efectos del procedimiento de Adjudicación, es posible que un mismo Aceptante, de acuerdo con su condición, tenga derecho a participar en la Adjudicación de varios compartimentos, comenzando por el compartimento que primero se encuentre en el orden de Adjudicación y luego en los demás compartimentos a los que pertenezca siempre que el Aceptante tenga Demanda por Adjudicar.

   La descripción detallada de este proceso se presenta a continuación.

   Compartimento de Accionistas Actuales:

   En el compartimento de Accionistas Actuales únicamente los Accionistas Actuales tendrán derecho a que se les adjudique.

   A cada Aceptante que sea Accionista Actual se le adjudicará en este compartimento, hasta una cantidad de Acciones Ordinarias que le permita mantener hasta su misma participación porcentual en el capital social de la EEB en la Fecha de Corte, aproximando el resultado al entero inferior, y, en todo caso, el monto a adjudicar no podrá ser superior al monto total demandado por el Aceptante.

   En este sentido a cada Accionista Actual se le adjudicará un número máximo de Acciones Ordinarias equivalente al número entero inferior resultante de multiplicar (i) el número de Acciones Ordinarias registradas a nombre de dicho accionista en la Fecha de Corte por (ii) un factor igual al que resulte de dividir (a) el número de las Acciones Ordinarias Ofrecidas entre (b) el número de Acciones en Circulación en la Fecha de Corte y, en todo caso, el monto a adjudicar no podrá ser superior al monto total demandado por el Aceptante.

Una vez concluida la adjudicación del presente compartimento, las Acciones Ordinarias Sobrantes se adjudicarán en los siguientes compartimentos de acuerdo al orden y en los términos que se disponen a continuación.

Compartimento de Vinculados Especiales:

En el compartimento de Vinculados Especiales únicamente los Vinculados Especiales con Demandas por Adjudicar tendrán derecho a que se les adjudique

El número de Acciones Ordinarias reservadas para este compartimento es igual al 2.5% del total de Acciones Ordinarias Sobrantes, aproximando el resultado al entero inferior.

Si el total de Demandas por Adjudicar de Vinculados Especiales es menor o igual al número de Acciones Ordinarias reservadas para este compartimento, se adjudicará el total de las Demandas por Adjudicar de Vinculados Especiales de acuerdo con sus respectivas Aceptaciones.

Si, por el contrario, el total de Demandas por Adjudicar de Vinculados Especiales es mayor al número de Acciones Ordinarias reservadas para este compartimento, estas Acciones Ordinarias se adjudicarán a prorrata de las Demandas por Adjudicar de Vinculados Especiales, aproximando los resultados al entero inferior.

Las Acciones Ordinarias reservadas para este compartimento que no hubiesen sido adjudicadas a Vinculados Especiales, se adjudicarán en el compartimento General, en los términos allí dispuestos.

Una vez concluida la adjudicación del presente compartimento, se realizará inmediatamente la adjudicación del compartimento de Residentes en Bogotá.

Compartimento de Residentes en Bogotá:

En el compartimento de Residentes en Bogotá únicamente los Residentes en Bogotá con Demandas por Adjudicar tendrán derecho a que se les adjudique.

El número de Acciones Ordinarias reservadas para este compartimento es igual al 25.0% del total de Acciones Ordinarias Sobrantes, aproximando el resultado al entero inferior.

Si el total de Demandas por Adjudicar de Residentes en Bogotá es menor o igual al número de Acciones Ordinarias reservadas para este compartimento, se adjudicará el total de las Demandas por Adjudicar de Residentes en Bogotá de acuerdo con sus Aceptaciones.

Si, por el contrario, el total de Demandas por Adjudicar de Residentes en Bogotá es mayor al número de Acciones Ordinarias reservadas para este compartimento, estas Acciones Ordinarias se adjudicarán de acuerdo con las siguientes reglas:

- **Primera Capa**:

  Se adjudicará a cada Residente en Bogotá con Demandas por Adjudicar el número de Acciones Ordinarias necesarias para completar un (1) Lote Mínimo a Demandar (de manera que en esta instancia no se adjudicarán Acciones Ordinarias a los Residentes en Bogotá a quienes previamente se les haya adjudicado cuando menos un (1) Lote Mínimo a Demandar), en todo caso sin superar el monto total demandado por el Residente en Bogotá.

  Si lo anterior no fuese posible, se adjudicará a prorrata de sus Demandas por Adjudicar, aproximando los resultados al entero inferior. En todo caso, para efectos de esta prorrata, ninguna Demanda por Adjudicar se considerará por un lote superior al número de Acciones Ordinarias necesarias para que el respectivo Residente en Bogotá complete un (1) Lote Mínimo a Demandar.

- **Segunda Capa**:

En caso de que, una vez realizada la adjudicación antes mencionada, existiere un saldo de Acciones Ordinarias por adjudicar en el compartimento de Residentes en Bogotá, se adjudicará a cada Residente en Bogotá con Demandas por Adjudicar el número de Acciones Ordinarias necesarias para completar tres (3) Lotes Mínimos a Demandar (de manera que en esta instancia no se adjudicarán Acciones Ordinarias a los Residentes en Bogotá a quienes previamente se les haya adjudicado cuando menos tres (3) Lotes Mínimos a Demandar), en todo caso sin superar el monto total demandado por el Residente en Bogotá.

Si lo anterior no fuese posible, se adjudicará a prorrata de sus Demandas por Adjudicar, aproximando los resultados al entero inferior. En todo caso, para efectos de esta prorrata, ninguna Demanda por Adjudicar se considerará por un lote superior al número de Acciones Ordinarias necesarias para que el respectivo Residente en Bogotá complete tres (3) Lotes Mínimos a Demandar.

- **Tercera Capa**:

  En caso de que, una vez realizadas las adjudicaciones antes mencionadas, existiere un saldo de Acciones Ordinarias por adjudicar en el compartimento de Residentes en Bogotá, éstas se adjudicarán entre todos los Residentes en Bogotá a prorrata de sus Demandas por Adjudicar, aproximando los resultados al entero inferior.

Para efectos ilustrativos, y dada la definición de Demandas por Adjudicar, se debe entender que si en la Primera Capa se le adjudicó a un Residente en Bogotá un (1) Lote Mínimo a Demandar, para la adjudicación de los tres (3) Lotes Mínimos a Demandar a los que alude la Segunda Capa se tendrá en cuenta el Lote Mínimo a Demandar adjudicado en la capa anterior, así como todas las Acciones Ordinarias adjudicadas en los compartimentos anteriores a ese Residente en Bogotá.

Las Acciones Ordinarias reservadas para este compartimento que no hubiesen sido adjudicadas a Residentes en Bogotá, se adjudicarán en el compartimento General, en los términos allí dispuestos.

Una vez concluida la adjudicación del presente compartimento, se realizará inmediatamente la adjudicación del compartimento de Institucionales Colombianos.

Compartimento de Institucionales Colombianos:

En el compartimento de Institucionales Colombianos únicamente los Institucionales Colombianos con Demandas por Adjudicar tendrán derecho a que se les adjudique.

El número de Acciones Ordinarias reservadas para este compartimento es igual al 15.0% del total de Acciones Ordinarias Sobrantes, aproximando el resultado al entero inferior.

Si el total de Demandas por Adjudicar de Institucionales Colombianos es menor o igual al número de Acciones Ordinarias reservadas para este compartimento, se adjudicará el total de las Demandas por Adjudicar de Institucionales Colombianos de acuerdo con sus Aceptaciones.

Si, por el contrario, el total de Demandas por Adjudicar de Institucionales Colombianos es mayor al número de Acciones Ordinarias reservadas para este compartimento, estas Acciones Ordinarias se adjudicarán a prorrata de las Demandas por Adjudicar de Institucionales Colombianos, aproximando los resultados al entero inferior.

Las Acciones Ordinarias reservadas para este compartimento que no hubiesen sido adjudicadas a Institucionales Colombianos, se adjudicarán en el compartimento General, en los términos allí dispuestos.

Una vez concluida la adjudicación del presente compartimento, se realizará inmediatamente la adjudicación del compartimento de Personas Jurídicas Extranjeras.

Compartimento de Personas Jurídicas Extranjeras:

En el compartimento de Personas Jurídicas Extranjeras únicamente las Personas Jurídicas Extranjeras con Demandas por Adjudicar tendrán derecho a que se les adjudique.

El número de Acciones Ordinarias reservadas para este compartimento es igual al 37.5% del total de Acciones Ordinarias Sobrantes, aproximando el resultado al entero inferior.

Si el total de Demandas por Adjudicar de Personas Jurídicas Extranjeras es menor o igual al número de Acciones Ordinarias reservadas para este compartimento, se adjudicará el total de las Demandas por Adjudicar de Personas Jurídicas Extranjeras.

Si, por el contrario, el total de Demandas por Adjudicar de Personas Jurídicas Extranjeras es mayor al número de Acciones Ordinarias reservadas para este compartimento, estas Acciones Ordinarias se adjudicarán a prorrata de las Demandas por Adjudicar de los Personas Jurídicas Extranjeras, aproximando los resultados al entero inferior.

Las Acciones Ordinarias reservadas para este compartimento que no hubiesen sido adjudicadas a Personas Jurídicas Extranjeras, se adjudicarán en el compartimento General, en los términos allí dispuestos.

Una vez concluido la adjudicación del presente compartimento, se realizará inmediatamente la adjudicación del compartimento General.

Compartimento General:

En el compartimento General participarán todos los Aceptantes con Demandas por Adjudicar.

El número de Acciones Ordinarias reservadas para este compartimento es igual al 20.0% del total de Acciones Ordinarias Sobrantes, aproximando el resultado al entero inferior, más el total de Acciones Ordinarias que no hayan sido adjudicadas en los compartimentos anteriores.

Si el total de Demandas por Adjudicar de todos los Aceptantes es menor o igual al número de Acciones Ordinarias reservadas para este compartimento, se adjudicará el total de las Demandas por Adjudicar de todos los Aceptantes de acuerdo con sus Aceptaciones.

Si, por el contrario, el total de Demandas por Adjudicar de todos los Aceptantes es mayor al número de Acciones Ordinarias reservadas para este compartimento, estas Acciones Ordinarias se adjudicarán de acuerdo con las siguientes reglas:

- **Primera Capa**:

  Se adjudicará a cada Aceptante con Demandas por Adjudicar el número de Acciones Ordinarias necesarias para completar (1) Lote Mínimo a Demandar (de manera que en esta instancia no se adjudicarán Acciones Ordinarias a los Aceptantes a quienes previamente se les haya adjudicado cuando menos un (1) Lote Mínimo a Demandar), en todo caso sin superar el monto total demandado por el Aceptante.

  Si lo anterior no fuese posible, se adjudicará a prorrata de sus Demandas por Adjudicar, aproximando los resultados al entero inferior. En todo caso, para efectos de esta prorrata, ninguna Demanda por Adjudicar se considerará por un lote superior al número de Acciones Ordinarias necesarias para que el respectivo Aceptante complete un (1) Lote Mínimo a Demandar.

- **Segunda Capa**:

  En caso de que, una vez realizada la adjudicación antes mencionada, existiere un saldo de Acciones Ordinarias por adjudicar en el compartimento General, se adjudicará a cada Aceptante con Demandas por Adjudicar el número de Acciones Ordinarias necesarias para completar tres (3) Lotes Mínimos a Demandar (de manera que en esta instancia no se adjudicarán Acciones Ordinarias a los Aceptantes a quienes previamente se les haya adjudicado cuando menos tres (3) Lotes Mínimos a Demandar), en todo caso sin superar el monto total demandado por el Aceptante.

Si lo anterior no fuese posible, se adjudicará a prorrata de sus Demandas por Adjudicar, aproximando los resultados al entero inferior. En todo caso, para efectos de esta prorrata, ninguna Demanda por Adjudicar se considerará por un lote superior al número de Acciones Ordinarias necesarias para que el respectivo Aceptante complete tres (3) Lotes Mínimos a Demandar.

- **Tercera Capa**:

  En caso de que, una vez realizadas las adjudicaciones antes mencionadas, existiere un saldo de Acciones Ordinarias por adjudicar en el compartimento General, éstas se adjudicarán entre todos los Aceptantes a prorrata de sus Demandas por Adjudicar, aproximando los resultados al entero inferior.

Para efectos ilustrativos, y dada la definición de Demandas por Adjudicar, se debe entender que si en la Primera Capa se le adjudicó a un Aceptante un (1) Lote Mínimo a Demandar, para la adjudicación de los tres (3) Lotes Mínimos a Demandar a los que alude la Segunda Capa se tendrá en cuenta el Lote Mínimo a Demandar adjudicado en la capa anterior, así como todas las Acciones Ordinarias adjudicadas en los compartimentos anteriores a ese Aceptante.

e. Si por efecto del prorrateo el número total de Acciones Ordinarias Adjudicadas resultare inferior al número de Acciones Ordinarias Ofrecidas, la diferencia se adjudicará mediante la asignación de una Acción Ordinaria adicional a cada uno de los Adjudicatarios, en orden alfabético, hasta agotar dicho saldo y en todo caso sin superar el monto total demandado por el Aceptante.

f. Por el hecho de haber presentado una Aceptación a la Oferta Pública, se entiende que cada uno de los Aceptantes admite de manera expresa la posibilidad de que le sea adjudicada una cantidad de Acciones Ordinarias inferior a la cantidad de Acciones Ordinarias por él demandada. Incluso, es posible que a algunos Aceptantes les sea adjudicada una cantidad de Acciones Ordinarias inferior al Lote Mínimo a Demandar o que no les sea adjudicada Acción Ordinaria alguna.

g. En el evento en que se hayan consolidado Aceptaciones de un mismo Aceptante, el Agente Adjudicador procederá a asignar a cada Agente Colocador el número de Acciones Ordinarias que le hubiesen sido adjudicadas al Aceptante que representa, a prorrata del número de Acciones Ordinarias demandadas en las diferentes Aceptaciones, de acuerdo con la metodología de prorrateo del sistema de adjudicación del Agente Adjudicador.

h. EEB contratará los servicios del Agente Adjudicador para llevar a cabo la adjudicación de las Acciones Ordinarias Ofrecidas.

G. Información sobre Resultados de la Adjudicación

La adjudicación de las Acciones Ordinarias Ofrecidas será realizada por el Agente Adjudicador y será dada a conocer al público a través de cada Agente Colocador a partir de la Fecha de Adjudicación.

No es responsabilidad de EEB informar a los Aceptantes a los que no se les adjudiquen Acciones Ordinarias por rechazo de alguna o la totalidad de Aceptaciones presentadas por éstos o cualquier otra causa de tal circunstancia. Sin embargo, dicha información estará disponible a través del Agente Colocador a través del cual presentó su Aceptación.

H. Forma y Plazo de Pago de las Acciones Ordinarias Ofrecidas

El pago de las Acciones Ordinarias suscritas por intermedio de los Agentes Colocadores se hará de contado, en pesos colombianos, por los medios y en las condiciones que establezca cada Agente Colocador, a más tardar dentro de los tres (3) Días Hábiles siguientes a la Fecha de Adjudicación.

I. Prima en colocación de acciones

La diferencia entre el valor nominal de cada Acción Ordinaria y su Precio de Suscripción, constituirá un superávit de capital que se registrará como prima en colocación de acciones no susceptible de distribuirse como dividendo en dinero.

J. Costos y Gastos del Depositante Directo

Durante el término de un (1) año, contado a partir de la Fecha de Adjudicación, EEB asumirá el Costo de Custodia en Deceval de las Acciones Ordinarias Ofrecidas. A partir del vencimiento de dicho término, EEB podrá dejar de pagar dicho costo, en cuyo caso, éste será asumido por el respectivo Accionista o el respectivo Depositante Directo.

Sin perjuicio de lo anterior, cualquier costo o gasto relacionado con la administración de las Acciones Ordinarias deberá ser convenido entre el Agente Colocador y el Inversionista.

K. Comisiones y Gastos Conexos

La comisión de suscripción en el mercado primario de la Emisión será asumida por la Entidad Emisora.

Todos los costos y gastos, tanto directos como indirectos, relacionados con la participación en la Emisión, correrán por cuenta de cada Inversionista. EEB no será responsable, en caso alguno, por dichos costos y gastos, cualquiera que sea el resultado de la Adjudicación en esta Emisión. En particular, los Inversionistas deberán asumir los gastos que se puedan producir como consecuencia del gravamen a los movimientos financieros (4 por 1,000) al momento de efectuar el pago de las Acciones Ordinarias.

Igualmente, los Inversionistas tendrán la responsabilidad, única y exclusiva, de adelantar las actividades necesarias para la presentación de su Aceptación.

Cualquier operación en el mercado secundario sobre las Acciones Ordinarias, a través de una sociedad comisionista de bolsa, genera a favor de esta última, el pago de una comisión que habrá de ser convenida entre el Inversionista y la respectiva sociedad comisionista de bolsa.

L. Mercado Secundario y Metodología de Valoración

Las Acciones Ordinarias Ofrecidas están inscritas en el RNVE y en la BVC y por lo tanto son valores libremente negociables a través de los sistemas transaccionales de la BVC.

La metodología de valoración en el mercado secundario para las Acciones Ordinarias Ofrecidas es aquella establecida de acuerdo con lo dispuesto por la SFC y la BVC a través de Infoval.

M. Mecanismos para la Prevención del Lavado de Activos

De conformidad con la Circular Básica Jurídica, corresponderá a los Agentes Colocadores darle aplicación a las instrucciones relativas a la administración del riesgo de lavado de activos y de la financiación del terrorismo, de conformidad con lo establecido en el Capítulo Décimo Primero del Título I de la mencionada Circular.

Para éstos efectos la Entidad Emisora estableció, en forma previa, criterios para la escogencia de los Agentes Colocadores, que garanticen que dichas entidades den cumplimento de los fines establecidos en la presente disposición. Así mismo, EEB delegó en el Agente Líder Colocador la obligación de consolidar la información de los Inversionistas. En todo caso, cada uno de los Agentes Colocadores deberá darle cumplimiento a las instrucciones relativas a la administración del riesgo de lavado de activos y de la financiación del terrorismo, de conformidad con lo establecido en el Capítulo Décimo Primero del Título I de la Circular Básica Jurídica y efectuar en forma individual, los reportes de que trata dicho Capítulo.

Los Inversionistas que se encuentren interesados en adquirir las Acciones Ordinarias a través de los Agentes Colocadores deberán vincularse como clientes para participar en el proceso de colocación de las Acciones Ordinarias y estar en condiciones de presentar Aceptaciones por cumplir los requisitos establecidos por el respectivo Agente Colocador para recibir la Aceptación. Para el proceso de vinculación deberán diligenciar y entregar el formulario de vinculación proporcionado por cada Agente

Colocador con sus respectivos anexos. Se advierte que este proceso de vinculación podrá tardar hasta tres (3) Días Hábiles, siempre y cuando se entregue el formulario de vinculación correctamente diligenciado con todos los soportes requeridos cumpliendo con las especificaciones definidas.

N. Acciones Ordinarias No Suscritas

Las Acciones Ordinarias Ofrecidas de la presente Emisión que no fueren suscritas dentro de los términos y condiciones establecidas en el Reglamento, volverán a la reserva en calidad de Acciones Ordinarias y a disposición de la Junta Directiva de EEB para futuras colocaciones.

PARTE II - INFORMACIÓN DE LA ENTIDAD EMISORA

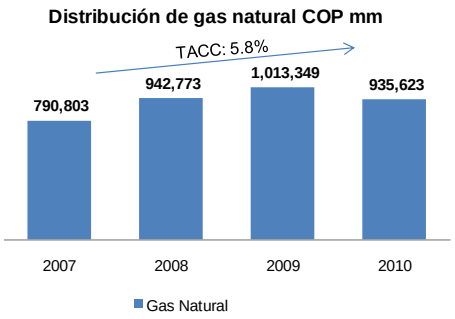
CAPÍTULO 3 – CONSIDERACIONES DE INVERSIÓN

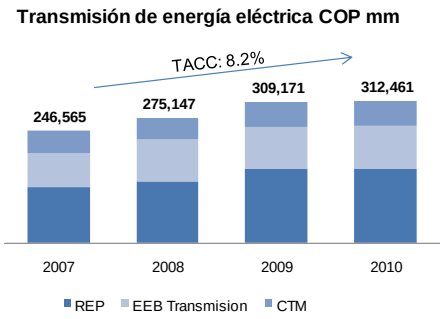
La fuente de las cifras de este capítulo es el Emisor a menos que se indique una fuente diferente.

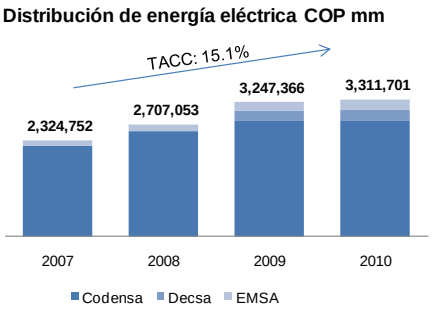


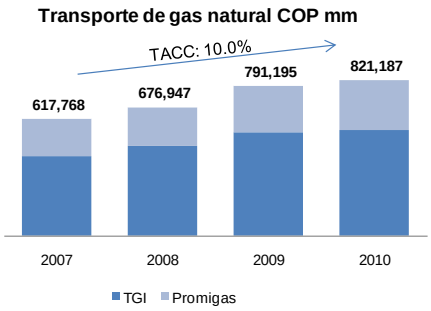
A. Enfoque en Monopolios Naturales

1. *Ingresos Estables y Crecientes:*

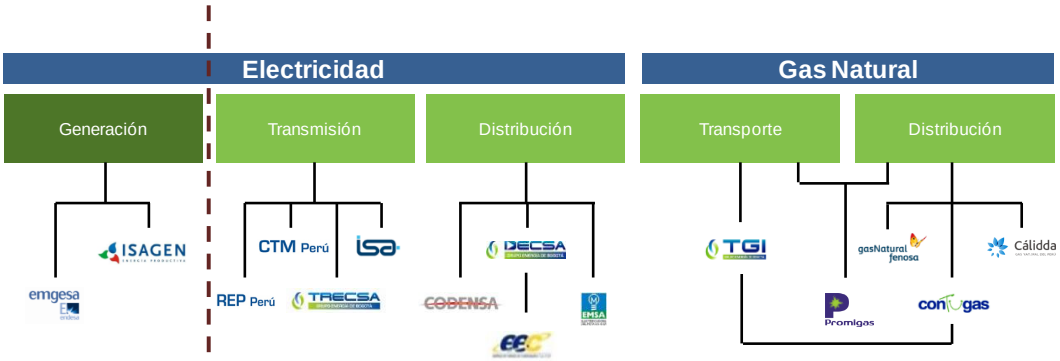


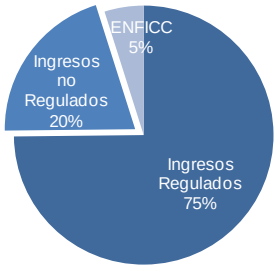






2. *80% de los Ingresos Provienen de Negocios Regulados:*





- El 19% de los ingresos provenientes de Emgesa se derivan del cargo por confiabilidad (ENFICC), un ingreso asegurado por la regulación

3. *Líderes en el Sector Gas Natural:*

Distribución gas  Participación de mercado (%) (No. Clientes)	gasNatural fenosa **38.0%**	Promigas **21.0%***	**Total** **59.0%**	**# 1 Colombia**
Transporte gas  Participación de mercado (%) (Volumen promedio transportado)	TGI GRUPO ENERGIA DE BOGOTA **49.2%**	Promigas **47.2%**	**Total** **96.4%**	**# 1 Colombia**
Distribución gas  Participación de mercado (%) (No. Clientes)	Cálidda GAS NATURAL DEL PERÚ **100.0%****		**Total** **100.0%**	**# 1 Perú**

*Únicamente se incluyen empresas controladas. No se incluye Gases del Caribe (Efigas, Gas guajira)
**Somos los primeros en incursionar en este mercado

4. *Líderes en el Sector Eléctrico:*

Distribución eléctrica  Participación de mercado (%) (Energia distribuida Kwh)	CODENSA **23.7%**	DECSA **1.2%**	EMSA **1.4%**	**Total** **26.3%**	**# 1 Colombia**
Transmisión eléctrica  Participación de mercado (%) (Km de línea)	ENERGIA de Bogotá **8.0%**			**Total** **8.0%**	**# 2 Colombia***
Generación eléctrica  Participación de mercado (%) (Generación)	emgesa **19.9%**	DECSA **1.4%**		**Total** **21.3%**	**# 2 Colombia**
Transmisión eléctrica  Participación de mercado (%) (Km de línea 220-138 kV)	CTM Perú + REP Perú **60.0%**			**Total** **60.0%**	**# 1 Perú**

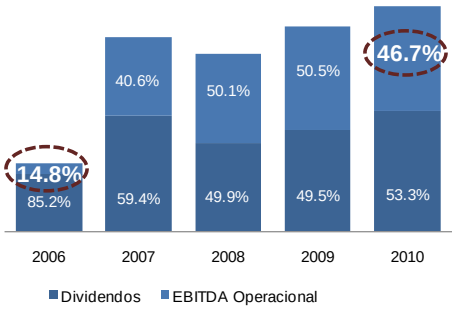
* Transelca es el segundo operador por tamaño y es controlada por ISA, la empresa más grande del sector

B. Crecimiento en Negocios con Control

1. *Consolidando la Estrategia:*

- **Los ingresos provenientes de compañías con control aumentaron 10 veces en los últimos 4 años**

Dividendos Vs EBITDA Operacional



- El 60% del valor del plan de negocios se llevará a cabo por compañías controladas

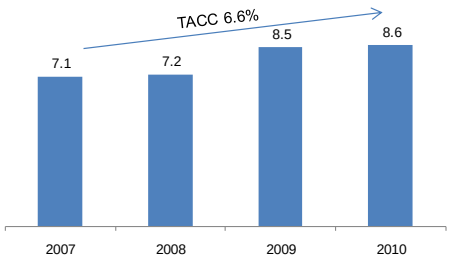
Se excluyen los dividendos decretados en 2010 con base en un corte anticipado de estados financieros de Gas Natural, Emgesa y Codensa

2. *Adquisiciones y Proyectos Recientes:*

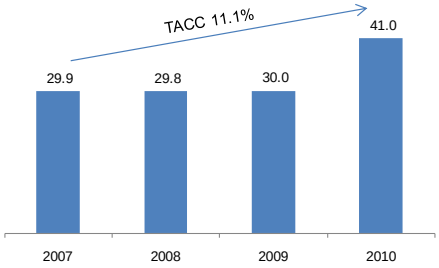
Transacción	Resultados del negocio
ENERGIA de Bogotá 100%	▪ En 2007 entró en operación la segunda **línea de interconexión con Ecuador**: 387 Km de longitud (COP 152,000 mm) ▪ La compañía actualizó su experiencia constructiva como parte de su estrategia de expansión
TGI 68%	▪ En **2007 EEB** adquirieron los activos de Ecogás por USD 1,460 mm. Se constituyó TGI para administrar dichos activos con un equity cercano a los **USD 340 mm (98% de EEB)**, el resto de la operación fue financiada con deuda. ▪ En **2010 CVCI** capitaliza TGI y adquiere el **31.9%** del equity por **USD 400 mm**
DECSA EEC 51%	▪ EEB (51%) y Codensa (49%) a través de Decsa, adquirieron el 82% de EEC en el 2009 ▪ Se inició un proceso de restructuración de la compañía que ha permitido **duplicar el margen de EBITDA**
TRECSA 97%	▪ Es el proyecto de infraestructura energética más importante de Guatemala: aprox. 850 km de líneas que cubren todo el país ▪ Se espera tener un **47% de la participación de mercado** (km de línea) para el 2013
Cálidda 66%	▪ En 2011 se adquirió Cálidda, compañía con gran potencial de crecimiento que en la actualidad tiene cerca de **50,000 clientes** y espera alcanzar un total de **1.5 millones** en el 2020
contugas 75%	▪ Construcción y operación de una red de transporte y distribución de gas natural para atender la demanda del sur del Perú ▪ Zona de influencia **será la de mayor crecimiento en demanda de gas** en los próximos años debido a los proyectos siderúrgicos, agroindustriales y petroquímicos que se están desarrollando en la región

3. *Fuerte Presencia en Países Atractivos – Gas Natural:*

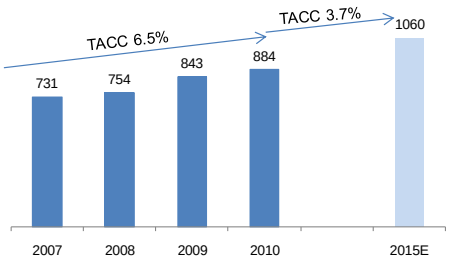
Reserva gas natural Colombia - Tpc



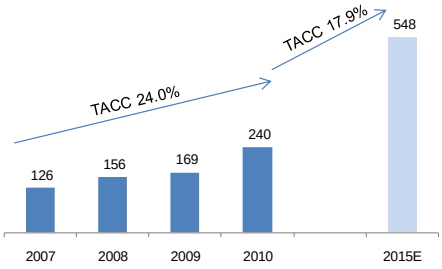
Reserva gas natural Perú- Tpc



Demanda gas natural Colombia - mpcd



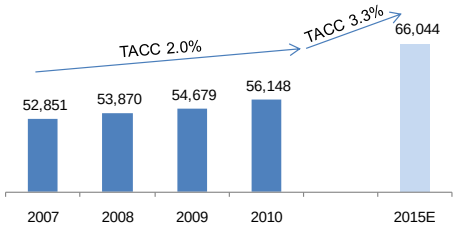
Demanda gas natural Perú- mpcd



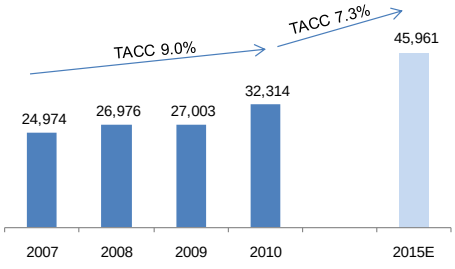
Fuente: ANH, MEM, UPME

4. *Fuerte Presencia en Países Atractivos – Electricidad:*

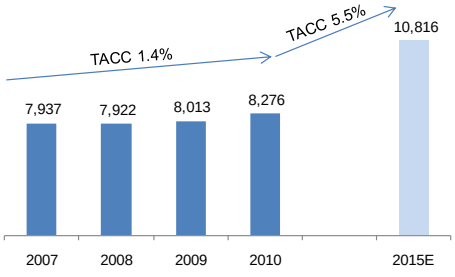
Demanda electricidad Colombia - GWh



Demanda electricidad Perú - GWh



Demanda electricidad Guatemala - GWh



Fuente: UPME, XM, SNMP

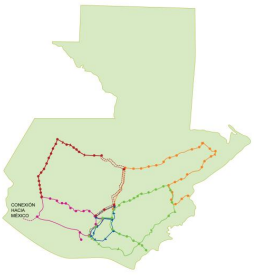
C. Ambiciosos Proyectos en Ejecución

1. Proyectos en Ejecución por USD 3 Billones en Electricidad y Gas natural en Colombia, Perú y Guatemala:

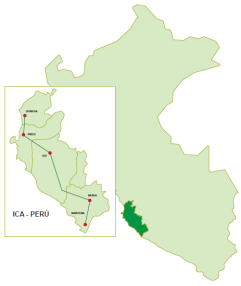
Gaseoductos Guajira y Cusiana en Colombia
- Inversión **USD 561 mm**
- Guajira inició operación en 4T 2010 y Cusiana Fase 1 en 1T 2011
- Fase 2 inicia operación en 4T 2011



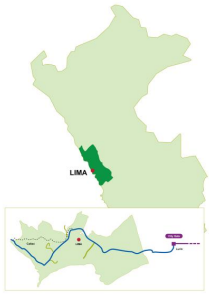
Transmisión de electricidad en Guatemala
- Inversión **USD 373 mm**
- Inicia operación en 2013



Transporte y distribución gas natural en Perú
- Inversión **USD 280 mm**
- Inicia operación en 2013



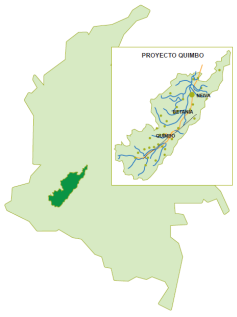
Distribución de gas natural en Perú
- Inversión **USD 113 mm**
- Etapa 2, expansión del sistema
- Inicia 2012



EEB Transmisión-Reactores en Colombia
- Inversión **USD 7 mm**
- Inicia operación en 2012



Hidroeléctrica Quimbo en Colombia
- Inversión **USD 837 mm**
- Inicia operación en 2014
- Capacidad 400 MW



Subestaciones en Bogotá, Colombia
- Inversión **USD 68 mm**
- En operación a partir de 2011



Transporte y distribución gas natural en Colombia
- Inversión **USD 192 mm**
- Inversiones hasta 2015



CTM Perú

Construcción de red eléctrica en Perú
- Inversión **USD 748 mm**
- Ampliaciones y nuevas concesiones
- Inicia operación en 2013



REP Perú

Construcción de red eléctrica en Perú
- Inversión **USD 72 mm**
- Ampliaciones y nuevas concesiones
- Inicia operación en 2011



gasNatural fenosa

Distribución de gas natural en Colombia
- **USD 72 mm**
- Inversiones hasta 2014



D. Amplio Acceso a los Mercados de Capitales

1. Experiencia Comprobada para Financiar Expansión:

- En 2007 EEB y TGI emitieron bonos por USD 1,360 millones en los mercados internacionales para la compra de Ecogas
- EEB cuenta con un cupo de crédito disponible con entidades bancarias por un monto cercano a USD 743 millones

Standard & Poors

"EEB's key financial ratios are stronger than we had expected, as a result of higher EBITDA plus dividends received during 2010 and lower debt. We are affirming our ratings on the company, including the 'BB+' corporate credit rating with a stable outlook. We expect that, despite strong capital expenditure requirements for 2011, EEB will continue to increase its cash flow generation and maintain its liquidity position."

junio 2011

Emisiones de bonos vigentes USD mm

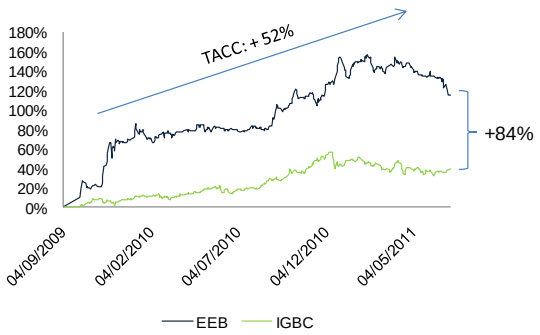
Energía de Bogotá	610	BB externa
TGI	750	BB externa
emgesa	921	AAA local BBB- externa
CODENSA	653	AAA local
CTM Perú	30	AAA local
Promigas	257	AAA local
ISAGEN	486	AA+ local BB+ externa
isa	472	AAA local
Total	**4,178**	

Para efectos de cambio se utilizó una TRM 1,750

2. *Mercado de Capitales Reconoce Acertada Estrategia:*

- Ticker EEB:CB
- A 30 de junio de 2011 el valor de mercado de EEB asciende a USD 7,600 millones
  - + 121% sobre el valor al cual vendió Endesa en 2009
  - La acción de EEB se valorizó 84 puntos porcentuales más que el IGBC para este mismo periodo
- + 3,000 accionistas
- Alta liquidez
- Parte del IGBC

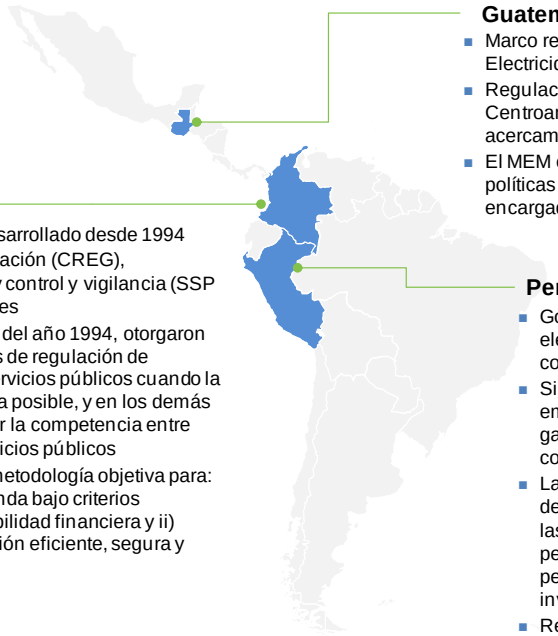
Comportamiento de la acción EEB



Para efectos de cambio se utilizó una TRM 1,750

E. Adecuado Marco Regulatorio

1. *Regulación Estable y Apropiada en Sectores Estratégicos:*



Guatemala

- Marco regulatorio basado en la Ley General de Electricidad de 1996
- Regulación ejemplo para el resto de Centroamérica debido a su flexibilidad y acercamiento con el inversionista
- El MEM es el encargado de elaborar las políticas energéticas y la CNEE es la encargada de regular el sub sector eléctrico

Colombia

- Marco regulatorio desarrollado desde 1994
- Organismos de regulación (CREG), planeación (UPME) y control y vigilancia (SSP y SFC) independientes
- Las Leyes 142 y 143 del año 1994, otorgaron a la CREG funciones de regulación de monopolios en los servicios públicos cuando la competencia no fuera posible, y en los demás casos, para promover la competencia entre quienes presten servicios públicos
- CREG implementó metodología objetiva para: i) abastecer la demanda bajo criterios económicos y de viabilidad financiera y ii) asegurar una operación eficiente, segura y confiable

Perú

- Gobierno peruano reestructuró el sector eléctrico en 1992 y privatizó algunas de las compañías eléctricas más importantes
- Sistema de transmisión está a cargo de empresas privadas y su remuneración se garantiza a través de contratos de concesión
- Las tarifas para el transporte y distribución de gas natural se establecen de acuerdo a las condiciones de la concesión durante un periodo inicial y después se determinan periódicamente con base en el VNR de las inversiones realizadas y proyectadas
- Reguladores independientes: COES, OSINERGMIN, MINAM-OEFA, INDECOPI



Brasil

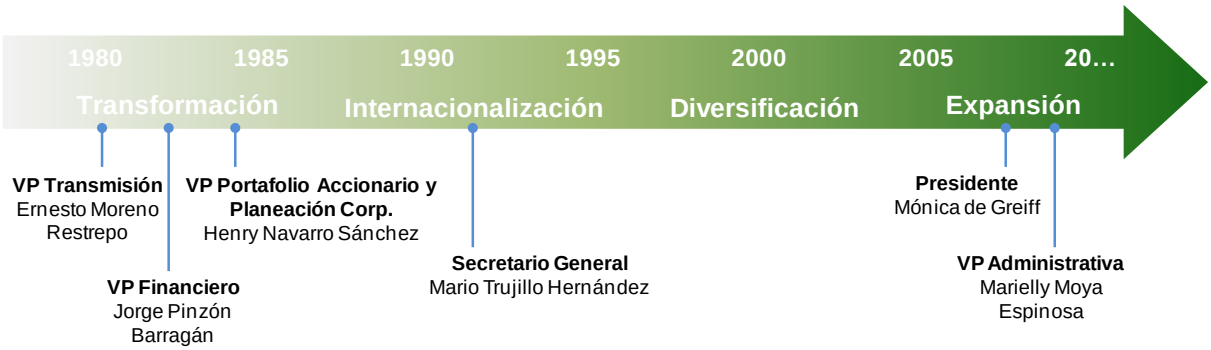
- Marco regulatorio implementado en 2002
- Los procesos de producción, distribución o transmisión, se hacen a través de procesos de licitación para concesiones organizadas por el MEM
- Se realiza una revisión tarifaria cada 4 años y un reajuste tarifario cada año que busca redefinir el equilibrio económico-financiero de la concesión
- La planificación de la expansión del sistema de transmisión es realizada de forma centralizada y determinativa por la EPE
- La regulación y supervisión del sector eléctrico son responsabilidad de ANEEL

Chile

- Marco regulatorio implementado en 1982
- Organismos de regulación (CNE), fiscalización (SEC) y coordinación (CDEC) independientes
- La estructura tarifaria y de ingresos la define la CNE con base en criterios económicos y financieros objetivos
- No existe un monopolio legal a favor de una única empresa del transporte troncal en alta y extra alta tensión

F. Experimentados Socios y Administradores

1. Equipo Directivo con Track Record Probado:



Accionistas EEB - jun 2011	No. de acciones	%
Distrito Capital	7,002,392,200	81.54%
Ecopetrol S.A.	631,098,000	7.35%
Corficolombiana S.A.	327,150,500	3.81%
AFP Porvenir	177,929,600	2.07%
AFP Horizonte	92,173,823	1.07%
AFP Colfondos	55,178,000	0.64%
Otros accionistas	301,234,377	3.51%
Total	**8,587,156,500**	**100.00%**

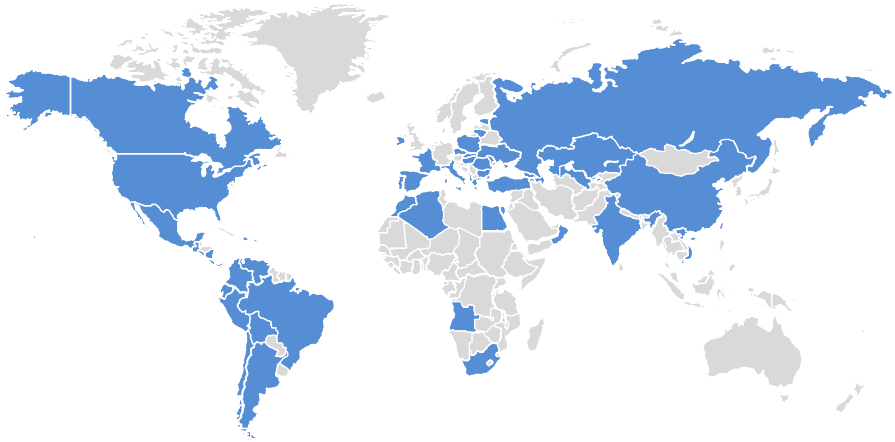
Junta Directiva - Principales

- Clara López Obregón
- Cristina Arango Olaya
- Luis Carlos Sarmiento Gutierrez
- Pedro Arturo Rodríguez Tobo
- Ruth Mary Abril Arévalo
- Yuri Chillán Reyes
- Alberto Carrasquilla Barrera
- Antonio José Urdinola Uribe
- Claudia Lucía Castellanos Rodríguez

→ Miembros Independientes

2. Socios de Clase Mundial:

Clientes:	61 millones	20 millones	2 millones		
Cobertura:	40 Países	25 Países	4 Países	9 Países	25 Países
Ventas:	€ 71,943 millones	€ 19,630 millones	COP 1.5 billones	COP 3.5 billones	USD 7 billones*



*Recursos invertidos o comprometidos

CAPÍTULO 4 – GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ

La fuente de las cifras de este capítulo es el Emisor a menos que se indique una fuente diferente.

El Grupo Energía de Bogotá es uno de los grupos empresariales más importantes del sector energético en Colombia por los negocios que maneja, el tamaño y solidez de sus activos así como por los mercados que atiende. Su estrategia está focalizada en los de negocios transporte y distribución de energía. También posee inversiones relevantes en otros negocios de la cadena de electricidad (generación y distribución / comercialización) y de gas natural (distribución / comercialización) en alianzas con socios muy reconocidos a nivel internacional: Grupo Endesa (Italia - España), Gas Natural (España), ISA y Citi Venture Capital International.

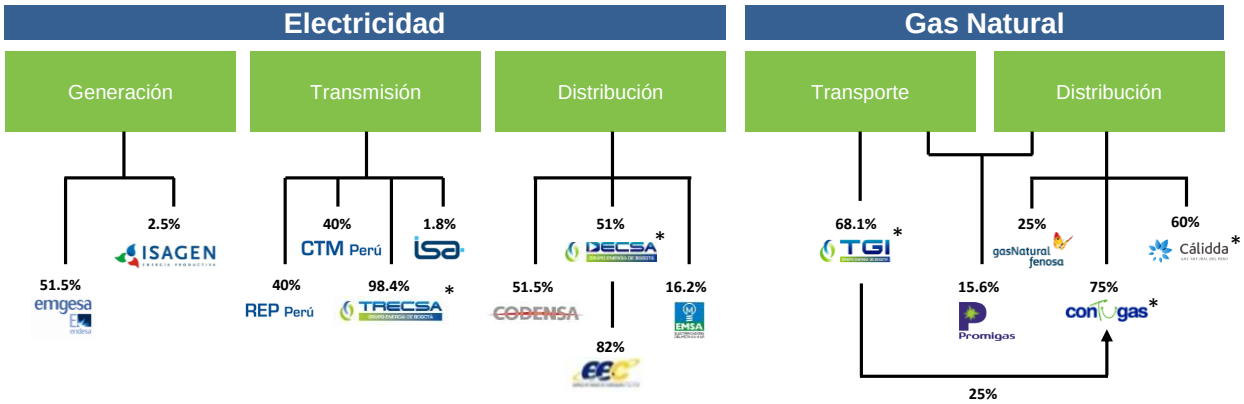
Los negocios del Grupo Energía de Bogotá son en general estables y de riesgo moderado por ser negocios regulados (monopolio natural) y con gran potencial de crecimiento en los mercados y países en donde tiene presencia.

En la actualidad, el Grupo Energía de Bogotá cuenta con operaciones en Colombia, Perú y Guatemala. Su estrategia de expansión está focalizada en el transporte y distribución de energía en Colombia y en otros países de la región americana.

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. ("EEB") es la matriz del Grupo Energía de Bogotá.

A. Estructura del Grupo Energía de Bogotá

El Grupo Energía de Bogotá participa, directamente o a través de su portafolio de inversiones, en los negocios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como en negocios de transporte y distribución de gas natural, tal como se muestra a continuación:



*EEB controla la operación de estas compañías

B. Historia del Grupo Energía de Bogotá

La siguiente gráfica muestra los principales eventos en la historia del Grupo Energía de Bogotá desde su fundación en 1886 hasta la fecha.



- Compañía privada y verticalmente integrada.
- Operaciones en el mercado de Bogotá.

- Distrito de Bogotá adquiere el 100% de la compañía.

- De empresa pública a sociedad por acciones regida por el derecho privado.
- Capitalización por parte de Endesa: separación de los negocios de generación (Emgesa) y distribución (Codensa).
- EEB mantiene mayoría accionaría y regula su relación con Endesa a través de acuerdos de accionistas.



- 2002: participación en el 40% de la concesión que dio origen a REP (ISA 60%).
- 2006: EEB adquiere el 40% de las acciones de CTM (ISA 60%), concesión dedicada a la transmisión de electricidad en Perú.
- REP y CTM operan el sistema de transmisión más grande del Perú

- 2005: EEB adquiere el 72% de Transcogas (fusionada con TGI en 2010), empresa dedicada al transporte de gas natural en Colombia.
- 2007: EEB adquiere los activos, derechos y contratos de Ecogas - hoy en día TGI-, la empresa más grande de transporte de gas en Colombia.
- 2007: EEB finaliza la construcción de la línea de transmisión de electricidad que interconecta a Colombia con Ecuador.

- Febrero de 2009: EEB y Codensa, a través de DECSA, adquieren el 82% de las acciones de EEC, empresa colombiana de generación, comercialización y distribución de electricidad
- Marzo de 2009 se constituye Congas Perú (hoy ConTugas) empresa responsable de la concesión para transportar y distribuir gas en la región de ICA - Perú.
- Febrero de 2010: Se constituye TRECSA, empresa responsable de la construcción y operación de una red de transmisión de electricidad en Guatemala.
- Diciembre de 2010: Citi Venture Capital se vincula como accionista de TGI. Aporta Usd 400 por un interés del 31.9%.
- Enero de 2011: EEB adquiere intereses en gas natural de Ashmore en Colombia y Perú. En Colombia obtuvo el 15,6% de Promigas y en Perú el 60% de Calidda. El valor de la operación fue de USD 348 mm

C. Estrategia del Grupo Energía EEB



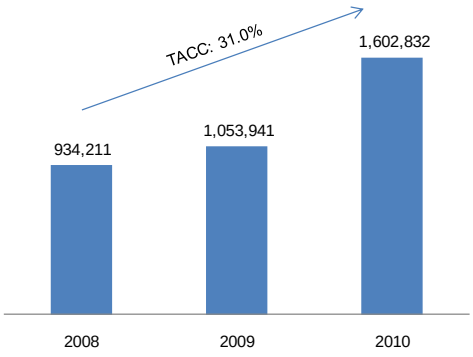


El Grupo Energía de Bogotá tiene como objetivo ser en el año 2024 el primer grupo transportador independiente de gas natural en América Latina y un actor relevante en transmisión y distribución de energía eléctrica y gas en la región. Adicionalmente, espera mantener una con participación importante en otros negocios del sector energético y ser reconocido como un grupo de clase mundial.

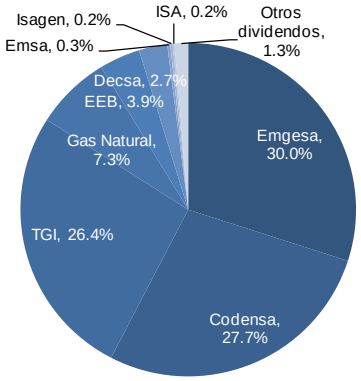
D. Resultados Financieros Consolidados

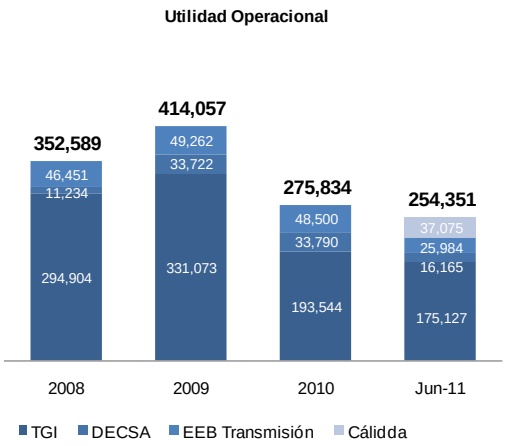
Estado de Resultados COP MM	2008	2009	2010	Jun-11
Ingresos operacionales	591,291	930,819	932,435	665,599
EBITDA	934,211	1,053,941	1,602,832	1,231,181
Gasto financiero	281,153	288,936	258,799	123,917
Utilidad operacional	354,451	416,281	268,287	253,466
Utilidad neta	219,115	723,213	1,092,945	281,269

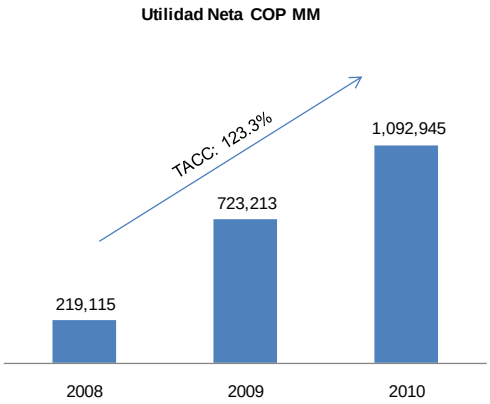
EBITDA COP MM



Composición EBITDA consolidado 1,602,832 COP MM







Nota: Utilidad Operacional no incluye eliminaciones

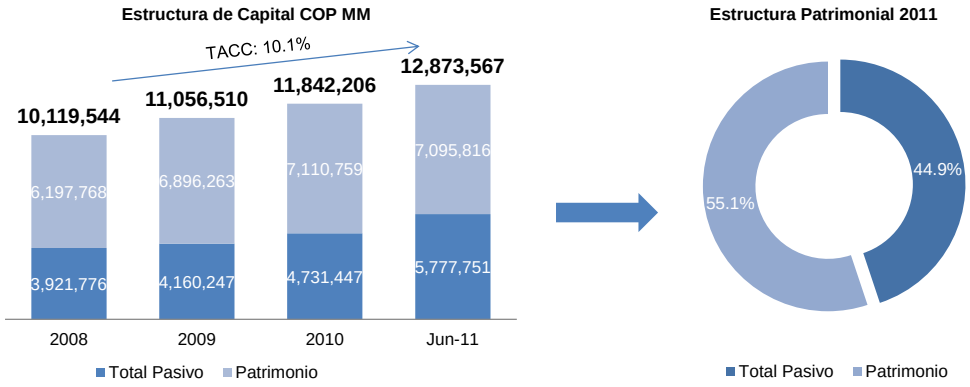
EEB consolida los ingresos operacionales de su negocio de transmisión de electricidad en Colombia, el cual opera directamente, del negocio de transporte de gas natural en Colombia, el cual es operado por TGI, del negocio de distribución y comercialización de electricidad, el cual es operado por DECSA/EEC (los datos de DECSA corresponden al consolidado de EEC, que en el año 2008 no consolidó con EEB) y el negocio de distribución de gas natural en Perú operado por Cálidda. Los resultados de las otras compañías en las que EEB tienen participación se reflejan en el estado de resultado consolidado en el rubro de dividendos decretados.

El EBITDA consolidado de EEB para un período determinado consiste en los Ingresos operacionales (Negocio de Transmisión de EEB, TGI, DECSA y CÁLIDDA), menos el costo de ventas los gastos administrativos y los intereses de los patrimonios autónomos pensionales, más los dividendos decretados por las compañías participadas, los intereses de las inversiones de portafolio, los impuestos indirectos, la amortización de intangibles, la depreciación de activos fijos, los aportes a los fondos pensionales y las provisiones.

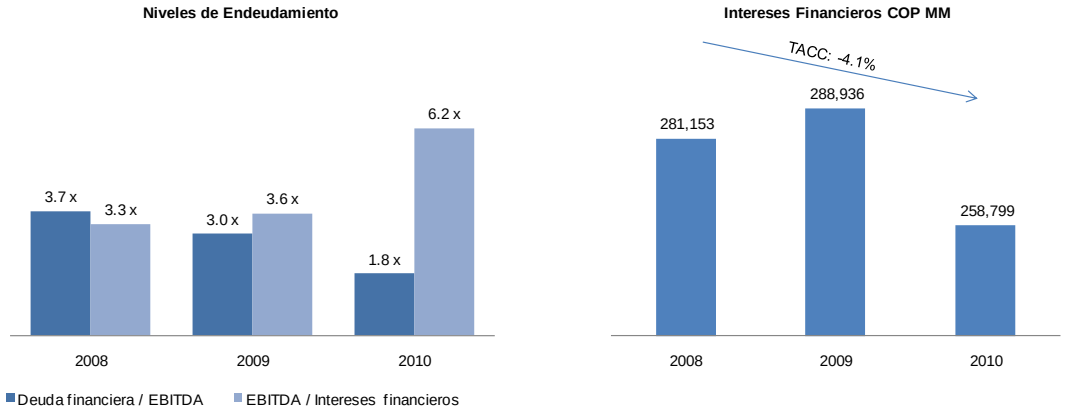
En 2010 los resultados operacionales consolidados se resumen de la siguiente manera: i) Los ingresos de la actividad de transmisión estuvieron impactados positivamente por metodología de remuneración de la actividad transmisión de electricidad, ii) los mejores resultados de la actividad de distribución y comercialización de electricidad son el resultado del plan de reestructuración para reducir pérdidas, mejorar el recaudo de cartera, reestructurar la nómina, entre otros, que se viene implementando desde 2009, y iii) los menores resultados operacionales de la actividad de transporte de gas natural están relacionados con la obligación, de acuerdo con las normas contables colombianas, de registrar los activos por su valor de realización. Para ello, las compañías tienen que adelantar un avalúo técnico independiente por lo menos cada tres años. En junio de 2010, TGI finalizó dicho avaluó y como resultado del mismo, se contabilizó una valorización de los activos fijos de COP 322,809 millones y un aumento del patrimonio en el mismo monto. Sin embargo, el avalúo determinó desvalorizaciones de activos fijos y BOMTs por COP 139,875 millones que se contabilizaron como una provisión en el estado de resultados. Estas mayores provisiones no afectan la generación de caja de la compañía.

El incremento del EBITDA y de la Utilidad neta en 2010 y primer semestre de 2011 se explica, principalmente, por el hecho de que Codensa, Emgesa y Gas Natural decretaron dividendos en dos ocasiones durante dicho año. Las dos primeras compañías decretaron dividendos en marzo, con base en los resultados de 2009, y en octubre, con base en los resultados de enero a septiembre de 2010. Gas Natural, por su parte, lo hizo en marzo con base en los resultados de 2009 y en diciembre con base en los resultados de enero a octubre de 2010.

Balance General COP MM	2008	2009	2010	Jun-11
Efectivo e Inversiones	701,970	598,475	588,845	711,666
Propiedad Planta y Equipo	1,313,122	1,660,338	1,840,354	3,373,693
Total Activos	10,119,544	11,056,510	11,842,206	12,873,567
Total Deuda	3,450,712	3,199,778	2,952,660	3,093,159
Pasivos de Largo Plazo	3,635,507	3,539,819	3,468,368	3,683,884
Total Pasivo	3,921,776	4,160,247	4,731,447	5,777,751
Patrimonio	6,197,768	6,896,263	7,110,759	7,095,816



En los últimos años, el Grupo Energía de Bogotá ha mantenido una estructura de capital estable con una participación del patrimonio entre el 55% y el 63% en el total de la compañía.



El indicador de apalancamiento se redujo significativamente gracias al crecimiento del EBITDA por las razones ya explicadas, pero también por un menor valor de la deuda expresada en pesos como consecuencia de la revaluación del peso colombiano. Es importante recordar que la deuda financiera en dólares representa cerca del 95% del total de la deuda financiera consolidada de la compañía. Por su parte, el indicador de cobertura de intereses también registró un comportamiento positivo gracias al mayor valor del EBITDA y el menor valor de los intereses como consecuencia de la revaluación del peso.

E. Proyectos de Expansión

Empresas con control

Proyecto / Compañía	País	Sector	Inversión USD MM	Estado	Inicio Operación
Guajira - TGI	Colombia	Transporte de gas natural	195	En operación	2010
Cusiana I - TGI	Colombia	Transporte de gas natural	171	En operación	2011
Cusiana II - TGI	Colombia	Transporte de gas natural	195	En construcción	2011
ICA Peru - ConTUgas	Perú	Transporte y distribucion de G.N.	280	En construcción	2013
Guatemala - Trecsa	Guatemala	Transimision de electricidad	373	En construcción	2013
Reactores - EEB	Colombia	Transimision de electricidad	7	En construcción	2012

Empresas sin control

Proyecto / Compañía	País	Sector	Inversión USD MM	Inicio Operación
Quimbo - Emgesa	Colombia	Generación electricidad	837	2014
Subestaciones - Codensa	Colombia	Distribución electricidad	68	2011
Ampliaciones a la concesion - REP	Perú	Transmisión electricidad	72	2011
Ampliaciones a la concesion y nuevas concesiones - CTM	Perú	Transmisión electricidad	748	2013

- Adicionalmente, dentro de la estrategia EEB está previsto en las convocatorias que desarrolle la UPME para la expansión del STN.
- Inversiones en el sector de transmisión de energía eléctrica en Latinoamérica. Los países en los cuales hay proyectos actualmente son: Chile, Guatemala y Brasil.
- Inversiones en el sector de distribución de energía eléctrica en Colombia.
- Inversiones en el sector de transporte de gas natural en Latinoamérica.

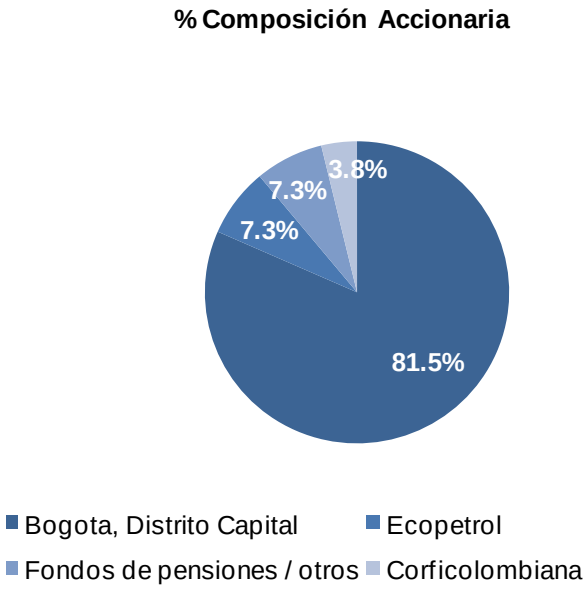
CAPÍTULO 5 – EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.

La fuente de las cifras de este capítulo es el Emisor a menos que se indique una fuente diferente.

EEB, identificada con NIT 899.999.082-3, es la empresa matriz del Grupo Energía de Bogotá.

EEB es una empresa integrada colombiana del sector energético. EEB participa, directamente o a través de participaciones en otras compañías, en toda la cadena de valor de la energía eléctrica y del gas natural, con excepción de la exploración y producción de ésta última. EEB tiene inversiones en Colombia, Perú y Guatemala y tiene focalizada su estrategia de crecimiento en el transporte de energía en estos y otros países de la región.

A 30 de junio de 2011, la composición accionaria de EEB es la siguiente:



Accionistas EEB - Junio 2011	Número de acciones	%
Distrito Capital	7,002,392,200	81.54%
Ecopetrol S.A.	631,098,000	7.35%
Corficolombiana S.A.	327,150,500	3.81%
Fondo de pensiones obligatorias Porvenir	177,929,600	2.07%
Fondo de pensiones obligatorias Horizonte	92,173,823	1.07%
Fondo de pensiones obligatorias Colfondos	55,178,000	0.64%
Empresa de Telecomunincaciones de Santafé de Bogotá	3,930,300	0.05%
Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá	786,100	0.01%
Otros accionistas minoritarios	296,517,977	3.45%
Total	8,587,156,500	100%

EEB es una compañía de capital mixto cuyo accionista mayoritario es el Distrito de Bogotá. Las acciones de la compañía están inscritas en el mercado público de valores de Colombia y se negocian en la Bolsa de Valores de Colombia.

El Gobierno Corporativo de la compañía se ciñe a las disposiciones del "Código País", que a su vez sigue los principios definidos por la OECD que por sus siglas en inglés se refiere a Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico.

A. Situación Legal, Duración y Causales de Disolución del Emisor

1. Forma Jurídica de EEB

EEB S.A ESP, es una empresa de servicios públicos, mixta, constituida como sociedad anónima por acciones, conforme a las disposiciones de la Ley 142 y 143 de 1994, normatividad especial para este tipo de empresas.

La actividad de EEB como prestador de servicios públicos, se encuentra sometida al control, inspección y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

2. Duración

De acuerdo con los estatutos sociales, el término de duración de EEB S.A ESP, es indefinido.

3. Causales de Disolución

De acuerdo con el artículo 81 de los estatutos sociales de la empresa, ésta se disolverá en los siguientes casos:

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

Cuando se presente la causal de disolución declarada por la Asamblea o prevista en el artículo 220 del Código de Comercio, el Presidente y los administradores, deberán proveer lo necesario para mantener la continuidad del servicio público y para informar a los accionistas de las circunstancias determinantes, en los términos del artículo 19, numeral 13 de la Ley 142 de 1994.

4. Escritura de Constitución y Última Reforma Estatutaria

La escritura de transformación de la Empresa es la número 610 notaría 28 de Bogotá del 3 de junio de 1996. A la fecha, la última reforma estatutaria se encuentra protocolizada en la escritura pública número 1782 de la notaría 11 del 20 de junio de 2011.

5. Domicilio Principal

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP, tiene su domicilio principal en la ciudad de Bogotá, Distrito Capital, en la carrera 9 No. 73-44 piso 6.

Los estatutos sociales de la Empresa pueden ser consultados en su página web www.eeb.com.co, o en su domicilio principal.

B. Negocio de EEB y Portafolio de Inversiones

EEB opera directamente los siguientes negocios:

- Transmisión de energía eléctrica en Colombia, el cual se describe en la sección C del capítulo 6,
- Distribución de energía eléctrica en Colombia, el cual se describe en la sección I del capítulo 6.

- Transporte de gas natural en Colombia, el cual se describe en la sección A del capítulo 7.
- Distribución de gas natural en Lima, Perú, el cual se describe en la sección E del capítulo 7.

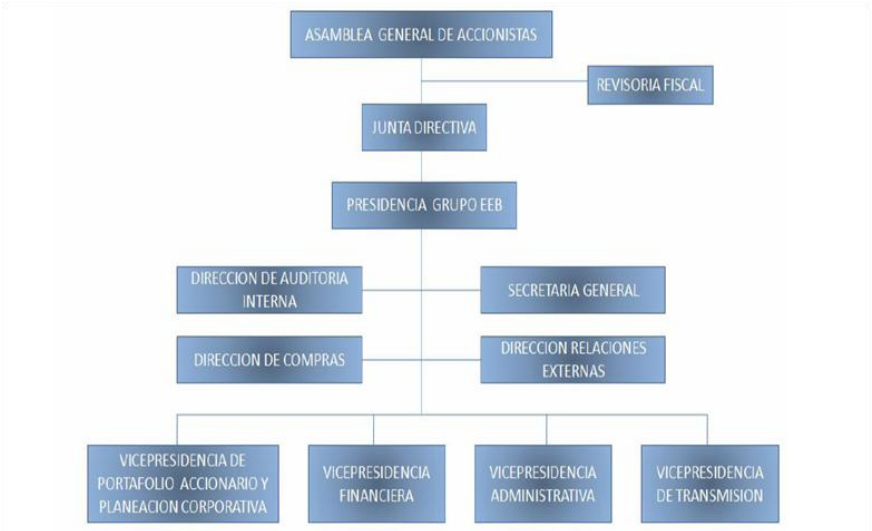
Adicionalmente, EEB está construyendo los siguientes proyectos:

- Transporte y distribución de gas natural en Perú, el cual se describe en la sección D del capítulo 7.
- Transmisión de energía eléctrica en Guatemala, el cual se describe en la sección G del capítulo 6.

Por último, EEB tiene inversiones mayoritarias o relevantes en:

- Generación de energía eléctrica en Colombia, la cual se describe en las secciones A y B del capítulo 6.
- Transmisión de energía eléctrica en Colombia, la cual se describe en la sección D del capítulo 6.
- Transmisión de energía eléctrica en Perú, la cual se describe en las secciones E y F del capítulo 6.
- Distribución y comercialización de energía eléctrica en Colombia, la cual se describe en las secciones H y J del capítulo 6.
- Transporte, distribución y comercialización de gas natural en Colombia, la cual se describe en las secciones B y C del capítulo 7.

C. Estructura Organizacional de la Entidad Emisora



D. Asamblea de Accionistas

La Asamblea General de Accionistas se halla compuesta por los accionistas inscritos en el libro de registro de acciones o sus representantes o mandatarios reunidos con el quórum demandado por los estatutos y la ley y en las condiciones previstas por tales ordenamientos.

Reuniones ordinarias: Se realizan dentro de los tres primeros meses de cada año; son convocadas con no menos de quince (15) días hábiles de antelación, período en el que los estados financieros certificados y dictaminados y los libros estarán a disposición de los accionistas para su inspección. Serán convocadas por la Junta Directiva o el Presidente.

Reuniones extraordinarias: Se llevarán a cabo cuando lo requieran las necesidades imprevistas o urgentes de la sociedad. Serán convocadas por la Junta Directiva, el Presidente, el Revisor Fiscal o un número de accionistas que represente por lo menos una cuarta parte del capital suscrito con no menos de cinco (5) días hábiles de antelación. No puede tomar decisiones sobre temas que no estén incluidos en el orden del día, pero por decisión de la mayoría de los votos presentes puede ocuparse de otros temas una vez agotado el orden del día.

Quórum: Puede deliberar con un número plural de personas que representen, por lo menos, la mayoría absoluta de las acciones suscritas.

Funciones:

- Estudiar y aprobar las reformas estatutarias;
- Nombrar y remover libremente a los miembros de la Junta Directiva, al revisor fiscal, así como fijarle sus asignaciones;
- Examinar, aprobar o improbar los balances de fin de ejercicio, las cuentas que deben rendir los administradores, los informes de Junta Directiva y del Presidente sobre el estado de los negocios, así como el informe del revisor fiscal;
- Ordenar las acciones que correspondan contra los administradores y el revisor fiscal;
- Disponer de las utilidades sociales y fijar el monto del dividendo, la forma y plazos para su pago, de conformidad con el estatuto social y la Ley;
- Decretar la cancelación de pérdidas y la creación de reservas;
- Disponer el aumento del capital social, sin perjuicio de la facultad de la Junta para aumentar el capital autorizado en los casos estipulados en la ley 142 de 1994, artículo 19, numeral 19.4;
- Autorizar la transformación, la fusión de la sociedad o la separación de las actividades de la empresa de acuerdo con lo dispuesto en la Ley;
- Velar por el cumplimiento del objeto social con sujeción a los estatutos;
- Disponer la disolución extraordinaria de la sociedad;
- Ordenar la readquisición de acciones propias y su posterior enajenación;
- Delegar en casos concretos especiales el ejercicio de algunas de sus funciones en la Junta Directiva o en el Presidente;
- Aprobar el reglamento de las acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto, la forma de inscripción de las acciones preferenciales sin derecho a voto, disponer la emisión de bonos convertibles en acciones y las exenciones al derecho de preferencia en la colocación de acciones;
- Decretar la emisión de bonos y de títulos representativos de obligaciones;
- Ejercer toda atribución que le corresponda de acuerdo a la naturaleza jurídica de la sociedad o que según la Ley y los estatutos le correspondan y las que no estén atribuidas a otro órgano social;
- Elegir a uno de los accionistas para que presida las sesiones de la Asamblea General de Accionistas;
- Aprobar la realización de operaciones relevantes, según el código de buen gobierno de la sociedad, con los vinculados económicos de la Sociedad, salvo que concurran las siguientes circunstancias: a) Que se realicen a tarifas de mercado fijadas con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicio de que se trate y b) Que se trate de operaciones del giro ordinario de la Sociedad;
- Solo en el evento en que sean incluidos expresamente en la convocatoria respectiva, podrán ser analizados y votados por la Asamblea General de Accionistas los siguientes asuntos: 1) Cambio de objeto social, 2) Renuncia al derecho de preferencia en la suscripción de acciones, 3) Cambio de domicilio principal, 4) Disolución extraordinaria y 5) Transformación empresarial;
- Autorizar expresamente para que la sociedad pueda garantizar o avalar obligaciones de terceros o de sus accionistas siempre y cuando tengan relación con el cumplimiento del objeto social.

E. Junta Directiva

Se encarga de dictar, controlar y evaluar las políticas empresariales de la compañía.

- Compuesta por 9 miembros principales con sus respectivos suplentes, elegidos por la Asamblea General de Accionistas por el sistema de cuociente electoral, de los cuales el 25% deben ser independientes en los términos de la ley;
- Elegidos por un periodo de 2 años, con posibilidad de ser reelegidos;
- Sus miembros no pueden tener parentesco entre sí, ni con el Presidente, el Revisor Fiscal ni empleados de la dirección o el nivel ejecutivo;
- Delibera con cinco de sus miembros y decide con el voto de la mayoría de sus asistentes;
- Se reúne ordinariamente una vez al mes y de manera extraordinaria cuando sea convocada por su presidente o por cinco de sus miembros principales, el Presidente, o por el Revisor Fiscal;
- Su deber es velar por el estricto cumplimiento de las disposiciones legales y estatutarias, dar un trato equitativo a todos los socios, y no participar en intereses personales o de terceros;
- La Asamblea de Accionistas fija los honorarios de sus miembros;
- Nombrar y remover libremente al Presidente de la sociedad y a sus suplentes;

- Convocar a asamblea general cuando lo crea conveniente o cuando lo solicite un número de accionistas que represente la cuarta parte de las acciones suscritas;
- Fijar las políticas de administración y dirección de los negocios sociales;
- 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;
- Aprobar el reglamento de emisión, suscripción y colocación de acciones y adoptarlo;
- Inspeccionar los libros de la sociedad, cuentas, contratos y documentos en general;
- Ordenar los aumentos del capital social, en el evento previsto en el artículo 19 de la ley 142 de 1994;
- Determinar la cuantía de los contratos, actos y negocios jurídicos que puede delegar el Presidente en funcionarios de nivel directivo, ejecutivo o sus equivalentes;
- 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;
- Aprobar los planes de desarrollo de la sociedad y las directrices para su ejecución;
- Aprobar el presupuesto anual de la sociedad, sus programas de inversión, mantenimiento y gastos, así como las proyecciones financieras;
- Decidir sobre excusas, vacaciones y licencias del Presidente, así como las del revisor fiscal;
- Recibir, evaluar, aprobar o improbar los informes que le presente el Presidente de la sociedad sobre el desarrollo de su gestión;
- Vigilar la correcta prestación del servicio público que constituye el objeto social;
- Ordenar las acciones correspondientes contra los administradores, funcionarios directivos y demás personal de la sociedad por omisiones o actos perjudiciales para la empresa;
- Velar por el estricto cumplimiento de los estatutos y la Ley;
- Autorizar al Presidente para delegar algunas de sus funciones conforme a los estatutos de la sociedad;
- 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;
- Aprobar las políticas de personal, la planta de personal y los parámetros de remuneración a propuesta del Presidente;
- Ejercer las funciones que le delegue la Asamblea General de Accionistas;
- 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.
- Velar por el efectivo cumplimiento de los requisitos establecidos por los organismos de regulación del mercado de valores;
- 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;
- 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;
- Conocer de las reclamaciones formuladas por los accionistas e inversionistas relacionadas con la aplicación del Código de Buen Gobierno.

A la fecha del presente Prospecto, la junta directiva de EEB está conformada de la siguiente manera:

Principales	Suplentes
María Clára López Obregón	Juan Antonio Nieto Escalante
Yuri Chillán Reyes	Ricardo Sánchez Ángel
Cristina Olaya Arango	Beatriz Helena Hincapié Molina
Pedro Arturo Rodríguez Tobo	Maria Fernanda Sánchez
Antonio José Urdinola Uribe	Ricardo Lozano Forero
Claudia Lucía Castellanos Rodríguez	Boris Villa Gallo
Luis Carlos Sarmiento Gutierrez	Mauricio Cárdenas Muller
Alberto Carrasquilla Barrera	Roberto Ospina Pulido
Ruth Mary Abril Arevalo	Guillermo Pérez Suárez

De los miembros de junta actuales, el Ingeniero Guillermo Pérez, miembro Suplente de la Junta Directiva, es Gerente Técnico de TRECSA, filial guatemalteca de la EEB.

A 30 de junio de 2011, la relación de los miembros de Junta y Directivos con participación accionaria en EEB son:

Miembros de Junta y Directivos	Numero de Acciones
Roberto Ospina Pulido (Suplente)	1,100
Ruth Mary Abril Arévalo (Principal)	1,100
Guillermo Perez Suarez (Suplente)	25,900
Henry Navarro Sánchez, Vicepresidente de Portafolio Accionario y Planeación Corporativa	63,000
Jorge Pinzón Barragán, Vicepresidente Financiero	36,400
Mario Trujillo Hernández, Secretario General	10,700
Ernesto Moreno Restrepo, Vicepresidente de Transmisión	89,400

Cabe anotar que los directivos y empleados de EEB no cuentan con opciones para la adquisición de acciones.

F. Mecanismos Adoptados para Garantizar Independencia

La Asamblea General de Accionistas, máximo órgano de la Sociedad, es la competente para elegir los miembros de la junta directiva. Con tal fin, tiene en cuenta que la junta represente de manera proporcional la propiedad accionaria de la Compañía. Así mismo, hace un juicioso análisis de las hojas de vida de los candidatos y tiene en cuenta criterios como: conocimiento en el campo económico financiero, en el sector jurídico, así como su prestigio en el desempeño profesional y sus altas calidades personales.

G. Personal Directivo

A continuación la estructura del equipo gerencial de EEB y los ejecutivos que actualmente ocupan cada uno de los cargos:

Mónica de Greiff Lindo	Presidente
Henry Navarro Sánchez	Vicepresidente de Portafolio Accionario y Planeación Corporativa
Jorge Armando Pinzón Barragán	Vicepresidente Financiero
Marielly Moya Espinosa	Vicepresidente Administrativo
Ernesto Moreno Restrepo	Vicepresidente de Transmisión
Mario Trujillo Hernández	Secretaria General
Jaime Quintana Montes	Director de Control Interno
Elizabeth Melo Acevedo	Director de Relaciones Externas

H. Personas que Ejercen la Revisoría Fiscal

La compañía que ejerce la revisoría fiscal de EEB es Deloitte & Touche Ltda. El Revisor Fiscal principal es Diana Yamile Arcila Sabogal, el suplente Sandra Milena Aguillón Rojas y el segundo suplente Jaime Alberto Vargas Zambrano.

I. Convenios o Programas para Otorgar Participación a los Colaboradores en el Capital de la Entidad Emisora

EEB no tiene un convenio o programa para otorgar participación a los colaboradores en el capital de la Compañía.

J. Protecciones Gubernamentales e Inversiones de Fomento

No existen protecciones gubernamentales ni inversiones de fomento.

K. Capital Autorizado, Suscrito y Pagado del Emisor

El capital autorizado es COP 2,370,000,000,000. El capital suscrito y pagado a corte junio de 2011 es COP 460,271,588,400 representado en 8,587,156,500 acciones en circulación de valor nominal COP 53.60 cada una.

En el último año no se han realizado ofertas públicas de acciones.

Evolución del capital social en los tres (3) últimos años:

CONCEPTO	2008	2009	2010	Jun-11
Capital Autorizado	2,370,000,000,000	2,370,000,000,000	2,370,000,000,000	2,370,000,000,000
Capital Suscrito y Pagado	664,992,650,000	664,992,650,000	664,992,650,000	460,271,588,400

L. Política de Dividendos del Emisor

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. ESP.			
CONCEPTO	AÑO 2008	AÑO 2009	AÑO 2010
Utilidad neta del ejercicio	219,114,589,282	723,213,429,113	1,092,944,384,809
Utilidad por accion	2,551.67	8,422.04	12,727.66
Dividendo por accion	3,601.69	3,395.04	8,202.36
Forma de pago	Efectivo (3 cuotas)	Efectivo (2 cuotas)	Efectivo (2 cuotas)
Porcentaje de la utilidad distribuida como dividendo	141.15%	40.31%	64.45%
Valor patrimonial de la accion	72,174.84	80,309.04	82,806.89
Precio promedio en bolsa	N/A	99,628	134,518
Precio en bolsa al cierre anual	N/A	119,000	174,500
Precio en bolsa / Utilidad por acción	N/A	14	14
Precio en bolsa / Dividendo por acción	N/A	35	21
Valor patrimonial de la accion / utilidad por accion	28	10	7
Valor patrimonial de la accion / dividendo por accion	20	24	10
Precio en bolsa / valor patrimonial	N/A	1.48	2.11
DIVIDENDOS DECRETADOS	309,282,997,385	291,537,399,892	704,349,883,482
NUMERO DE ACCIONES	85,871,565	85,871,565	85,871,565

Nota: En el año 2008 se liberaron reservas por COP 103,358 millones

M. Principales Activos del Emisor

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. INVERSIONES A JUNIO 30 DE 2011				
COMPAÑÍA EMISORA	**VALOR COSTO**	**VALORIZACION - (PROVISION)**	**VALOR NETO EN LIBROS**	**PARTICIPACION EN EL ACTIVO TOTAL**
ACCIONES				
EMGESA S.A. ESP	990,515,877,528	1,634,148,286,963	2,624,664,164,491	27.5%
TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. ESP	1,685,503,893,971	156,732,987	1,685,660,626,958	17.6%
CODENSA S.A. ESP	261,978,337,164	1,130,177,157,208	1,392,155,494,372	14.6%
INTERCONEXION ELECTRICA S.A. ESP	21,462,273,212	212,967,502,838	234,429,776,050	2.5%
GAS NATURAL S.A. ESP	47,640,127,680	180,433,878,994	228,074,006,674	2.4%
AEI PERU HOLDINGS LTDA	188,976,059,117	-	188,976,059,117	1.9%
TRANSMANTARO S.A.	141,810,727,336	29,708,394,024	171,519,121,360	1.8%
ISAGEN S.A. ESP	34,611,068,572	129,918,536,300	164,529,604,872	1.7%
AEI PROMIGAS HOLDINGS LTDA	152,114,668,440	-	152,114,668,440	1.7%
REP ENERGIA DEL PERU S.A. (PERU)	80,158,012,139	69,026,687,361	149,184,699,500	1.6%
AEI PROMIGAS INVESTMENT LTDA	135,659,613,507	-	135,659,613,507	1.4%
AEI PROMIGAS LTDA	135,659,613,507	-	135,659,613,507	1.4%
DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. ESP	130,442,313,215	-	130,442,313,215	1.4%
CONTUGAS SAC	112,466,136,683	-	112,466,136,683	1.2%
TRANSPORTADORA DE ENERGIA DE CENTRO AMERICA, S.A.	110,712,475,926	-	110,712,475,926	1.2%
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. ESP	4,077,260,803	23,307,465,785	27,384,726,588	0.3%
BANCO POPULAR	597,854,849	1,312,138,049	1,909,992,898	0.0%
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. ESP	1,013,206,467	- 272,824,915	740,381,552	0.0%
GESTION ENERGETICA S.A. ESP	2,661,955,120	- 2,534,124,120	127,831,000	0.0%
AGUAS DE BOGOTA S.A. ESP	10,000,000	- 757,670	9,242,330	0.0%
NUTRESA S.A.	774	5,299,794	5,300,568	0.0%
E.E.B. INTERNATIONAL CO.	1,780,160	-	1,780,160	0.0%
EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. ESP	*10*	*61*	*71*	*0.0%*
HIDROSOGAMOSO S.A. ESP en Liquidación.	19,705,581	- 19,705,581	-	0.0%
SUBTOTAL	**4,238,092,961,761**	**3,408,334,668,078**	**7,646,427,629,839**	**80.0%**

A continuación, las restricciones para la venta de los activos que conforman el portafolio de inversiones, en qué consisten, a qué aplican y hasta cuándo permanecen dichas restricciones:

Bajo el Indenture del bono emitido por EEB International Limited (subsidiaria 100% propiedad de EEB) con vencimiento el 31 de octubre de 2014, la Empresa en carácter de garante (fiador) acordó el cumplimiento de algunas obligaciones restrictivas, incluyendo limitación en la venta de activos, en las siguientes condiciones:

(d) Limitación en la venta de activos. (i) El Fiador no hará, ni permitirá que ninguna Subsidiaria Restringida, haga ninguna Disposición de Activos excepto que:
(i) el Fiador o dicha Subsidiaria Restringida reciba contraprestación (incluyendo a través de alivio de o por cualquier otra Persona que asuma entera responsabilidad por cualesquiera obligaciones, contingentes o de cualquier otro modo) al momento de dicha Disposición de Activos al menos equivalente al valor justo del mercado de las acciones y/o activos sujetos a dicha Disposición de Activos (para fines de esta sub-cláusula (i), toda determinación de Valor Justo del Mercado deberá hacerse legítimamente por la Junta Directiva del Fiador o de la Subsidiaria Restringida pertinente según conste en un Certificado de un Funcionario entregado al Fideicomisario);
(ii) por lo menos 75% de dicha contraprestación recibida por el Fiador o por dicha Subsidiaria Restringida sea en efectivo o Inversiones Temporales de Efectivo; siempre que, no obstante, lo siguiente se deberá considerar efectivo para fines de esta sub-cláusula (ii): (a) la suma (sin duplicación) de cualesquiera obligaciones consolidadas (como se muestra en el balance general consolidado más reciente del Fiador o de dicha Subsidiaria Restringida o en las notas de dicho balance) del Fiador o de dicha Subsidiaria Restringida (distintas de las Obligaciones Subordinadas) expresamente asumidas por el otorgante en dicha Disposición de Activos; (b) la suma de cualesquiera valores recibidos por el Fiador o por dicha Subsidiaria Restringida de dicho otorgante que es convertida por el Fiador o por dicha Subsidiaria Restringida en efectivo (en la medida del efectivo recibido) dentro de los 270 días posteriores al cierre de dicha Disposición de Activos; y (c) activos con un Valor Justo del Mercado comparable recibidos en cambio por cualquier activo dispuesto; siempre que, no obstante, dichos activos se usan o son útiles normalmente en el negocio de transporte de gas del Fiador ; y
(iii) Dentro de los 270 días a más tardar de la fecha de dicha Disposición de Activos y del recibo de dicho Efectivo Neto Disponible, el Fiador o una Subsidiaria Restringida aplican una suma equivalente al 100% del Efectivo Neto Disponible de dicha Disposición de Activos:
(1) para pagar y reducir permanentemente todo Endeudamiento garantizado por un Gravamen; o
(2) para reinvertir en Activos Adicionales (incluyendo mediante una Inversión en Activos Adicionales de parte de cualquier Subsidiaria Restringida en efectivo en una cantidad equivalente a la suma de Efectivo Neto Disponible recibida por, o a ser recibida por, el Fiador u otra Subsidiaria Restringida).

Tras la aplicación de dicho Efectivo Neto Disponible conforme a las cláusulas (1) o (2) anteriores, la suma de Efectivo Neto Disponible se deberá reajustar en cero y el Fiador o la Subsidiaria Restringida deberán tener derecho a usar cualquier ganancia remanente para cualquier fin corporativo hasta el punto permitido bajo esta Escritura.

No obstante las anteriores disposiciones de este convenio, el Fiador y las Subsidiarias Restringidas no estarán obligados a aplicar ningún Efectivo Neto Disponible de acuerdo con este convenio a menos que el total de Efectivo Neto Disponible de todas las Disposiciones de Activos que no es aplicado de acuerdo con este convenio exceda USD 30 millones (en cuyo caso se deberá exigir al Fiador y/o a la Subsidiaria Restringida aplicar conforme a este convenio todo Efectivo Neto Disponible no aplicado anteriormente conforme a este convenio).

Los activos fijos de la Empresa están conformados por:

- Terrenos rurales y urbanos
- Edificaciones
- En infraestructura por Planta, ductos, redes y líneas de transmisión
- Maquinaria y Equipo
- Muebles y Enseres
- Equipo de Comunicación y Computo
- Vehículos

a) La Empresa tienen un leasing de muebles y enseres a corte de junio 2011 por COP 403 millones
b) Bienes inmuebles por leasing, los pisos 9 y 10 así como los locales 1 y 2 del inmueble ubicado en la Cra. 9 No. 73 – 44
c) No se poseen vehículos por leasing

Las inversiones en moneda extranjera a junio 30 de 2011 están conformadas por:

Inversiones temporales (caja):
USD Millones: 19,091.3
EUR Millones: 1,110.1

Inversiones permanentes (compañías filiales):
USD 588.5 millones.

Al final del último ejercicio y del último trimestre (junio 2011) reportado no se tenían inversiones en capital comprometidas.

N. Créditos o Contingencias que Representan 5.0% o Más del Pasivo Total

Los bonos emitidos en 2007 por EEB International Ltd., garantizados por la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP constituyen más del 5.0% del pasivo total. Estos bonos fueron emitidos por un valor de USD 610 millones a una tasa de 8.75% anual, siendo pagaderos en 2014.

O. Obligaciones Financieras de la Entidad Emisora

Préstamos (pasivo) a 30 de junio de 2011:

Externa	Corto Plazo		Largo Plazo		Tasa Interés	Vencimiento
KfW	599,871	EUR	599,871	EUR	5.5%	30-Jun-13
Gobierno Suizo	691,130	CHF	345,565	CHF	0.0%	10-Ago-12
Bonos	-	-	610,000,000	USD	8.75%	31-Oct-14

Externa	Corto Plazo		Largo Plazo		Tasa Interés	Vencimiento
Intercompany	-	-	370,000,000	USD	8.75%	06-Oct-17

Saldos de deuda Interna y Externa EEB - jun 30 2011

Local	Saldo	Moneda	vencimiento
Banco de Bogotá	100,000	COP MM	23-Feb-12
Banco de Occidente	98,000	COP MM	12-Nov-11

Externa	Saldo	Moneda	vencimiento
KFW	1	EUR MM	30-Jun-13
Gobierno Suizo	1	CHF MM	10-Ago-12
HBU	610	USD MM	31-Oct-14
CAF	100	USD MM	30-May-20

Cabe anotar que la Empresa no tiene créditos o deudas fiscales en el último año.

P. Procesos Pendientes que Representen 5.0% o Más del Pasivo Total

No existen procesos pendientes que representen 5.0% o más del pasivo total.

Q. Valores Inscritos en el RNVE

Las Acciones Ordinarias de EEB se encuentran inscritas en el RNVE y en la BVC. Fueron inscritas en el RNVE mediante Resolución 0972 del 20 de junio de 2008.

R. Títulos de Deuda Vigentes que se han Ofrecido Públicamente

EEB no ha ofrecido públicamente en Colombia títulos de deuda.

El 31 de octubre de 2007, EEB realizó una emisión de bonos por USD 610 millones por parte de EEB International Limited, filial en Islas Cayman de EEB, en el mercado de capitales internacional bajo la regla 144A / Reg S y con garantía de EEB. Los bonos fueron emitidos a 7 años y una tasa de interés en dólares de 8,75% con pagos semestrales.

S. Garantías Relevantes Otorgadas a Favor de Terceros

El 31 de octubre de 2007, EEB a través de la filial EEB International Ltd., domiciliada en las Islas Cayman y de propiedad exclusiva de EEB, realizó una emisión de bonos por USD 610 millones en el mercado de capitales internacional bajo la regla 144A / Reg S, cuyo pago está garantizado por EEB. Los bonos fueron emitidos a 7 años y una tasa de interés en dólares de 8,75% con pagos semestrales.

De otro lado, 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 el cual 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 USD 34 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.

T. Relaciones Laborales de la Sociedad

PLANTA DE PERSONAL	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11
INTEGRALES	100	99	99	99	102	103	104
INTEGRALES A TERMINO FIJO	2	2	1	1	3	4	4
CONVENCIONADOS	38	36	36	37	38	40	42
CONVENCIONADOS A TERMINO FIJO	4	2	1	0	0	0	2
TOTAL	**144**	**139**	**137**	**137**	**143**	**147**	**152**
SENA - PRACTICANTE	17	11	10	10	10	11	16
TOTAL	**17**	**11**	**10**	**10**	**10**	**11**	**16**
Sindicalizados	28	28	28	28	28	28	28
Sindicato:	Sintraelecol: Sindicato de Trabajadores de la Energía de Colombia Vigencia de la CCT 2004-2007 Se ha ido prorrogando hasta la fecha						

En los últimos tres años no se han realizado interrupciones totales o parciales de las actividades del emisor originado en diferencias en las relaciones laborales.

U. Impacto de la Inflación y de las Fluctuaciones en el Tipo de Cambio

El comportamiento de la inflación no ha impactado al Emisor dado que no cuenta con obligaciones ni inversiones indexadas al comportamiento del IPC.

El comportamiento de la tasa de cambio ha impactado al Emisor considerando sus obligaciones de largo plazo, cubiertas parcialmente por sus inversiones temporales (caja), inversiones permanentes (participación en filiales en el exterior) y cuentas por cobrar de largo plazo a filiales (crédito intercompañía en moneda extranjera).

En 2008 EEB (individual) presentó un gasto por diferencia en cambio de COP 21.403 millones, como consecuencia de una devaluación del peso frente al dólar del 11,36%. En 2009 la variación de la tasa de cambio generó un impacto positivo al representar un ingreso por COP 31.912 millones luego de una apreciación de la moneda local del 8,89%. Para el período enero-diciembre de 2010 se presentó nuevamente un ingreso por diferencia en cambio de COP 13.789 millones, luego de una apreciación del peso frente al dólar por 6,37%. Para el período enero-junio de 2011 EEB acumula ingresos por diferencia en cambio de COP 11,806 millones.

V. Empréstitos u Obligaciones Convertibles, Canjeables o Bonos Convertibles en Acciones

A la fecha, el Emisor no cuenta con ningún empréstito u obligación convertible, canjeable ni con bonos convertibles en acciones.

W. Operaciones con Compañías Vinculadas, sus Accionistas, Directivos y Administradores

En el año 2010 se realizaron las siguientes operaciones con filiales:

TGI (Crédito):

- A diciembre 31 de 2010 el saldo del préstamo otorgado por EEB a TGI es de USD 370.000.000 plazo octubre 2017, un solo pago. Tasa 8,75%
- Ingresos por intereses causados en el 2010: COP 65,672 millones

TGI (Acuerdo de servicio):

- Ingresos recibidos en el 2010 relacionados con el contrato de apoyo técnico, jurídico, administrativo y financiero: COP 6,850 millones.

X. Coberturas Cambiarias

EEB suscribió en noviembre de 2008 un contrato de cobertura mediante instrumentos derivados con una contraparte del exterior, consistente en un intercambio de cupones (coupon swap) cuyo subyacente son los cupones semestrales del crédito con RBS espejo del bono EEB Intl. Ltd., sobre un monto nocional de USD 133 millones, con vencimiento en octubre de 2014. De esta forma, EEB recibe de su contraparte un cupón de 8,75% sobre el monto nocional en dólares, y paga un cupón del 10.85% en pesos sobre un nocional de COP 311,220 millones, resultado de convertir el monto nocional a pesos colombianos utilizando la tasa de cambio vigente en el momento de contratar la cobertura, que fue de 2,340 COP/USD.

A 30 de junio de 2011, la valoración a precios de mercado de las obligaciones derivadas de dicho instrumento derivado ascendía COP 108,024 millones, en tanto que la valoración a precios de mercado de los derechos de EEB llegó a COP 71,257 millones.

Y. Restricciones Acordadas con las Subordinadas para transferir Recursos a la Sociedad

No existen restricciones acordadas con las subordinadas para transferir recursos a la sociedad.

Z. Patentes, Marcas y otros Derechos de la Propiedad del Emisor

La EEB celebró con su filial Contugas un convenio para el uso común de la marca Grupo Energía de Bogotá. Del convenio suscrito no se deriva pago alguno.

AA. Principales Mercados en los que participa el Emisor y Grado de Dependencia de Proveedores y Clientes

Los principales mercados en los que participa la compañía son el de transporte y distribución de energía eléctrica y el de transporte y distribución de gas natural. La Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP., posee activos de transmisión que hacen parte del Sistema Nacional de Transmisión, el cual es administrado por XM S.A.

La operación y la administración del mercado realizada por XM, tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho -CND-, Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales y Liquidador y Administrador de Cuentas de cargos por Uso de las Redes del SIN -LAC-.

Los ingresos operacionales recibidos por la Empresa de Energía de Bogotá provienen de la liquidación realizada por XM, de acuerdo con la disponibilidad de sus activos de transmisión. El cliente final del negocio de transmisión es el Sistema de Transmisión Nacional. XM actúa como administrador y liquidador del Sistema.

Los principales proveedores de servicios en el negocio de Transmisión de EEB son empresas de infraestructura y mantenimiento de líneas de transmisión, ninguna de las cuales, alcanza a proveer servicios por valores superiores al 20% de los costos de operación.

En conclusión, La Empresa de Energía de Bogotá no tiene clientes o proveedores locales ni extranjeros, con los cuales realice operaciones iguales o superiores al 20% de sus ingresos o costos con los cuales se configure una relación de dependencia.

BB. Compromisos en Firme del Emisor

De acuerdo con el documento consorcial suscrito con EDEMTEC, existe un compromiso de compra de la participación de EDEMTEC en TRECSA dentro de los 12 meses siguientes a la puesta en operación comercial del proyecto. Esta compra se financiará con recursos de deuda y caja de la compañía.

La EEB, en virtud del acuerdo de intención suscrito entre la Distribuidora de Cundinamarca S.A. ESP y el Departamento de Cundinamarca, se comprometió a comprar las acciones de EEC o de las sociedades que resulten de su reorganización que la Gobernación decida enajenar incluyendo la de los municipios y otros minoritarios que así lo deseen.

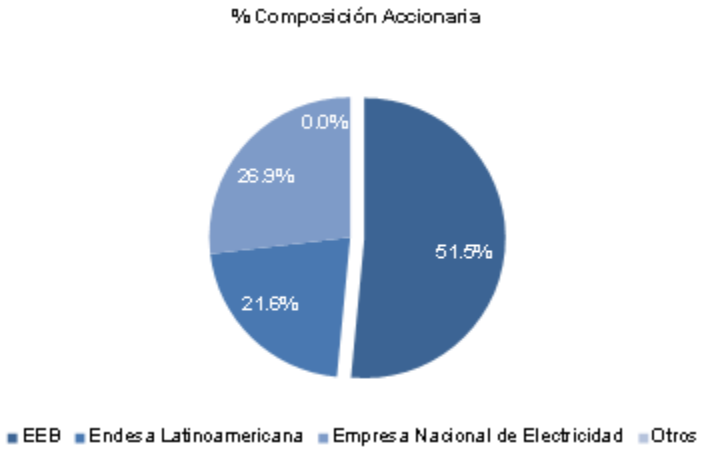
CAPÍTULO 6 – EMPRESAS DEL GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ – ENERGÍA ELÉCTRICA

La fuente de las cifras de este capítulo es el Emisor a menos que se indique una fuente diferente.

A. Emgesa S.A. E.S.P. - Emgesa

EEB participa en el negocio de generación de energía eléctrica en Colombia principalmente a través de Emgesa. Esta compañía fue creada el 23 de octubre de 1997 en el marco del proceso de capitalización de EEB. En dicho proceso se separaron los activos de generación de la compañía, los cuales fueron aportados en especie a Emgesa mientras que un inversionista estratégico realizó aportes en efectivo. Dicho accionista fue el Grupo Endesa que hoy en día participa en la compañía a través de Endesa y Empresa Nacional de Electricidad.

La composición accionaria de Emgesa a 30 de junio de 2011:

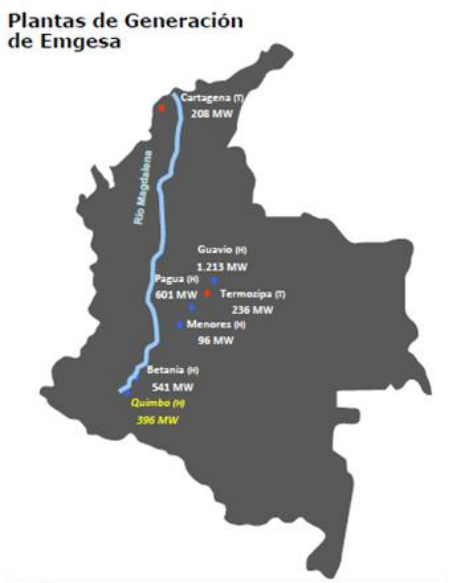


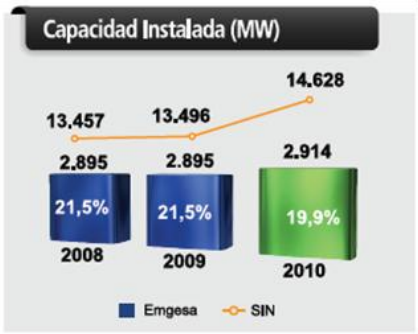
Si bien EEB, es propietaria de 51.5% del capital accionario de Emgesa, no tiene el control operativo de esta compañía porque solamente tiene el 37.4% de las acciones con derecho a voto. EEB suscribió un acuerdo de accionistas mediante el cual se requiere su aprobación para definir aspectos centrales del negocio tales como nuevas inversiones, endeudamiento por encima de un monto especificado, adquisiciones o expansiones, operaciones con vinculados, entre otros. En dicho acuerdo, se establece que las partes votarán a favor de la máxima distribución de utilidades teniendo en cuenta las reservas legales del caso.

1. Descripción del negocio

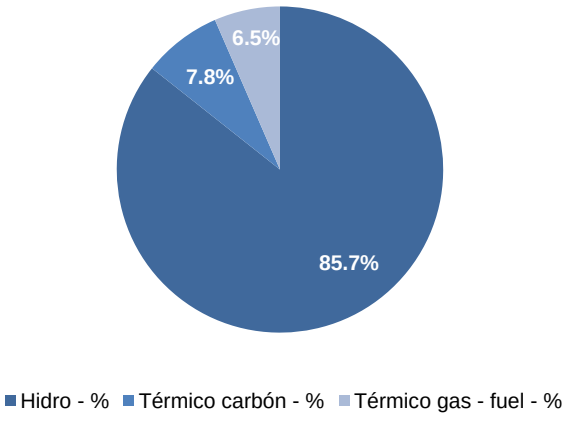
Emgesa tiene como actividad principal la generación y comercialización de energía eléctrica en Colombia. La compañía cuenta con diez centrales de generación hidráulica y dos de generación térmica.

Capacidad Instalada Emgesa





Capacidad Instalada



Central Charquito
Ubicación: 32 km al sur de Bogotá
Capacidad Instalada: 19,5 MW



Central Paraíso
Ubicación: 50 km al sur de Bogotá
Capacidad Instalada: 276,6 MW



Central Tequendama
Ubicación: 54 km al sur de Bogotá
Capacidad Instalada: 19,5 MW



Central San Antonio
Ubicación: 54 km al sur de Bogotá
Capacidad Instalada: 19,5 MW



Central Limonar
Ubicación: 58 km al sur de Bogotá
Capacidad Instalada: 18,1 MW



Central La Guaca
Ubicación: 70 km al sur de Bogotá
Capacidad Instalada: 324,6 MW



Central La Tinta – La Junca
Ubicación: 72 km al sur de Bogotá
Capacidad Instalada: 19,5 MW



Central Guavio
Ubicación: 180 km al noreste de Bogotá
Capacidad Instalada: 1.213 MW



Central Martín del Corral Termozipa (Térmica)
Ubicación: 40 km al norte de Bogotá
Capacidad Instalada: 235,5 MW

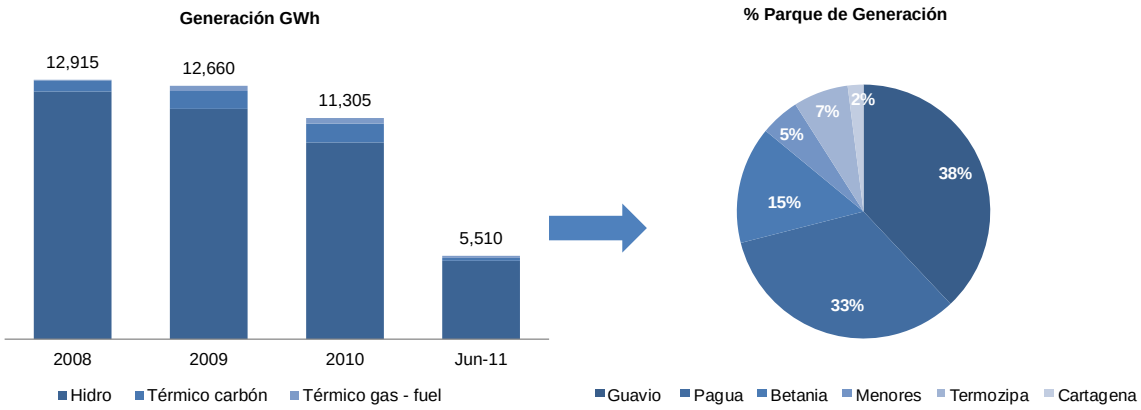


Central Cartagena (Térmica)
Ubicación: km. 4 vía Mamonal Zona Industrial.
Capacidad Instalada: 210 MW



Central Betania
Ubicación: 40 km al suroriente de Neiva.
Capacidad Instalada: 540,9 MW





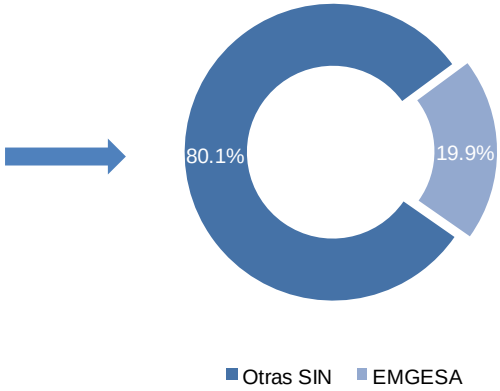
Durante el año 2010, Emgesa generó 20% de la energía eléctrica producida en Colombia, equivalente a 11,304.59 GWh netos. Esta producción fue inferior en un 10.7% con respecto a las del año 2009. La reducción en el volumen de ventas se explica por las restricciones que impuso el Fenómeno de El Niño a la producción de la compañía, debido a que la mayor parte de la capacidad instalada proviene de la hidroeléctrica El Guavio, cuya generación fue inferior en 2010 al promedio histórico. Durante el primer semestre de 2011, Emgesa generó 48.7% del total de generación durante el 2010. El volumen similar se explica por las condiciones climáticas similares a las del año anterior.

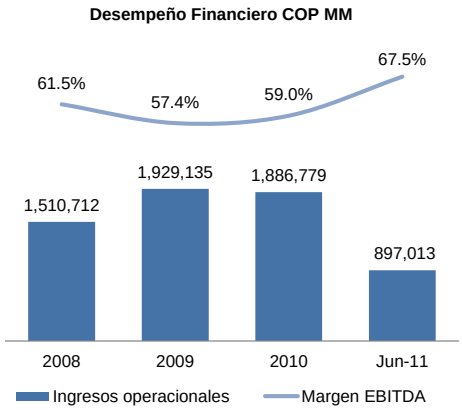
La participación del sistema hidráulico en la producción de la compañía fue del 90.88% y la del sistema térmico fue de 9.12%. Se destaca la generación de las centrales térmicas en el CND durante el primer semestre del 2010 para dar confiabilidad al sistema en la época de sequía por el Fenómeno de El Niño. De igual manera, es importante recalcar la generación de las centrales hidráulicas en el CND en el segundo semestre del año 2010, con la participación de los diferentes centros de producción de la Compañía: Guavio con 4,306.38 GWh-año, Betania con 1,725.67 GWh-año y PAGUA con 3,724.16 GWh-año, la cual obtuvo la máxima generación histórica consecutiva durante los meses de junio a octubre. Esta energía representa el 86.30% de la producción de Emgesa. Así mismo, hay que resaltar la generación de las Centrales Menores en el último trimestre del año como consecuencia del Fenómeno de La Niña.

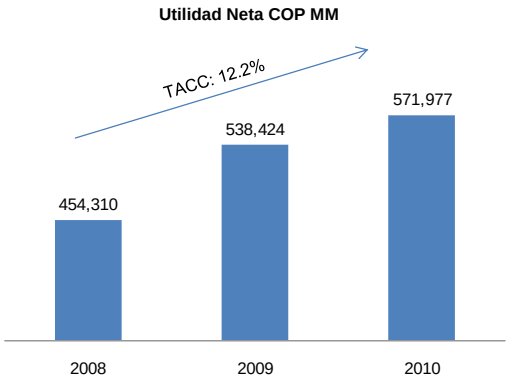
Finalmente, durante el primer semestre del 2011 la participación del sistema hidráulico en generación ascendió a 96.12% y la del térmico descendió a 3.88% como consecuencia de la mayor acumulación de lluvias producidas por La Niña.

% Participación del SIN Marzo 2011

S.I.N	GWh
Otras SIN	45,583
EMGESA	11,305
TOTAL	**56,888**







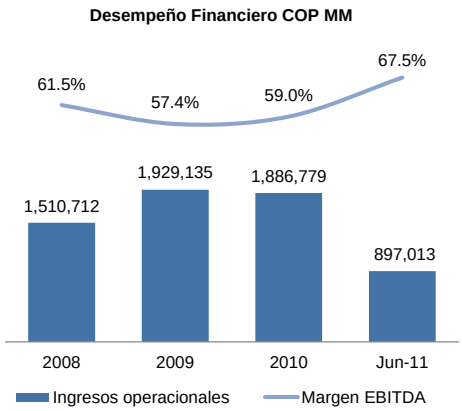
Emgesa, en su actividad de generador, comercializa energía en el Mercado Mayorista efectuando ventas de energía a Grandes Clientes, ventas en bloque a empresas generadoras y comercializadoras de energía y transacciones en el Mercado Spot – Bolsa de Energía. Por política, el grueso de las ventas de las compañías se hace a través de contratos bilaterales lo cual mitiga los riesgos de la volatilidad en los precios de la energía y por lo tanto los ingresos de la compañía.

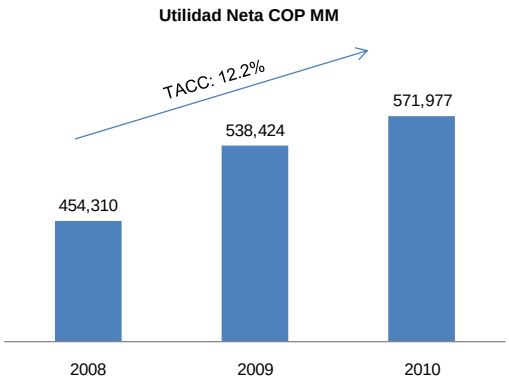
2. *Aspectos claves del negocio*

Indicadores seleccionados 2010		
Potencia Instalada	2,915 MW	# 2 en Colombia; 20% del sistema
Generacion	11,305 GWh	# 2 en Colombia; 20% de la Generacion
Ventas	14,817 GWh	(-12%) frente a mismo periodo de 2009

3. *Resultados financieros*

Estado de Resultados COP MM	2008	2009	2010	Jun-11
Ingresos operacionales	1,510,712	1,929,135	1,886,779	897,013
EBITDA	928,520	1,106,610	1,112,629	605,078
Gasto financiero	182,768	201,107	138,459	64,662
Utilidad operacional	789,918	951,999	970,728	532,776
Utilidad neta	454,310	538,424	571,977	313,483





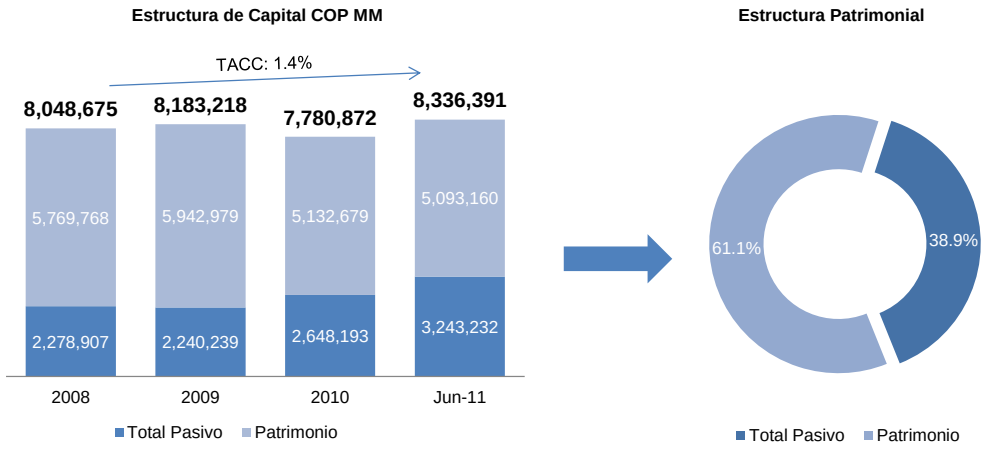
Emgesa generó un EBITDA de COP 1,112,629 millones durante el 2010, un 0.54% superior al generado durante el 2009, gracias a que logro compensar una caída en su producción con una excelente gestión en bolsa y una reducción importante en su costo de ventas.

Los Ingresos Operacionales de Emgesa el año pasado se redujeron en 2.20% con respecto al 2009, debido a la menor generación hídrica como consecuencia de El Niño, evento que se presentó durante los primeros 5 meses del año. Por otro lado, la compañía aprovechó los movimientos de los precios de la energía en Bolsa para optimizar su recurso hídrico durante el transcurso del año.

Por su parte, el costo de ventas ascendió a COP 894,261 millones, lo que significó una reducción del 6.28% con respecto al año anterior. Esto como consecuencia de los bajos niveles de precios de la energía a finales del año ocasionados por La Niña. Por su parte, los gastos de administración se redujeron en 5.21%, alcanzando los COP 21,790 millones, gracias a reducciones importantes en el costo de servicios generales y otros gastos asociados a eficiencias introducidas en algunos procesos.

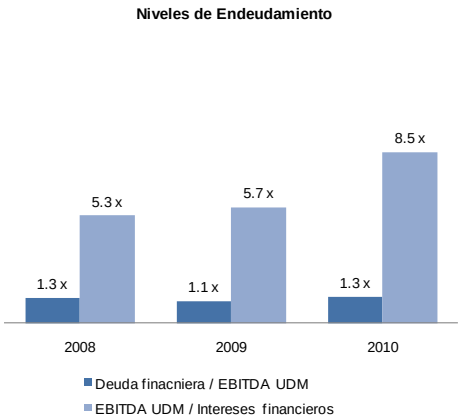
La utilidad neta de la compañía fue de COP 571,977 millones, resultado histórico para la compañía que supera al del año 2009. El resultado neto registró un crecimiento del 6.23% respecto al año anterior, explicado principalmente por los mejores resultados operativos, así como por una reducción significativa en el gasto financiero asociada a unas tasas de interés históricamente bajas durante el 2010. Dicho resultado representa una rentabilidad de 7.35% sobre el total del activo y de 11.14% sobre el total de patrimonio.

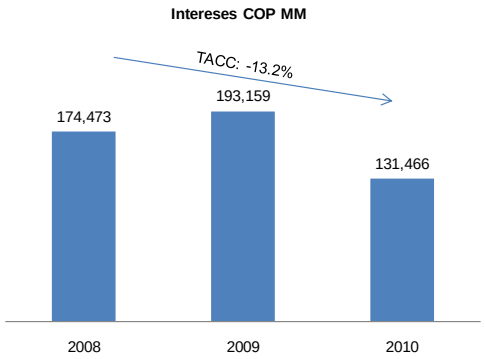
Balance General COP MM	2008	2009	2010	Jun-11
Efectivo e Inversiones	472,115	648,784	306,803	512,505
Propiedad Planta y Equipo	5,009,273	4,933,888	4,909,765	4,951,903
Total Activos	8,048,675	8,183,218	7,780,872	8,336,391
Total Deuda	1,634,624	1,860,344	1,751,162	2,508,740
Deuda Largo Plazo	1,125,009	1,630,009	1,390,009	2,499,351
Total Pasivo	2,278,907	2,240,239	2,648,193	3,243,232
Patrimonio	5,769,768	5,942,979	5,132,679	5,093,160



La relación pasivo sobre patrimonio pasó de 51% en el 2010 a 61.1% como consecuencia de una reducción de capital por valor de COP 444,777 millones que Emgesa efectuó en el mes de mayo de 2010 para optimizar la estructura financiera de la compañía. Adicionalmente, la compañía adquirió unos pasivos de corto plazo por un monto de COP 577,000 millones.

Endeudamiento

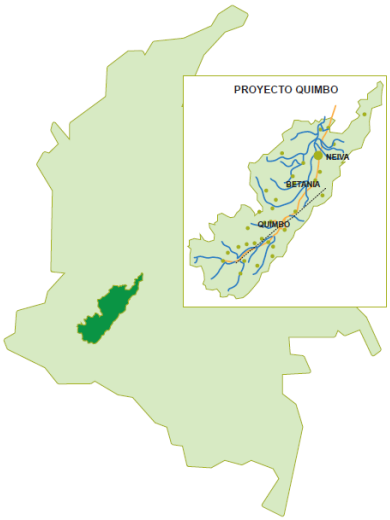




En enero de 2011 Emgesa emitió bonos en el mercado internacional por un monto de COP 736,000 millones a una tasa de 8.75% en dólares americanos pagaderos en pesos. Esta colocación le permitió mejorar el perfil de su deuda y disminuir los intereses sobre su pasivo.

4. Inversiones

Proyecto El Quimbo



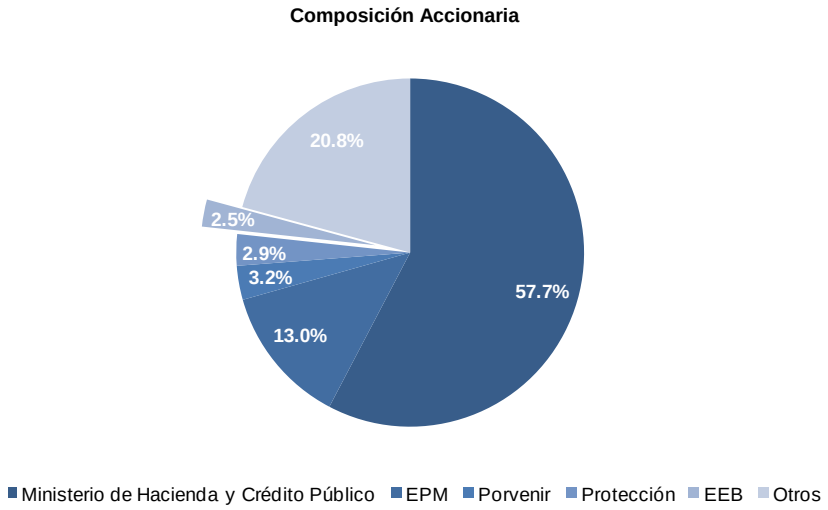
La construcción del Quimbo se inició en el año 2009 y se espera terminar entre el 2013 y el 2014. La inversión estimada de la construcción es de US 700 millones. El área del proyecto es de 8,586 hectáreas que abarca los municipios de Gigante, Garzón, Altamira, El Agrado, Paicol y Tesalia. La altura de la presa está estimada en 151 mts creando un embalse con una capacidad instalada de 400 MW y una generación media de 2,216 Gwh/año.

B. ISAGEN S.A. E.S.P. - ISAGEN

La fuente de las cifras de este numeral es www.isagen.com.

Creada en 1995 mediante la escisión de los activos de generación eléctrica de la sociedad ISA, ISAGEN es una empresa de servicios públicos mixta, de carácter comercial y del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía. ISAGEN se dedica a la generación y comercialización de energía eléctrica.

La composición accionaria de ISAGEN a 30 de junio de 2011:



EEB participa accionariamente en esta compañía desde su creación.

1. Descripción del negocio

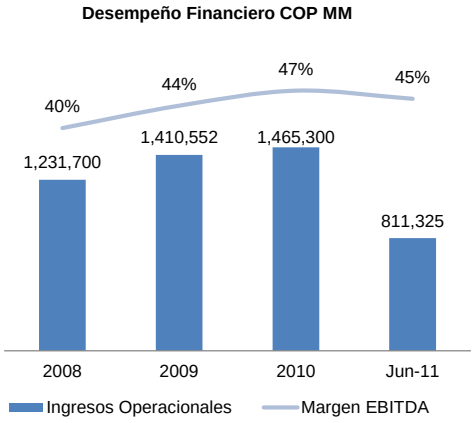
ISAGEN es la tercera generadora de energía más grande de Colombia. Cuenta con una participación del 15.8% en la capacidad instalada del SIN. Es una empresa especializada en la producción de energía, la comercialización de soluciones energéticas y el desarrollo de nuevos proyectos de generación. Su capacidad instalada es de 2,132 MW y cuenta con una línea de interconexión con Venezuela con una capacidad de 150 MW. La empresa también desarrolla proyectos para los mercados de carbono como parte de su estrategia frente al cambio climático y avanza en la identificación de negocios integrados de energía en la región latinoamericana.

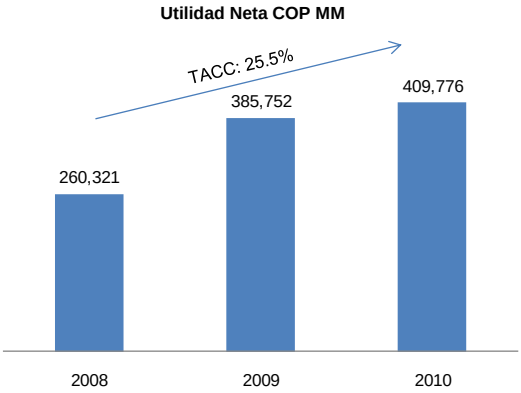
2. Aspectos claves del negocio

Indicadores 2010	
Producción energía (GWh)	9,559
Ingresos operacionales COP MM	1,465,300
Capacidad Instalada hidro (MW)	1,832
Capacidad Instalada térmica (MW)	300
Capacidad Instalada total (MW)	2,132
Participación en la generación nacional (%)	16.8
Disponibilidad centrales hidráulicas (%)	90.4
Disponibilidad centrales térmicas (%)	93.6
Participación en el mercado con contratos (%)	13.5

3. *Resultados financieros*

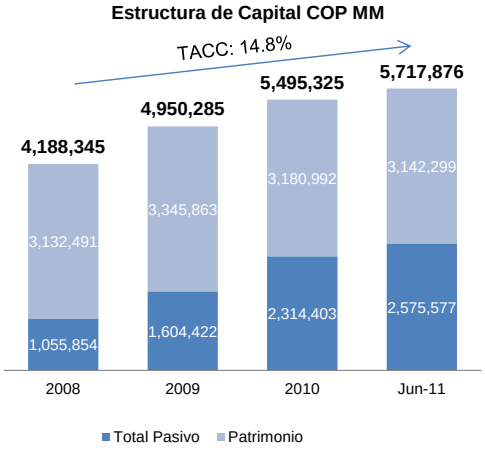
Estado de Resultados COP MM	2008	2009	2010	Jun-11
Ingresos	1,231,700	1,410,552	1,465,300	811,325
Costo y Gastos Operacionales	843,812	805,946	799,413	455,005
Utilidad Operacional	387,888	519,038	577,667	314,046
Utilidad Neta	260,321	385,752	409,776	246,240
EBITDA	493,986	622,513	686,364	368,162

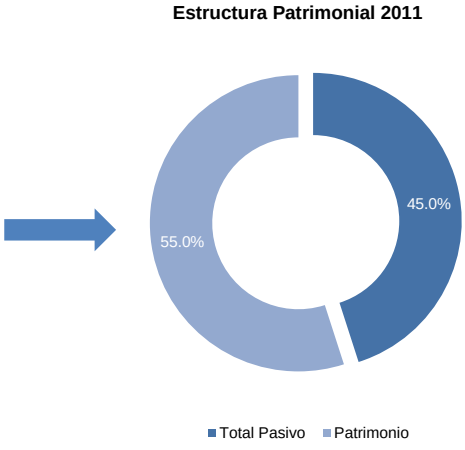




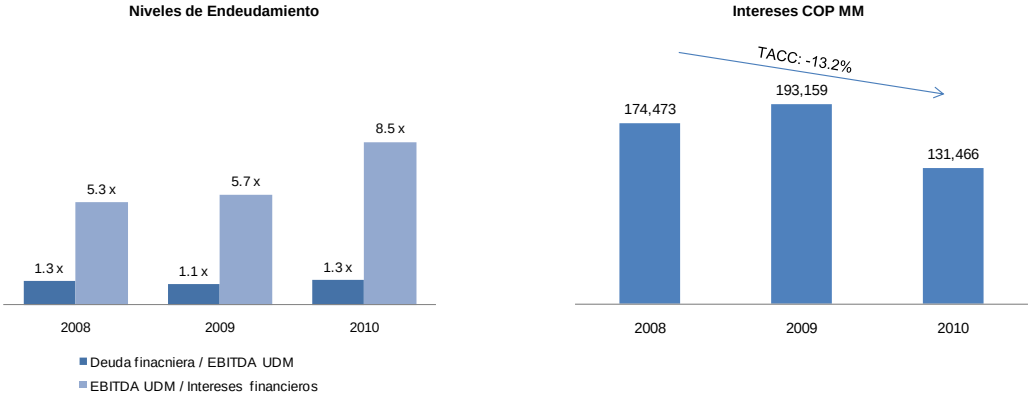
La tendencia creciente de los Márgenes de EBITDA y Operacionales se ha logrado gracias a una mayor afluencia hidrológica, lo que ha llevado a una menor necesidad de compra de energía y a un bajo consumo de gas.

Balance General COP MM	2008	2009	2010	Jun-11
Efectivo e Inversiones	352,610	905,846	1,029,121	883,313
Propiedad Planta y Equipo	2,353,396	2,519,584	3,172,003	3,511,793
Total Activos	4,188,345	4,950,285	5,495,325	5,717,876
Total Deuda	538,410	965,453	1,507,133	1,568,513
Deuda Largo Plazo	515,452	942,497	1,483,322	1,538,469
Total Pasivo	1,055,854	1,604,422	2,314,403	2,575,577
Patrimonio	3,132,491	3,345,863	3,180,992	3,142,299





Endeudamiento



Durante los últimos tres años ISAGEN viene ejecutando una política para optimizar su estructura patrimonial. La compañía diseñó y ejecutó la estrategia de financiación del proyecto Sogamoso asegurando, en noviembre de 2010, los recursos para la construcción del proyecto a través de la firma de un crédito con la banca local por valor de COP 1.54 billones. Adicionalmente y con el mismo propósito, colocó en septiembre de 2009 bonos de deuda pública interna por COP 850,000 millones a plazos de 7, 10 y 15 años.

Así mismo, la compañía logró modificar exitosamente las condiciones de un crédito con OPIC, disminuyendo así los riesgos asociados a la deuda y obteniendo mayor solidez financiera.

4. Inversiones

El plan de expansión de ISAGEN incluye tres proyectos: Sogamoso, Amoyá y Manso.

- El proyecto Sogamoso consiste en la construcción de una central hidroeléctrica de 820 MW.
- El proyecto Amoyá consiste en la construcción de una central hidroeléctrica de 80 MW.
- El proyecto Manso consiste en trasvasar parte de las aguas del río Manso hasta el embalse Amaní de la central hidroeléctrica Miel I.

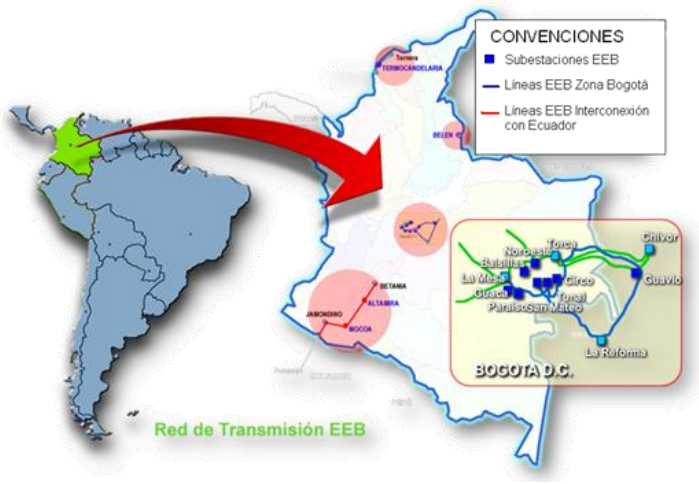
Una vez culminados los tres proyectos la capacidad instalada aumentará en 900 MW, llegando a 3,032 MW y la generación media anual se incrementará en 5,670 GWh-año, llegando a 15,478 GWh-año.

C. Transmisión Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. – Transmisión EEB

El Grupo EEB, a través de su matriz Empresa de Energía de Bogotá – EEB opera directamente un negocio de transmisión de energía eléctrica en Colombia.

En la estructura organizacional de EEB, la Vicepresidencia de Transmisión es la unidad de negocio encargada de la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica a través de la construcción, operación, mantenimiento y administración de las diferentes líneas y subestaciones de su sistema. Además presta servicios a terceros aprovechando su larga experiencia en la operación y administración de líneas de transmisión.

1. Descripción del negocio



Los activos de transmisión de EEB están conformados por una red con una extensión de 1,447 km a 230 kv, así como por 15 subestaciones. Parte de su red transporta la energía al mercado más importante de Colombia, el de Bogotá. Adicionalmente la compañía en el 2007 terminó la construcción de una línea de interconexión con Ecuador, que le sirve a Colombia para exportar energía eléctrica a dicho país.

Para la prestación del servicio, EEB cuenta con líneas de doble circuito a 230 Kv y 3 kilómetros de tramos de líneas a 230 Kv de circuito sencillo, con los equipos de conexión respectivos y los barrajes en subestaciones a 230 Kv. También dispone de un Centro de Control de Transmisión (CCT) encargado de la coordinación, la supervisión y el control de la operación del sistema de transmisión. A su vez, contribuye a que el servicio de energía del área de Bogotá se preste con estándares de calidad, seguridad y confiabilidad, por medio del monitoreo permanente de nueve subestaciones del STN a 230 Kv, la operación y mantenimiento del sistema de comunicaciones, la coordinación de los mantenimientos de los equipos de transmisión, de maniobras y restablecimiento de las líneas en caso de emergencia. Adicionalmente cumple labores de coordinación con el Centro Nacional de Despacho (CND) y los centros de control y operación de ISA, Emgesa y Codensa, empresas con las que EEB tiene fronteras comerciales.

Los ingresos de la actividad de transmisión están regulados por la CREG. El esquema regulatorio que opera en Colombia divide los activos entre aquellos que estaban en operación antes del año 2000, y los que ingresaron en operación después de dicho año. Para los primeros, la CREG cada 5 años determina el ingreso teniendo en cuenta el valor de reposición de las inversiones en dólares y un WACC; entre otros. Para los activos en operación después del 2000 se ha definido un esquema de convocatorias (subastas) en donde los oferentes presentan un ingreso anual esperado en dorales.

2. Aspectos claves del negocio

Indicadores de transmisión	2009	2010
Disponibilidad de la infraestructura	99.93%	99.86%
Compensación por indisponibilidad	0.00%	0.00%
Cumplimiento programa mantenimiento	100%	100%
Participación en la actividad de transmisión	7.85%	7.92%
Línea de transmisión	1,447 Km	1,447 Km

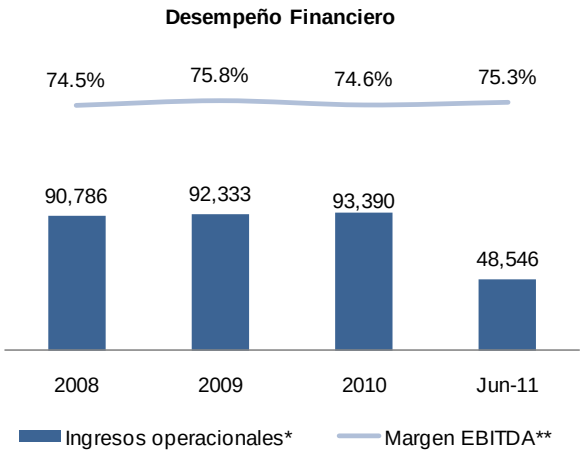
Todos los indicadores del negocio de transmisión muestran una adecuada gestión en términos de calidad y eficiencia. El indicador de disponibilidad desmejoró levemente en 2010 por fallas en la subestaciones Noroeste y Guavio que ya fueron superadas. Sin embargo, su nivel es superior al exigido por la regulación (99.7%).

3. Resultados financieros

Estado de Resultados COP MM	2008	2009	2010	Jun-11
Ingresos operacionales*	90,786	92,333	93,390	48,546
Utilidad operacional	46,451	49,262	48,500	25,984
Margen Operacional	51.2%	53.4%	51.9%	53.5%
EBITDA	60,282	63,688	63,191	33,147
Margen EBITDA**	74.5%	75.8%	74.6%	75.3%

* Los ingresos incluidos corresponden solo a los servicios facturados a XM

**No incluye contribuciones especiales



Por las características de la regulación del negocio de transmisión en Colombia, el margen EBITDA tiende a ser muy estable a través del tiempo.

4. Inversiones

CAPEX USD MM	Fecha inicio	Fecha operación	Características
633	2011	2013	UPME

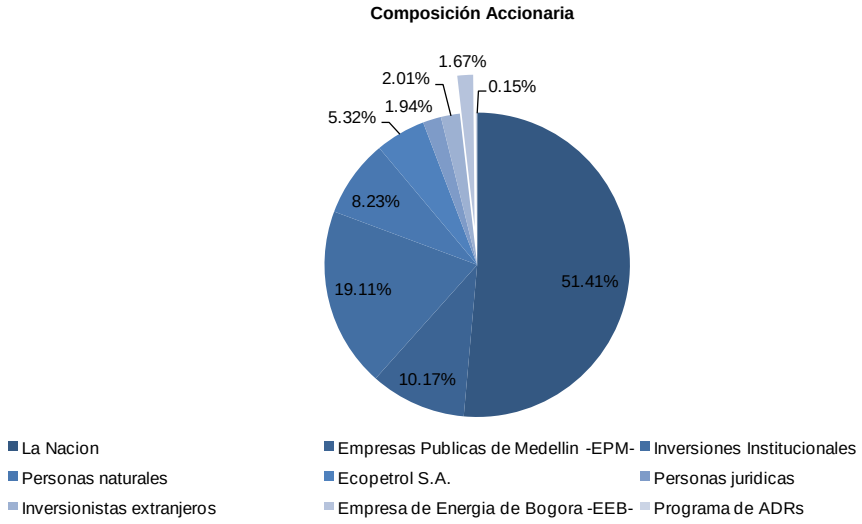
El Capex de la compañía durante los dos últimos años refleja, fundamentalmente, inversiones de mantenimiento. De otra parte, en los próximos tres años, la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME tiene previsto efectuar varias convocatorias públicas en las cuales la empresa está considerando participar. Se trata de proyectos con un valor estimado de USD 633 MM.

D. Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. - ISA

La fuente de las cifras de este numeral es www.isa.com.co.

ISA es una de las principales compañías de transmisión eléctrica en Latinoamérica, cuenta con 37,381 kilómetros de redes de transmisión entre 115kV y 500kV, y una capacidad de transformación de 64,354 MVA en Colombia, Perú, Brasil y Bolivia. La compañía también cuenta con presencia en el negocio de las telecomunicaciones y concesiones viales.

La composición accionaria a 30 de junio de 2011:



1. Descripción del negocio

Directamente y a través de sus filiales y subsidiarias ISA adelanta importantes proyectos en sistemas de infraestructura lineal. Para lograrlo focaliza sus actividades en los negocios de transporte de energía eléctrica, transporte de telecomunicaciones, concesiones viales, operación y administración de mercados y construcción de proyectos de infraestructura.

ISA expande, opera y mantiene sistemas de transmisión de energía a alto voltaje, para lo cual cuenta con: ISA y TRANSELCA, en Colombia; ISA Perú, Red de Energía del Perú (REP) y Consorcio TransMantaro (CTM), en Perú; ISA Bolivia, en Bolivia; y en Brasil posee las subsidiarias Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), adquirida a través de su vehículo de inversión ISA Capital do Brasil, Interligação Elétrica Pinheiros y Interligação Elétrica Serra do Japi. Con otros socios de la región, CTEEP tiene inversiones en Brasil en las empresas Interligação Elétrica de Minas Gerais (IEMG), Interligação Elétrica Norte o Nordeste (IENNE), Interligação Elétrica Sul (IESUL) e Interligação Elétrica do Madeira (IEMadeira).

Adicionalmente, ISA posee una participación accionaria de 11.11% en la Empresa Propietaria de la Red (EPR), que construye el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), y comparte con la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) la propiedad sobre Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá (ICP). Gracias a los 38,551 km de circuito de alta tensión con los que operan sus empresas, ISA se constituye hoy en uno de los mayores transportadores internacionales de electricidad en América Latina.

ISA, a través de su filial INTERNEXA, moviliza señales mediante redes de conectividad en telecomunicaciones que integran dos o más puntos, gracias al soporte de la fibra óptica, la transmisión satelital y las microondas. Esta filial atiende empresas de telecomunicaciones y del sector energético y tiene inversiones en Ecuador, a través de TRANSNEXA. En Perú, opera INTERNEXA. ISA también ofrece a sus empresas filiales y subsidiarias y a terceros soluciones integrales para el desarrollo de proyectos de líneas y subestaciones de transmisión de energía y el montaje de cables de fibra óptica.

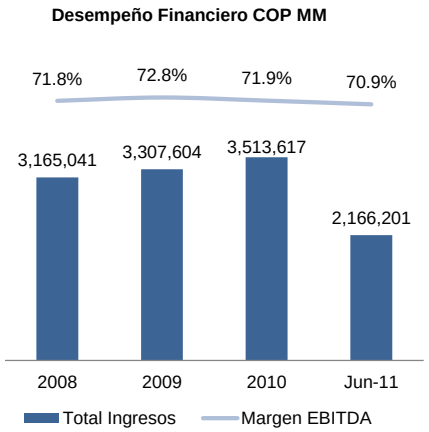
Finalmente, ISA formalizó en el 2009 su incursión en el negocio de concesiones viales tras llegar a un acuerdo con la empresa Cintra Infraestructuras de España para adquirir el 60% de la participación accionaria que esta compañía tiene en Cintra Chile, principal operador del sector vial chileno con 907 km de autopistas.

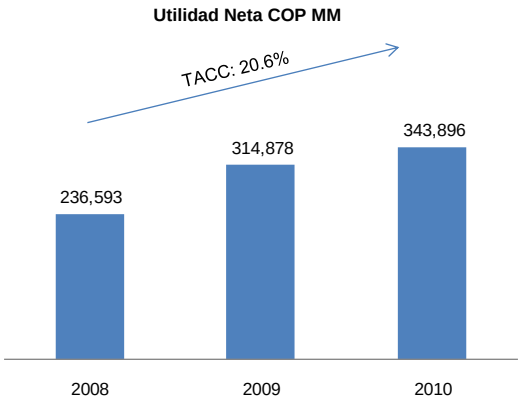
2. *Aspectos claves del negocio*

	Colombia		Peru			Brasil		Otros	Total
Participacion de ingresos por pais	35%		7%			52%		6%	100%
Empresa	ISA	TRANSELCA	REP	TransMantaro	ISA Peru	CTEEP	IEMG		
Transmision (Km de circuito)	10,115	1547	5,837	1,369	393	18,968	172	2,321	40,722
Transformacion (MVA)	12,811	2843	1,878	338	235	43,992		3,753	65,850

3. *Resultados financieros*

Estado de Resultados COP MM	2008	2009	2010	Jun-11
Total Ingresos	3,165,041	3,307,604	3,513,617	2,166,201
EBITDA	2,274,051	2,406,907	2,526,445	1,535,272
Margen EBITDA	71.8%	72.8%	71.9%	70.9%
Gasto Financiero	484,153	1,017,506	724,246	403,623
Utilidad Operacional	1,716,148	1,743,538	1,871,026	1,130,997
Utilidad Neta	236,593	314,878	343,896	240,375

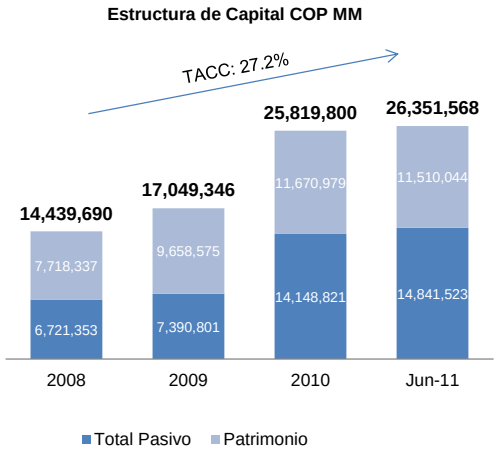


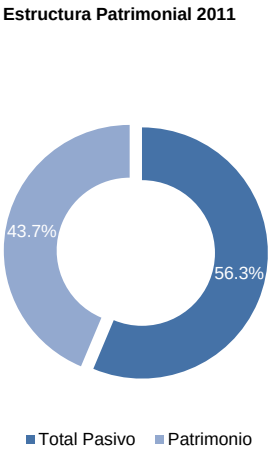


El EBITDA en el 2010 creció 5% impulsado por un incremento en los Ingresos Operacionales de 6.2%. El incremento de estos últimos refleja la consolidación de Cintra Chile, compañía dedicada a las concesiones viales, y el impacto del incremento del IGPM brasilero sobre los Ingresos Operacionales CTEEP.

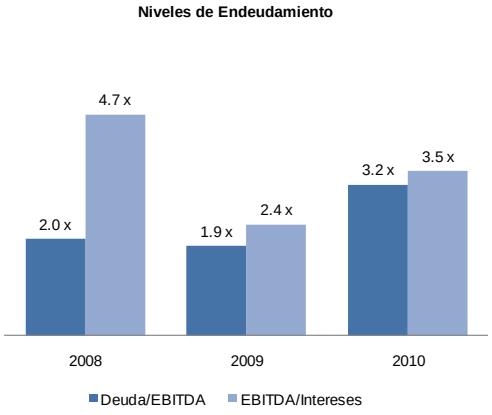
Los Ingresos Operacionales de la compañía fueron en el primer semestre de 2011 COP 2,166,201 millones. Este resultado se debió a la consolidación de las nuevas filiales de concesiones viales en Chile y al incremento de ingresos en Brasil en el negocio de energía.

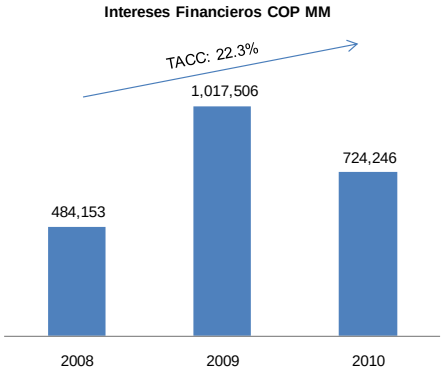
Balance General	2008	2009	2010	Jun-11
Efectivo e Inversiones	644,865	5,198,822	1,211,091	714,730
Propiedad Planta y Equipo	3,539,150	3,064,246	3,024,146	2,875,048
Total Activos	14,439,690	17,049,346	25,819,800	26,351,568
Total Deuda	4,654,327	4,580,106	8,094,240	8,399,584
Deuda Largo Plazo	3,789,510	3,688,609	7,312,535	7,447,403
Total Pasivo	6,721,353	7,390,801	14,148,821	14,841,523
Patrimonio	7,718,337	9,658,575	11,670,979	11,510,044





Endeudamiento





Al cierre del 2010 la deuda financiera consolidada ascendió a COP 8,094,240 millones, con un incremento de 76.7% respecto al año anterior (COP 4,580,106 millones). Durante el período se presentaron importantes hechos que impactaron este resultado: i) En el primer trimestre, ISA Capital do Brasil llevó a cabo una reestructuración de deuda, a través de la recolección de los bonos 2012 y 2017 por valor de USD 522 millones; ii) Transmantaro firmó con el Banco de Crédito del Perú un préstamo por USD 70 millones, a un plazo de ocho años y una tasa fija de 6.68%; iii) CTEEP llevó a cabo una emisión de bonos en el mercado local por BRL 548.6 millones; iv) finalmente ISA adquirió con el Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (BBVA) un crédito por COP 224,455 millones, para financiar parte de la adquisición de Cintra Chile.

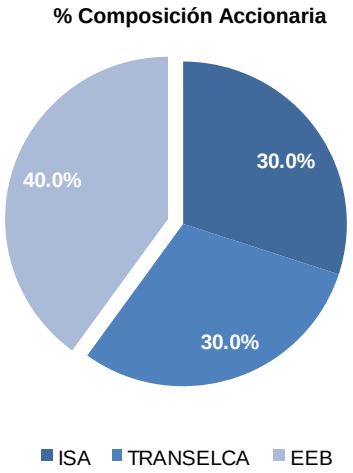
4. Inversiones

Como resultado de la gestión realizada en los últimos años, ISA y sus empresas adelantan en Colombia, Perú y Brasil los diseños y la construcción de cerca de 5,047 km de circuito de alta tensión y la instalación de 16,818 MVA de capacidad de transformación. Estos proyectos demandarán una inversión cercana a USD 2,100 millones.

E. Red de Energía del Perú S.A. - REP

A través de REP, la Empresa de Energía de Bogotá participa en el negocio de transmisión eléctrica en Perú. REP es la empresa más importante de transmisión eléctrica de Perú. Fue constituida en julio del 2002 para explotar, operar y efectuar el mantenimiento de una concesión del Estado peruano. Sus socios fundadores fueron ISA y Transelca S.A. E.S.P. El 31 de julio de 2002 se incorporó como accionista EEB, que adquirió el 40% de las acciones de la sociedad.

La composición accionaria a 30 de junio de 2011:



1. Descripción del negocio

La concesión de REP le otorga el derecho de explotar las líneas de transmisión, las subestaciones eléctricas, los centros de control, los equipos de telecomunicaciones y, en general, los bienes de la concesión, durante 30 años contado a partir del 5 de septiembre del 2002.

El contrato de concesión fija la Remuneración Anual Garantizada - RAG en Dólares y establece que ésta no podrá ser modificada durante la vigencia del contrato de concesión, salvo por el ajuste a realizarse cada año por la variación en el índice Finished Goods Less Food and Energy, publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de Estados Unidos.

En el 2006 se suscribió un acuerdo marco con el MINEM para la realización de las inversiones por ampliaciones en la cual se estableció el mecanismo de remuneración denominado Remuneración Anual por Ampliaciones-RAA, en el cual se asegura la recuperación de toda la inversión, definiéndose que la remuneración correspondiente cubre la anualidad del valor de la inversión auditada más la retribución por operación y mantenimiento.

REP cuenta con 46 subestaciones y 5,837 kilómetros de circuitos de transmisión de 220, 138 y 60 kV, que unen 19 departamentos del país. Las operaciones de su sistema eléctrico son efectuadas en coordinación con el COES, en adecuadas condiciones de calidad, seguridad y economía. Para garantizar la continuidad de la operación remota de sus subestaciones, REP cuenta con dos centros de control, los cuales operan en jerarquía principal y de respaldo, interconectados en tiempo real. El centro de control principal está localizado en su sede central de San Isidro en Lima y el de respaldo en la subestación Socabaya en Arequipa.

La empresa cuenta con 364 colaboradores, organizados en cuatro departamentos de transmisión y una sede central distribuidos geográficamente en todo el país. Esta organización permite garantizar una respuesta adecuada para el mantenimiento de sus equipos e instalaciones.

2. *Aspectos claves del negocio*

Aspectos claves del negocio	2008	2009	2010	Jun-11
Disponibilidad	99.30%	99.67%	99.51%	99.64%
Longitud lineas de transmisión - Km	5,830	5,837	5,837	5,837

	2008	2009	2010	Proyección 2011
Demanda de Energía en Perú GWh	29,559	27,253	32,314	
Crecimiento Económico UDM	9.7%	0.9%	8.8%	7.0%

Convenio de Estabilidad Tributaria

En virtud del Convenio de Estabilidad Jurídica suscrito entre el Estado peruano y REP, se garantiza la estabilidad tributaria y laboral en los siguientes términos:

i) Impuesto a la Renta: Implica que el citado impuesto no será modificado mientras esté en vigencia el citado convenio. De acuerdo con lo anterior, durante la vigencia del convenio se aplicará el impuesto a la renta con la tasa del 27% sobre la renta neta.

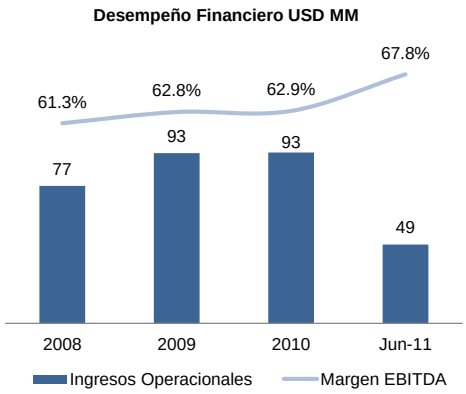
ii) Regímenes de contratación de los trabajadores: Mientras esté vigente el convenio, se mantendrá estable el régimen de contratación laboral en las distintas modalidades.

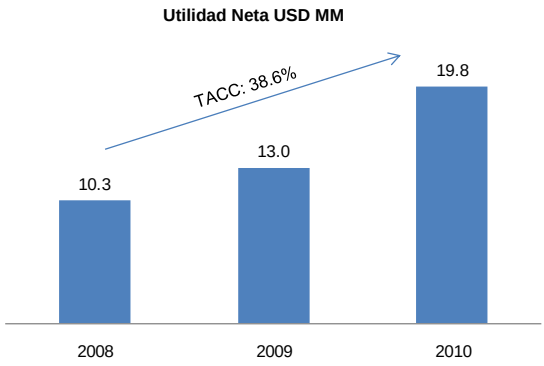
El convenio rige desde el 5 de septiembre del 2002 y tiene vigor durante la vigencia del contrato de concesión.

3. *Resultados financieros*

Estado de Resultados USD MM	2008	2009	2010	Jun-11
Ingresos operacionales *	77.1	93.2	93.4	48.5
EBITDA	47.3	58.5	58.8	32.9
Margen EBITDA	61.3%	62.8%	62.9%	67.8%
Gasto financiero	9.8	10.0	9.3	5.9
Utilidad operacional	22.8	27.7	35.2	18.4
Utilidad neta	10.3	13.0	19.8	9.5

* Excluyen ingresos por servicios de construcción en 2010.





Los Resultados Operacionales de la compañía se vieron afectados por: i) los ajustes contables relacionados con la aplicación de la norma internacional CINIIF 12; y ii) el ajuste a la Remuneración Anual Garantizada (RAG).

La compañía empezó a aplicar en 2010 las normas CINIIF 12 (Norma Contable Internacional), en virtud de las cuales se empezó a reconocer como gastos en el Estado de Resultados, los costos de construcción de las líneas de transmisión, ya que de acuerdo con dicha interpretación, la compañía presta un servicio de construcción a favor del estado peruano. La norma

establece también que se reconozca como ingreso el valor razonable del servicio brindado. El valor de los referidos servicios asciende a USD 40.15 millones. Para el cálculo del Margen EBITDA se le substrajo el monto incluido por servicios de construcción a los Ingresos Operacionales.

Adicionalmente, el estado peruano en virtud de la concesión le reconoce a la compañía un ingreso anual garantizado en dólares. Sin embargo, los ingresos de la compañía se perciben en soles peruanos. La diferencia entre los ingresos recibidos en soles y los ingresos reconocidos en dólares por el estado peruano se ajusta anualmente a través de RAG. En 2010, este ajuste, que se basó en el comportamiento del sol durante el 2009, tuvo un impacto positivo sobre los Ingresos Operacionales.

El incremento en los Costos y Gastos Operacionales en 2010 (22.2% sin incluir provisiones, depreciaciones ni amortizaciones) obedece a: i) prestación de servicios operativos a CTM, ii) ajustes salariales para nivelar a la compañía con el mercado peruano, y iii) el efecto en la conversión de los gastos en soles a dólares, producto de la apreciación cambiaria registrada en el 2010.

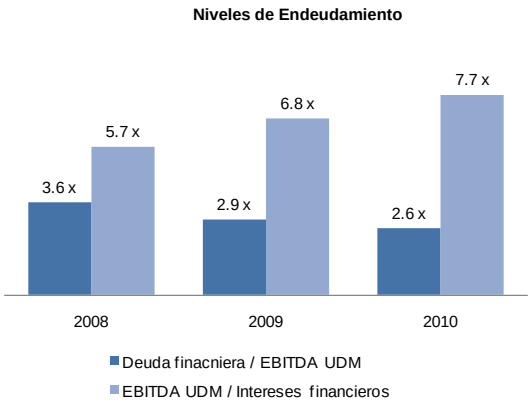
Balance General USD MM	2008	2009	2010	Jun-11
Efectivo e Inversiones	6.7	16.8	3.6	7.2
Propiedad Planta y Equipo	342.6	336.2	363.6	368.8
Total Activos	396.4	424.1	433.7	491.2
Total Deuda	168.3	169.6	150.2	199.0
Deuda Largo Plazo	136.7	150.0	128.5	175.4
Total Pasivo	225.8	240.5	230.4	272.4
Patrimonio	170.6	183.6	203.3	218.9

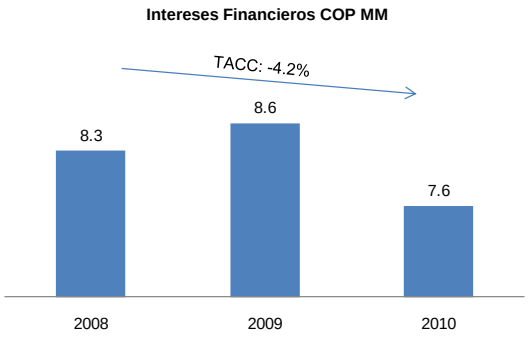
El activo de la compañía presenta un aumento de USD 9.65 millones durante el 2010, lo cual se explica, de manera general, por el mayor saldo en cuentas por cobrar a empresas vinculadas y saldos en caja y bancos. El pasivo presenta una disminución de USD 10 millones, que obedece principalmente a la amortización de bonos corporativos de largo plazo por USD 17.5 millones y una disminución de USD 2.7 millones del impuesto a la renta y del gasto diferido de participación de trabajadores en la Utilidad Neta.

Al finalizar el año 2010 el patrimonio de la compañía alcanzó los USD 203.3 millones, de los cuales USD 121.3 millones corresponden a capital social y capital adicional, USD 4.7 millones a reserva legal, y USD 77.3 millones a resultados acumulados, incluyendo la utilidad del ejercicio 2010.

Durante el primer semestre de 2011 el total de los activos ascendió a USD 491.2 mm, 13.2% superior a la cifra del año anterior. La relación pasivo sobre patrimonio pasó de 113% en el 2010 a 124% manteniéndose relativamente estable.

Endeudamiento





El nivel de endeudamiento es bajo y acorde con las empresas en su ramo. Lo anterior le permite tener una calificación local AAA (Apoyo & Asociados Internacionales S.A.C. - asociados a Ficth Ratings - y Pacific Credit Rating).

4. Inversiones

	2008	2009	2010
CAPEX	28.8	16.7	49.3

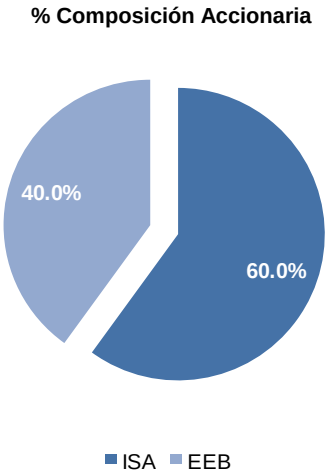
Durante el 2011 se dará inicio a las ampliaciones a la concesión de REP contratadas con el estado peruano. La inversión estimada de estos proyectos es USD 209 millones y se estima que estarán listos en el 2014. La compañía está considerando que estos proyectos se financien con retención de utilidades netas y contratación de créditos.

F. Consorcio Transmantaro S.A. - CTM

A través de CTM, la Empresa de Energía de Bogotá participa en el negocio de transmisión eléctrica en Perú.

En 1998, se suscribió el contrato de concesión del sistema de transmisión Mantaro-Socabaya con CTM. Dicho contrato tiene un plazo de 33 años, contados partir del 27 de febrero de 1998, luego del cual los bienes objeto de la concesión serán transferidos al estado peruano. El 8 de octubre del 2000, CTM comenzó la operación de la Interconexión Mantaro-Socabaya. El 12 de diciembre de 2006 ISA y EEB asumieron como nuevos operadores estratégicos de la concesión.

La composición accionaria a 30 de junio de 2011:



1. Descripción del negocio

CTM es una empresa focalizada en la actividad de transmisión eléctrica como concesionaria de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya, que une el Sistema Interconectado Centro-Norte con el Sistema Interconectado Sur. En este contexto, CTM construye, opera y mantiene las redes de transmisión de energía eléctrica, y desarrolla sistemas y servicios de telecomunicaciones.

La concesión de CTM le otorga el derecho de explotar las líneas de transmisión, las subestaciones eléctricas, los centros de control, los equipos de telecomunicaciones y, en general, los bienes de la concesión, durante 30 años contado a partir de octubre de 2000.

2. Aspectos claves del negocio

	2008	2009	2010	Jun-11
Disponibilidad de red	99.42%	99.75%	99.42%	99.57%

El índice de disponibilidad de la red disminuye en los últimos dos años debido la congestión en la red y las interrupciones para hacer trabajos de ampliación. La empresa ha destinado parte de sus recursos para hacer un adecuado mantenimiento de la red y volver a recuperar los niveles de 2009.

	2008	2009	2010	Proyección 2011
Demanda de Energía en Perú GWh	29,559	27,253	32,314	
Crecimiento Económico UDM	9.7%	0.9%	8.8%	7.0%

Convenio de Estabilidad Tributaria

En virtud del Convenio de Estabilidad Jurídica suscrito entre el estado peruano y CTM, se garantiza la estabilidad tributaria y laboral en los siguientes términos:

i) Impuesto a la Renta: Implica que el citado impuesto no será modificado mientras esté en vigencia el citado convenio. De acuerdo con lo anterior, durante la vigencia del convenio se aplicará el impuesto a la renta con la tasa del 30% sobre la renta neta.

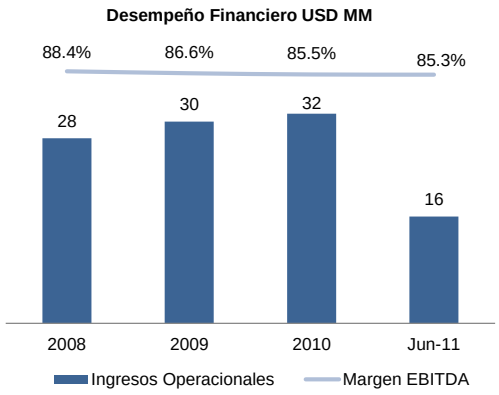
ii) Regímenes de contratación de los trabajadores: Mientras esté vigente el convenio, se mantendrá estable el régimen de contratación laboral en las distintas modalidades.

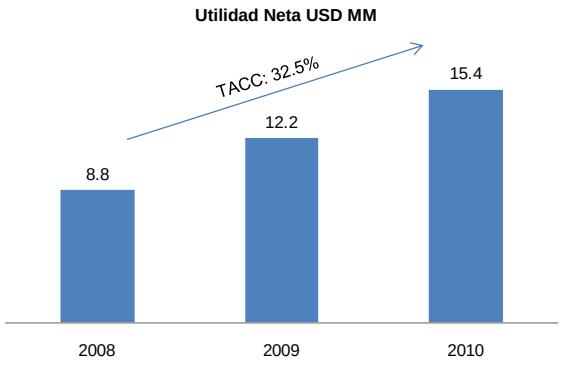
El convenio rige desde el 24 de febrero de 1998 y tiene vigor durante la vigencia del contrato de concesión.

3. Resultados financieros

Estado de Resultados USD MM	2008	2009	2010	Jun-11
Ingresos Operacionales *	28.0	30.5	31.6	16.1
EBITDA	24.7	26.4	27.1	13.8
Margen EBITDA	88%	87%	86%	85%
Gasto Financiero	6.8	4.7	2.8	0.7
Utilidad operacional	17.9	19.6	20.6	9.4
Utilidad neta	8.8	12.2	15.4	8.2

* Excluye los ingresos de los proyectos de construcción en 2009 y 2010.

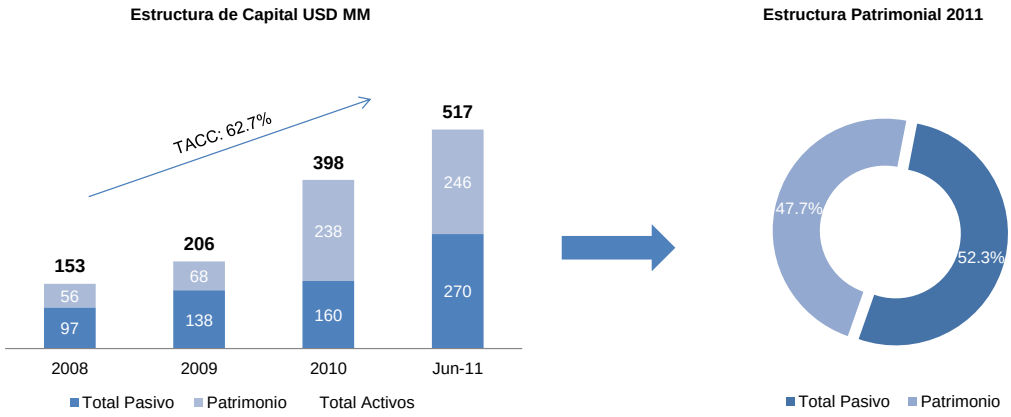




Los Resultados Operacionales de la compañía se vieron afectados por: i) los ajustes contables relacionados con la aplicación de la norma internacional CINIIF 12; y ii) el ajuste a los ingresos de la concesión.

La compañía empezó a aplicar en 2010 las normas CINIIF 12 (Norma Contable Internacional), en virtud de las cuales se empezó a reconocer como gastos en el Estado de Resultados, los costos de construcción de las líneas de transmisión, ya que de acuerdo con dicha interpretación, la compañía presta un servicio de construcción a favor del estado peruano. La norma establece también que se reconozca como ingreso el valor razonable del servicio brindado. El valor de los referidos servicios asciende a USD 152 millones. Esta es la principal razón para la volatilidad del margen EBITDA durante los últimos años. Si se excluyeran los ingresos y gastos por servicios de construcción del año 2010, el margen EBITDA se mantendría por encima del 80%. En el primer semestre del 2011 aumenta por encima del promedio y se ubica en 85.3%.

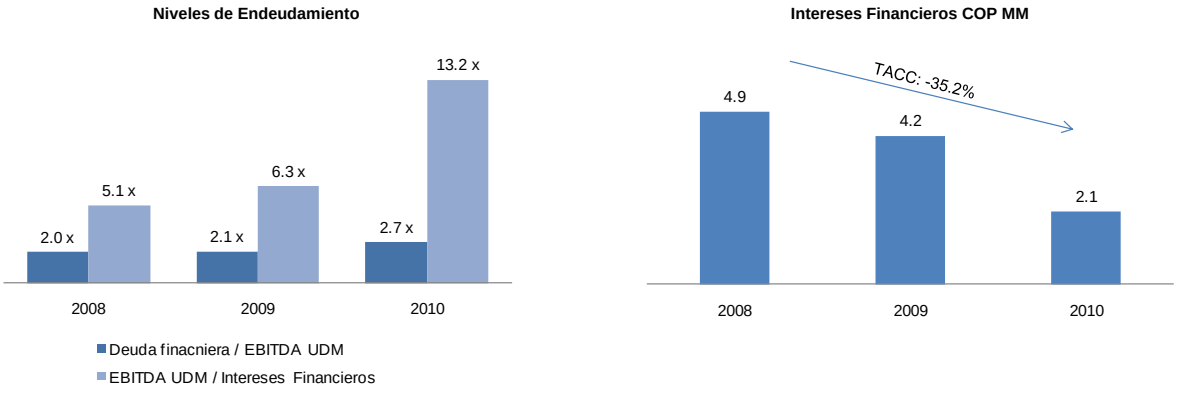
Balance General USD MM	2008	2009	2010	Jun-11
Efectivo e Inversiones	15.5	14.3	17.5	9.5
Propiedad Planta y Equipo	115.9	151.4	304.3	398.8
Total Activos	153.0	205.7	398.0	516.7
Total Deuda	49.7	54.7	72.2	151.0
Deuda Largo Plazo	34.7	37.0	59.5	121.7
Total Pasivo	97.4	137.9	159.7	270.3
Patrimonio	55.6	67.8	238.3	246.4



El incremento en el total de activos en 2010 refleja la activación de los proyectos que la compañía está desarrollando. Cabe recordad que CTM está en la actualidad construyendo proyectos por un valor estimado de USD 593 millones.

Para adelantar los proyectos está ejecutando una estrategia que incluye la capitalización por parte de los socios actuales, la retención de utilidades y la consecución de recursos en el mercado financiero peruano. En 2010 los socios de CTM capitalizaron a la compañía por un valor de USD 155 millones.

Endeudamiento



El nivel de endeudamiento es bajo y acorde con las empresas en su ramo. Lo anterior le permite tener una calificación local AAA (Apoyo & Asociados Internacionales S.A.C. - asociados a Ficth Ratings - y Pacific Credit Rating).

4. Inversiones

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
CAPEX USD '000	9,878	55,673	165,020	291,128	205,871	40,915

De los proyectos ejecutados en el 2010 se destaca la línea Chilca –Planicie – Zapallal, la primera línea a nivel de tensión de 500 mil voltios. Recientemente CTM finalizó 5 proyectos por un valor de USD 174 millones y se encuentran en construcción 9 proyectos más.

G. Transportadora de Energía de Centroamérica S.A. - Trecsa

En diciembre 2009 la Empresa de Energía de Bogotá fue adjudicataria mediante subasta de un contrato para construir y operar la red de transmisión de energía eléctrica más importante de Guatemala. Este proyecto busca garantizar la cobertura, calidad y confiabilidad del sistema para afrontar los grandes retos de crecimiento de la demanda y la economía del país. Para cumplir con los compromisos contractuales se constituyó a Trecsa, compañía encargada de desarrollar el sistema de transmisión que consiste en la construcción de un total de 853 km de líneas de 230 kV, doce subestaciones nuevas y la ampliación de doce subestaciones existentes. La inversión estimada es de USD 370 millones y se estima que el proyecto entre en operación antes de finalizar el 2013. La posible estructura financiera de este proyecto será 50% equity - 50% deuda

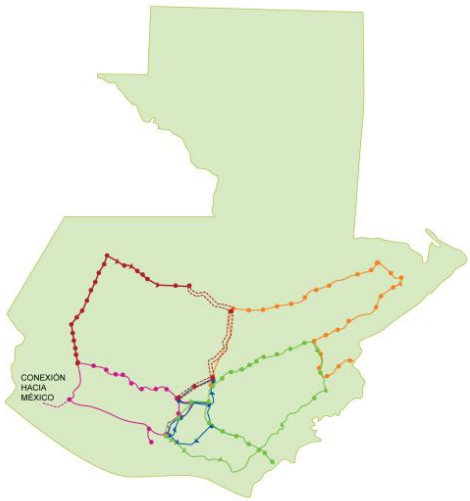
Esta expansión es el proyecto de infraestructura más importante de los próximos años en Guatemala. El gobierno de este país tiene prevista una segunda fase de expansión del sistema de trasmisión en aproximadamente cinco años, lo que se convierte en una nueva oportunidad de crecimiento en dicho país.

Este proyecto es de alto contenido estratégico para el Grupo Energía de Bogotá y sus accionistas por ser un punto de partida desde Centroamérica hacia Norteamérica, Centro y Suramérica en los negocios de electricidad y gas natural.

EEB tiene una participación accionaria de 96% en este proyecto y el porcentaje restante pertenece a Eléctricas de Medellín. Esta última compañía es uno de los constructores de líneas de transmisión con mayor experiencia en Colombia y a través de su subsidiaria mexicana Edemtec será la encargada de la construcción del proyecto.

Los activos de este proyecto se remuneraran durante los primeros 15 años de operación en dólares y con base en el monto ofertado por EEB. A partir del año 16 los ingresos se determinaran con base en un modelo de valoración de activos a precios de reposición.

El modelo guatemalteco, que se apoya en recursos privados para el desarrollo de la infraestructura energética, se ha convertido en un ejemplo que están mirando con mucho detenimiento otros países de Centroamérica, lo que traería interesantes oportunidades de crecimiento para Trecsa en la región.

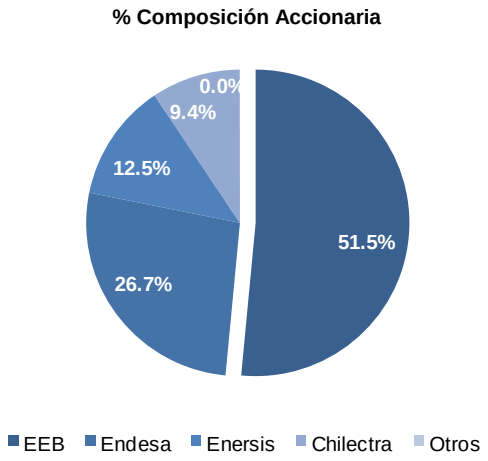


H. Codensa S.A. E.S.P. - Codensa

A través de Codensa, la Empresa de Energía de Bogotá participa en el negocio de distribución y comercialización de energía eléctrica en Colombia. Esta compañía fue creada el 23 de octubre de 1997 en el marco del proceso de capitalización de EEB. En dicho proceso se separaron los activos de distribución de la compañía, los cuales fueron aportados en especie a Codensa mientras que un inversionista estratégico realizó aportes en efectivo. Dicho accionista fue el Grupo Endesa que hoy en día participa en la compañía a través de Endesa, Enersis y Chilectra.

Codensa tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias, y relacionadas a la distribución y comercialización de energía, la realización de obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica y la comercialización de productos en beneficio de sus clientes.La Compañía además ejecuta otras actividades relacionadas con la prestación de los servicios públicos en general. Gestiona, opera, celebra y ejecuta contratos especiales de gestión con otras empresas de servicios públicos. Y vende o presta bienes o servicios a otros agentes económicos dentro y fuera del país, relacionados con los servicios públicos.

La composición accionaria a 30 de junio de 2011:

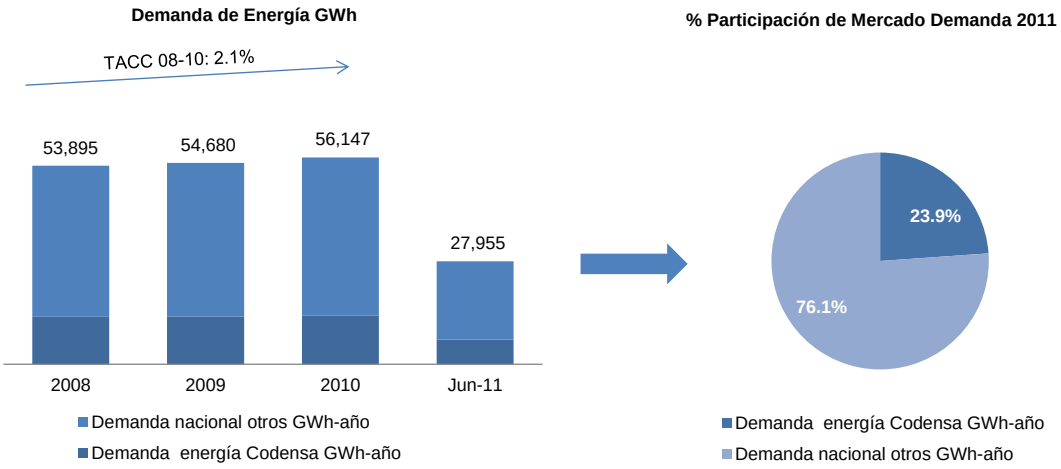


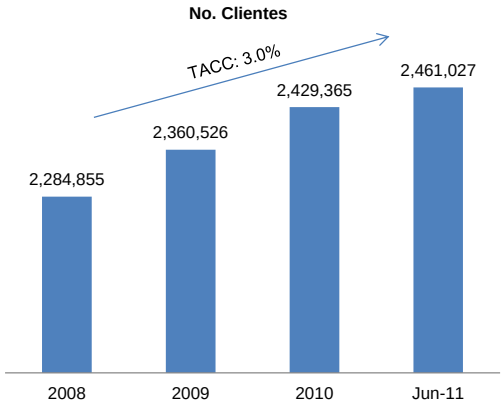
Si bien EEB, es propietaria de 51.5% del capital accionario de Codensa, no tiene el control operativo de esta compañía porque solamente tiene el 36.36% de las acciones con derecho a voto. EEB suscribió un acuerdo de accionistas mediante el cual se requiere su aprobación para definir aspectos centrales del negocio tales como nuevas inversiones, endeudamiento por encima de un monto especificado, adquisiciones o expansiones, operaciones con vinculados, entre otros. En dicho acuerdo, se establece que las partes votarán a favor de la máxima distribución de utilidades teniendo en cuenta las reservas legales del caso.

1. Descripción del negocio

Codensa es la mayor distribuidora de energía eléctrica del país. Al finalizar el 2010 su área de operaciones abarco en el Distrito Capital de Bogotá y los departamentos de Cundinamarca, Boyacá y Tolima. Su red está compuesta por 41,700 Km de redes de media y baja tensión. El número de clientes a nivel nacional ascendió a 2,429,365 en el 2010 y al finalizar el primer trimestre del 2011 a 2,446,305. Esta base de clientes le permite a la compañía participar con el 23.7% del mercado de energía nacional.

El negocio de distribución y comercialización de Codensa es un monopolio natural regulado por la CREG cuyas tarifas buscan generar un retorno adecuado sobre los activos (a costo de reposición) y reconocer los gastos de administración, operación y mantenimiento. La metodología de tarifas de la compañía es revisada cada cinco años y la última revisión de la CREG se realizó en 2009.





En el 2010 se observó una recuperación en el ritmo de crecimiento de la demanda de electricidad en Colombia después de dos años relativamente pobres por el impacto de la crisis internacional sobre la economía colombiana. En el último año y medio la demanda de electricidad ha estado impulsada por la actividad minera y la recuperación de la industria. La demanda en la zona de operaciones de Codensa durante el 2010 creció a tasas similares a las nacionales. La Tasa Anual de Crecimiento Compuesto de la demanda de energía en GWh durante los últimos dos años fue de 2.1%.

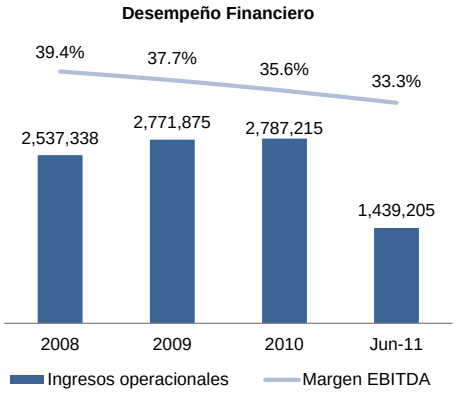
El crecimiento anualizado de clientes durante los últimos tres años fue de 3.0%. La mayoría de sus clientes se ubica en el sector residencial con un 88.4%. El restante 11.6% se divide entre clientes comerciales, industriales y oficiales.

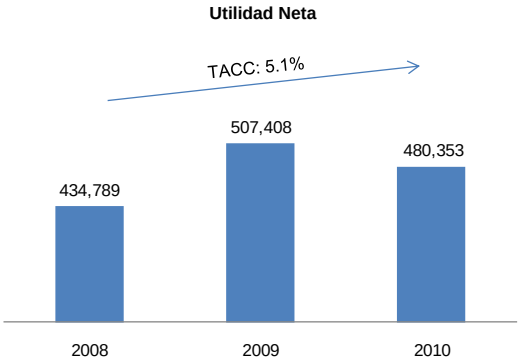
2. *Aspectos claves del negocio*

Indicadores 2010			2008	2009	2010
Energia distribuída	13,224 GWh	# 1 en Colombia; 24% del mercado	12,861	12,895	13,224
Red MT + BT	41,700 Km	# 1 en Colombia			
Clientes	2,429,365	# 1 en Colombia; 23.7% de la Demanda Nacional	2,284,855	2,360,326	2,429,365

3. *Resultados Financieros*

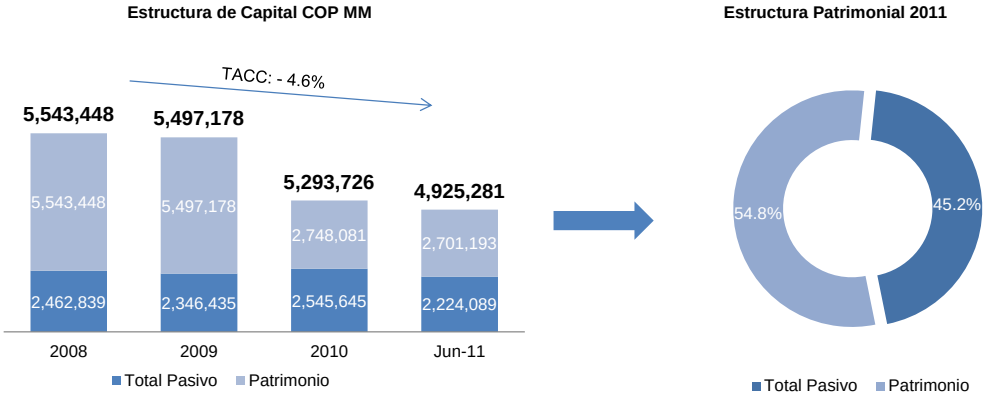
Estado de Resultados COP MM	2008	2009	2010	Jun-11
Ingresos operacionales	2,537,338	2,771,875	2,787,215	1,439,205
EBITDA	999,838	1,044,969	993,362	478,836
Margen EBITDA	39.4%	37.7%	35.6%	33.3%
Gasto financiero	139,540	114,487	103,584	45,523
Utilidad operacional	724,238	768,784	742,417	351,196
Utilidad neta	434,789	507,408	480,353	209,510





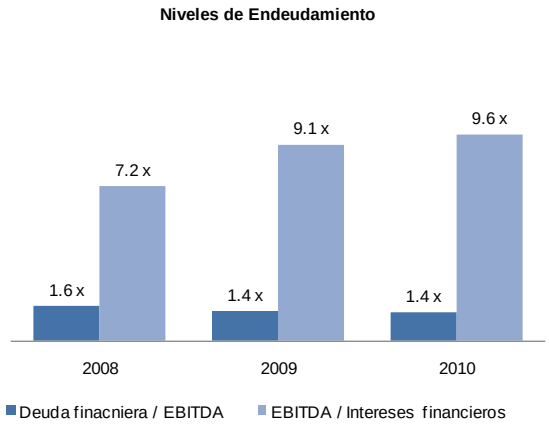
La Utilidad Operacional y el EBITDA de la compañía tuvieron un impacto positivo gracias a: i) el incremento en los precios de la electricidad, que compensó parcialmente la caída en las ventas; y ii) los menores precios de compra de energía especialmente durante el segundo semestre.

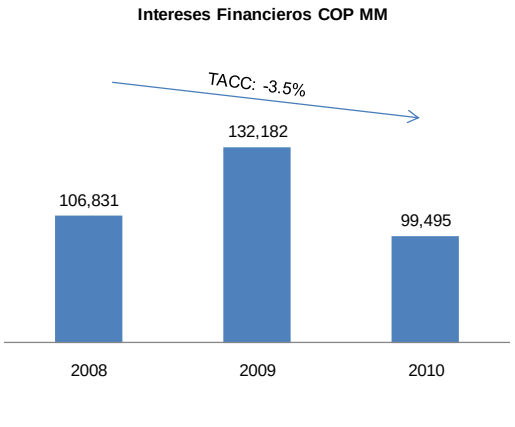
El crecimiento de la Utilidad Operacional y el EBITDA hubiera sido mayor de no ser por: i) la revisión quinquenal de las tarifas por parte de la CREG, entidad que redujo la tasa de descuento (WACC) con base en la cual se remuneran los activos de distribución. Dicho cambio entró en vigencia en diciembre de 2009; ii) la reducción de los Ingresos Operacionales como consecuencia de la venta del negocio de Codensa Hogar (crédito de consumo) que fue vendido al Banco Colpatria en 2009 y que representaba cerca del 10% de dichos ingresos; iii) el incremento en los precios de la energía como consecuencia del Fenómeno del Niño; y iv) el plan de financiación promovido por el gobierno para amortiguar el impacto sobre el consumidor del incremento de los precios durante el primer semestre como resultado del Fenómeno del Niño.



La disminución en el monto de los activos en el 2010 se debió a la repartición de utilidades que disminuyeron la cuenta de Efectivo.

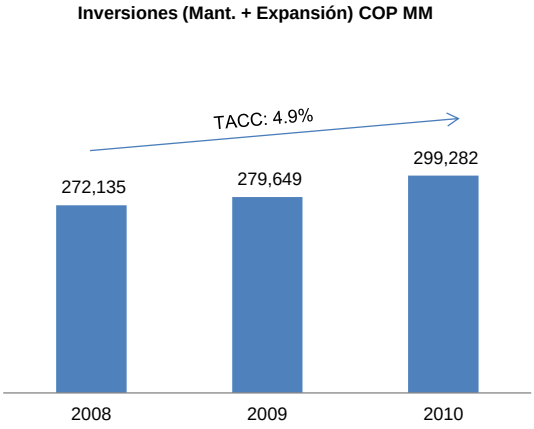
Endeudamiento





El nivel de endeudamiento es bajo y acorde con las empresas en su ramo. Lo anterior le permite tener una calificación local AAA. El monto de los valores vigentes emitidos por parte de la compañía asciende hoy en día a COP 1.34 billones en varios valores vigentes en el mercado local.

4. Inversiones

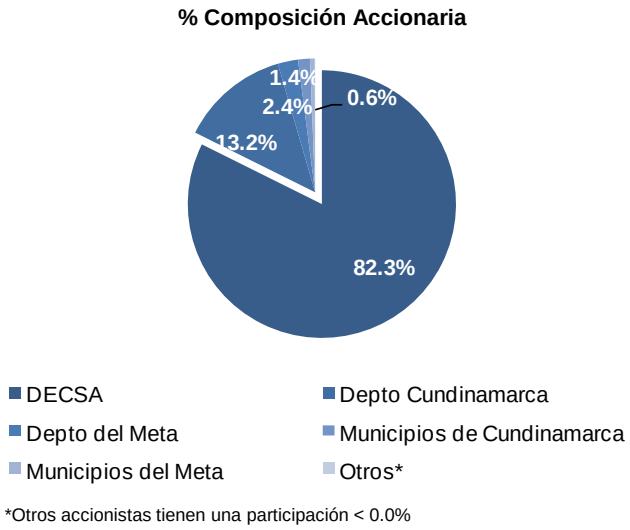


Con una inversión en equipos y obras superior a los COP 46,000 millones, Codensa inició en 2010 la construcción de la Subestación Florida la cual beneficiará a la zona occidental de la capital. Dentro de las obras que se ejecutaron en 2010, cabe destacar la modernización y ampliación de las redes y subestaciones para responder al crecimiento de la demanda y brindar una mejor calidad en su servicio.

I. Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. - EEC

La Empresa Energía de Bogotá y Codensa crean la Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. ESP (Decsa) en febrero 2009 con una participación de 51% y 49%, respectivamente. A través de este vehículo, compran la participación del estado colombiano en la EEC, empresa que genera, distribuye y comercializa energía eléctrica en el departamento de Cundinamarca.

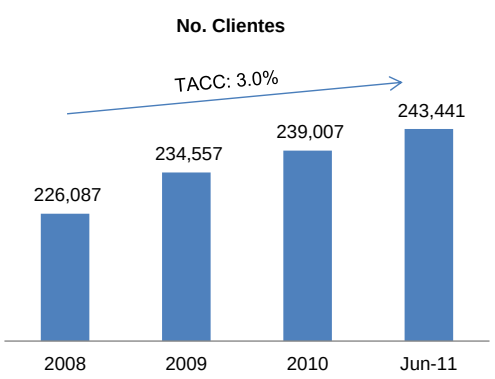
La composición accionaria a 30 de junio de 2011:

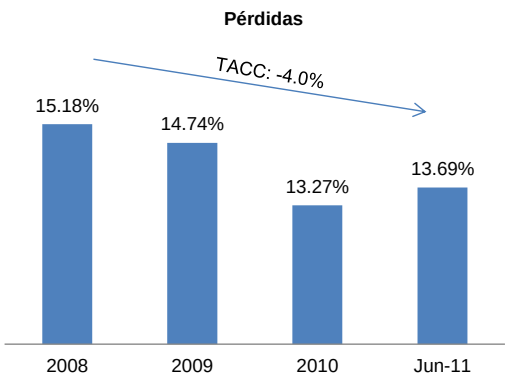


1. Descripción del negocio

El negocio de distribución y comercialización de EEC es un monopolio natural regulado por la CREG cuyas tarifas buscan generar un retorno adecuado sobre los activos (a costo de reposición) y reconocer los gastos de administración, operación y mantenimiento. La metodología de tarifas de la compañía es revisada cada cinco años y la última revisión de la CREG se realizó en 2009.

La compañía tiene una planta de generación en Puerto Salgar de 9.6 MW que le permite atender una parte de la demanda de los clientes no regulados.





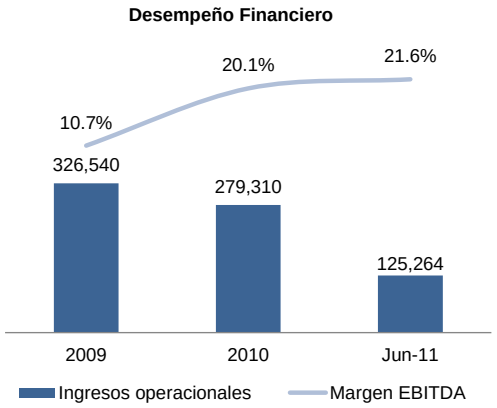
Después de la toma de control por parte de Decsa, EEC viene adelantando planes para mejorar la gestión de la compañía, dentro de los cuales se destaca el plan de reducción de pérdidas de energía. Durante el primer semestre del 2011 el nivel de pérdidas se ubicó en 13.69%.

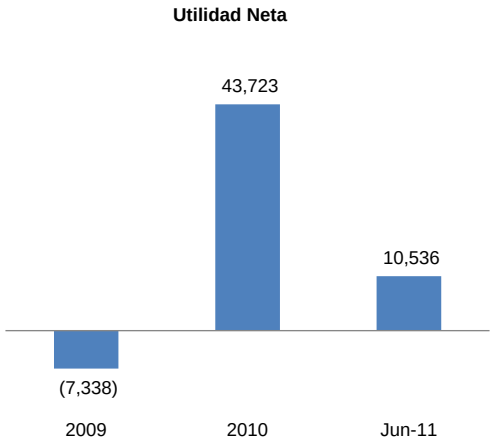
2. *Aspectos claves del negocio*

Indicadores seleccionados 2010		
Energía demandada	803 GWh	1.43% del mercado
Clientes	239,077	76 municipios de Cundinamarca, Tolima y Meta

3. *Resultados financieros*

Estado de Resultados COP MM	2008	2009	2010	Jun-11
Ingresos operacionales	252,709	326,540	279,310	125,264
EBITDA		34,880	56,028	27,000
Margen EBITDA		10.7%	20.1%	21.6%
Gasto financiero		1,525	841	1,111
Utilidad operacional	11,233	33,722	33,789	22,511
Utilidad neta	11,258	(7,338)	43,723	10,536

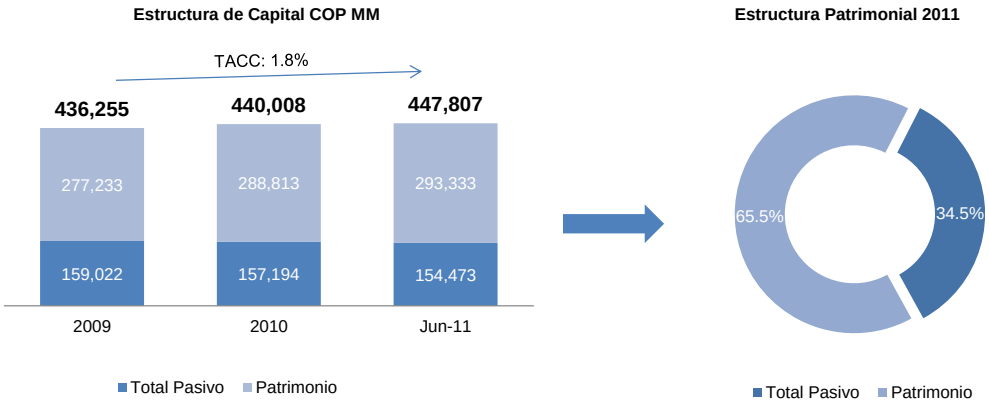




El resultado negativo de la Utilidad Neta en 2009 se debe a la reorganización administrativa, operacional y tecnología de la compañía una vez adquirió el control EEB.

El incremento en el EBITDA y en el margen EBITDA obedece a la gestión para reducir pérdidas, mejorar el recaudo de la cartera y reestructurar la nómina, así como una mejor gestión en las compras de energía durante el 2010.

Balance General COP MM	2008	2009	2010	Jun-11
Efectivo e Inversiones	41,916	44,132	11,886	12,648
Propiedad Planta y Equipo	350,662	328,135	326,794	335,730
Total Activos	462,729.0	436,255.0	440,008	447,807
Total Deuda	0	0	0	18,991
Deuda Largo Plazo	0	0	0	
Total Pasivo	116,838.0	159,022	157,194	154,473
Patrimonio	345,891.0	277,233	288,813	293,333



La estructura de capital se ha mantenido estable durante los últimos años debido a una política interna de no adquirir deudas de largo plazo y repartir las utilidades al cierre del ejercicio. La mayor parte del pasivo es la Provisión para Pensiones y Jubilaciones, con un peso del 34.6% del total del pasivo de la EEC en el 2010.

4. Inversiones

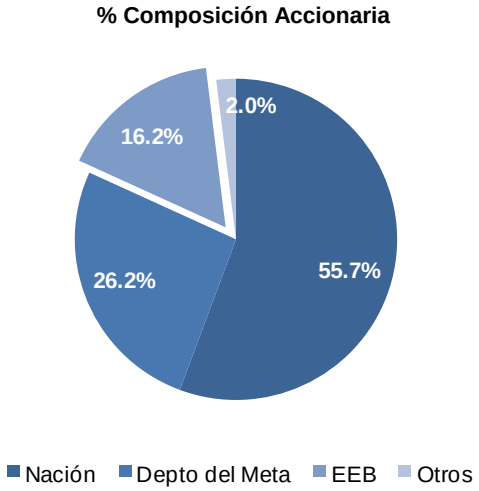
	2009	2010	Mar-11
CAPEX	5,682	35,853	1,795

En el corto plazo la EEC tiene previsto invertir en proyectos para ampliar las líneas para suplir la nueva demanda, mejorar la calidad del servicio, disminuir el riesgo operativo y cumplir la meta del nivel de pérdidas.

J. Electrificadora del Meta S.A. E.S.P. - EMSA

A través de EMSA, la Empresa de Energía de Bogotá participa en el negocio de distribución y comercialización de energía eléctrica en el departamento del Meta. EMSA se separó de la electrificadora de Cundinamarca y Meta el 18 de diciembre de 1981, estableciendo una sociedad de carácter mixto con autonomía administrativa, patrimonial y presupuestal.

La composición accionaria a 30 de junio de 2011:



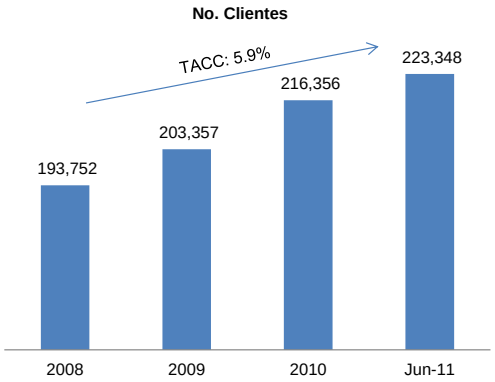
1. Descripción del negocio

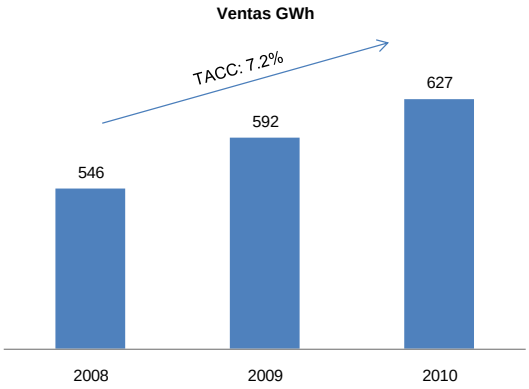
La Electrificadora del Meta S.A. construye y mantiene las redes eléctricas y subestaciones del departamento y hace el mantenimiento preventivo y correctivo de la infraestructura de alumbrado público de cada municipio. Así mismo, EMSA ofrece a sus clientes la venta e instalación de equipos de medida y su posterior asesoría, tanto para clientes regulados como no regulados. Para la facturación de sus servicios EMSA ha adquirido una moderna plataforma informática que le permite cubrir 165,000 clientes en 22 Municipios del departamento del Meta.

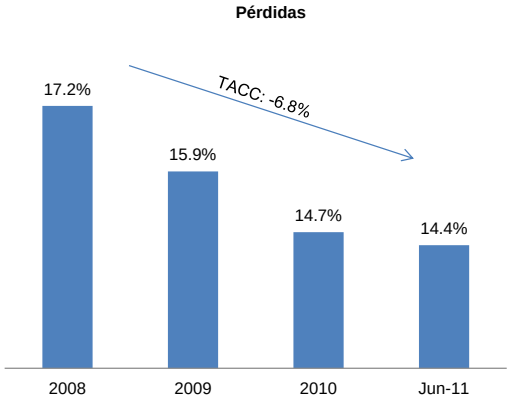
El negocio de distribución y comercialización de Emsa es un monopolio natural regulado por la CREG cuyas tarifas buscan generar un retorno adecuado sobre los activos (a costo de reposición) y reconocer los gastos de administración, operación y mantenimiento. Las tarifas de la compañía son revisadas cada cinco años y la última revisión de la CREG se realizó en 2009.

2. Aspectos claves del negocio

Aspectos claves del negocio	2008	2009	2010	Jun-11
Ventas GWH	546	592	627	320
Clientes - No	193,752	203,357	216,356	223,348
Pérdidas - %	17.20%	15.90%	14.70%	14.44%



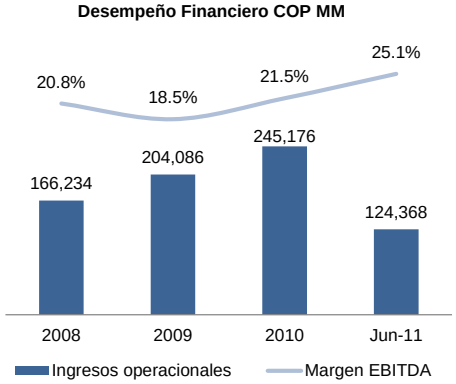


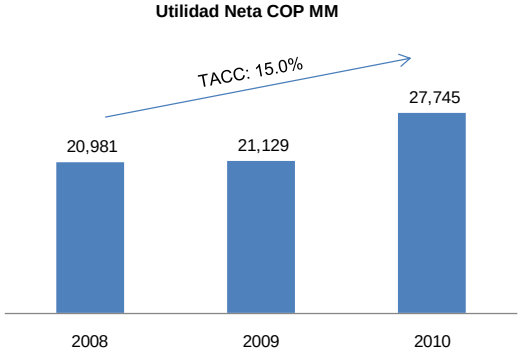


El comportamiento creciente del volumen de ventas respecto al número de clientes es mayor debido al desarrollo petrolero y agroindustrial de la región. Estos nuevos clientes son más rentables para la compañía debido a su mayor y creciente demanda.

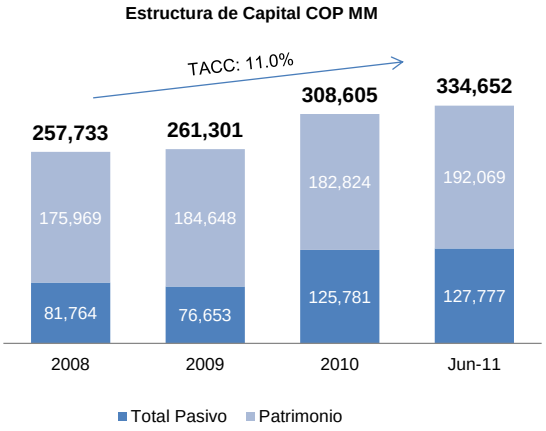
3. Resultados financieros

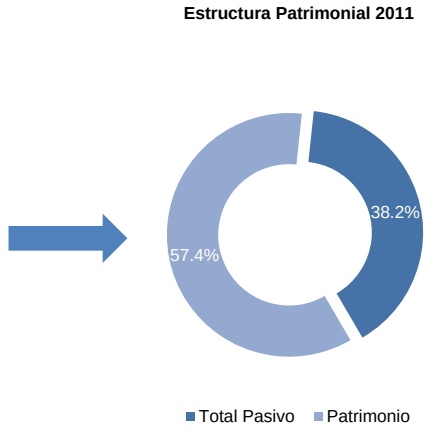
Estado de Resultados COP MM	2008	2009	2010	Jun-11
Ingresos operacionales	166,234	204,086	245,176	124,368
EBITDA	34,507	37,695	52,766	31,184
Margen EBITDA	20.8%	18.5%	21.5%	25.1%
Gasto financiero	1,459	3,039	5,195	1,322
Utilidad operacional	27,097	29,679	43,629	24,271
Utilidad neta	20,981	21,129	27,745	14,805





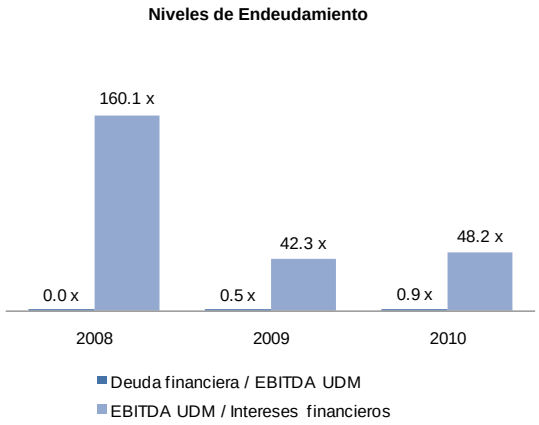
Balance General COP MM	2008	2009	2010	Jun-11
Efectivo e Inversiones	15,697	8,146	19,788	13,415
Propiedad Planta y Equipo	105,452	112,425	135,157	134,706
Total Activos	257,733	261,301	308,605	334,652
Total Deuda	1,694	17,417	45,405	52,953
Deuda Largo Plazo	1,339	946	25,532	52,953
Total Pasivo	81,764	76,653	125,781	127,777
Patrimonio	175,969	184,648	182,824	192,069

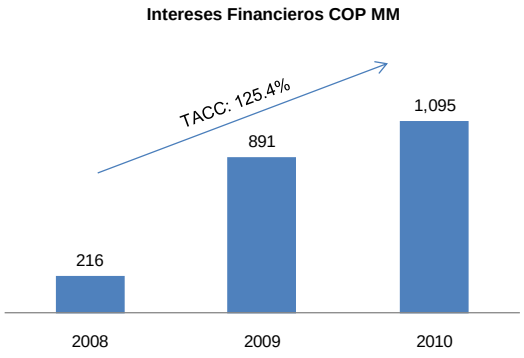




La Electrificadora del Meta S.A. E.S.P. estableció como estrategia de largo plazo modificar su estructura de capital. El aumento del apalancamiento financiero tiene como objetivo crear el mecanismo para financiar inversiones de infraestructura, que aumenten el valor de la empresa. En 2010, se firmó un empréstito por valor de COP 40,000 millones a un plazo de 15 años, con 3 años de gracia y tasa de DTF + 3%.

Endeudamiento





4. Inversiones

Las inversiones totales, incluyendo los nuevos negocios, alcanzaron los COP 35,990 millones. Estas se orientaron especialmente a los proyectos de diseño y construcción SE Jaguar, ampliación y automatización de las subestaciones Puerto López y Granada, construcción de red trenzada y proyectos de ampliación de redes.

CAPEX COP MM	Fecha inicio	Fecha operación	Caracteristicas
25,825	2011	2011	Automatizacion SE, Proyecto Red Trenzada, Proyecto SAP

Durante el 2011 EMSA planea ejecutar el Proyecto de Automatización SE, Proyecto Red Trenzada y Proyecto SAP para lo cual va a disponer de COP 25,825 millones. Los proyectos inician y terminan en el presente año.

CAPÍTULO 7 – EMPRESAS DEL GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ – GAS

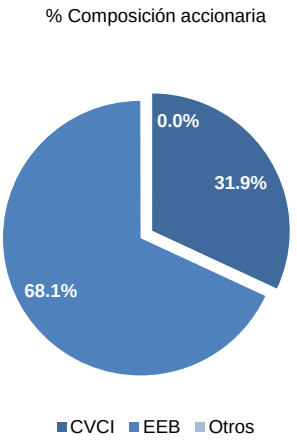
La fuente de las cifras de este capítulo es el Emisor a menos que se indique una fuente diferente.

A. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. - TGI

A través de TGI, la Empresa de Energía de Bogotá participa en el negocio de transporte de gas natural en Colombia. TGI es una empresa de servicios públicos, constituida como sociedad anónima por acciones. La compañía tiene por objeto la planeación, organización, diseño, construcción, expansión, ampliación, mantenimiento, operación y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios y de los sistemas de hidrocarburos en todas sus formas. También podrá explotar comercialmente la capacidad de los gasoductos de propiedad de terceros.

TGI es una pieza central en la estrategia de crecimiento de EEB. Es el transportador de gas natural más grande de Colombia y opera un monopolio natural en un sector con alto potencial de crecimiento y cuyo desarrollo es de especial interés para el estado colombiano.

La composición accionaria a 30 de junio de 2011:



1. Descripción del negocio

TGI es el único transportador de gas natural en Colombia que conecta las principales fuentes de abastecimiento (Guajira y Cusiana) con los principales centros de consumo (que representan aproximadamente el 50% del consumo total del país). Es una Empresa que presta el servicio de transporte de gas mediante una red de 3,774 kilómetros de gasoductos extendidos desde la Guajira hasta el Valle del Cauca y desde Casanare hasta Bogotá y Neiva.

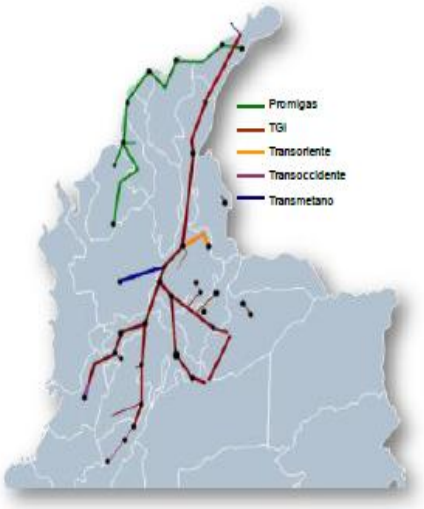
El transporte de gas natural en Colombia es un monopolio natural regulado por el estado. La CREG, entidad responsable de la regulación, define las tarifas máximas que se pueden cobrar a los usuarios del servicio. Dichas tarifas son definidas con base en las inversiones históricas, las inversiones proyectadas y una estimación del volumen a transportar, y buscan remunerar adecuadamente y en dólares las inversiones con base en un WACC que pretende simular un ambiente de competencia. Los ingresos de la compañía dependen de los contratos que suscriba con los usuarios del servicio de transporte.

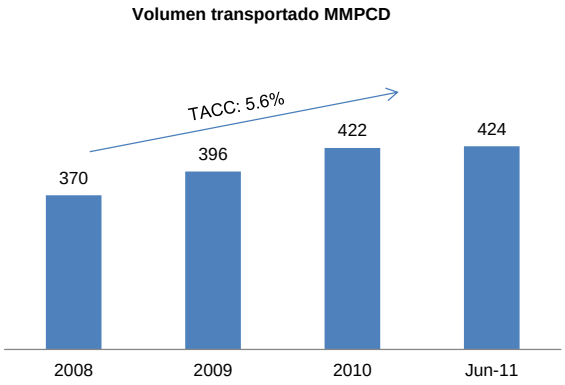
Casi la totalidad de las ventas de la compañía están soportadas en contratos en firme y de largo plazo suscritos con sólidas empresas que operan en Colombia. En 2010, cerca del 70% de los ingresos de la compañía se derivaron de cargos por capacidad, un esquema de tarifa que no depende del volumen transportado. Adicionalmente y en el mismo año cerca del 60% de los ingresos estuvieron indexados al dólar.

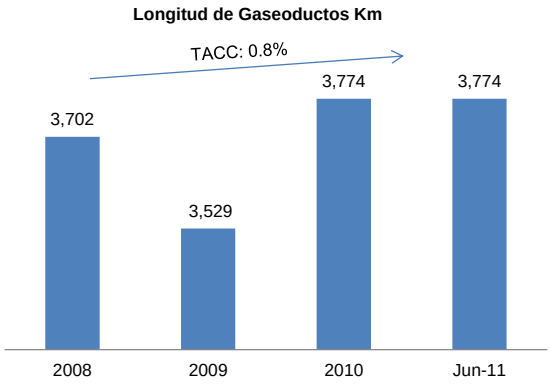
El portafolio de servicios de TGI S.A. ESP ofrece las siguientes alternativas:

- Transporte en firme: Servicio de transporte en el que se garantiza una capacidad de transporte en la ruta que el remitente requiera.
- Transporte interrumpible: Servicio de transporte que prevé y permite ser interrumpido por las partes con el correspondiente previo aviso.
- Desvío: Cambio en los puntos de entrada y/o en los puntos de salida con respecto al origen y/o destinación inicial o primaria especificada en el contrato de transporte. Servicio prestado a remitentes que tengan contrato de transporte en firme vigente a la fecha de la solicitud.
- Transporte ocasional: Servicio prestado a remitentes que tengan contrato de transporte en firme vigente a la fecha de la solicitud y comprende volúmenes por encima del contratado.
- Parqueo/empaquetamiento: Servicio de almacenamiento de gas natural en la red de gasoductos por un periodo determinado de tiempo bajo la modalidad de interrumpible.
- Préstamo de gas: Servicio a corto plazo de préstamo del gas del inventario operativo que posee TGI S.A. ESP.

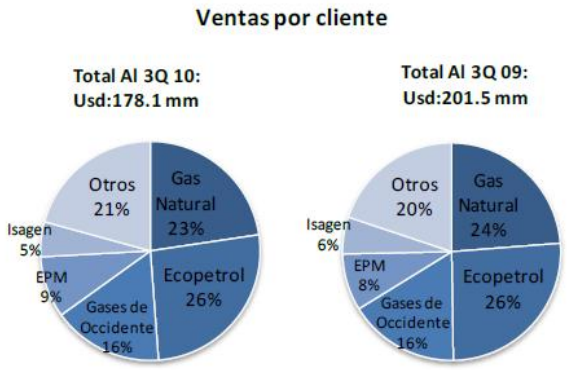
2. Aspectos claves del negocio







El crecimiento en el volumen transportado de TGI en 2010 es resultado de: i) El incremento en la demanda del sector de generación térmica para compensar la caída en la producción del sector hídrico, como resultado de El Niño, ii) La recuperación de la demanda industrial después de la crisis económica de 2009, y iii) El ingreso en operación a finales de 2010 y principios de este año de las ampliaciones del sistema de Guajira y Cusiana fase I.

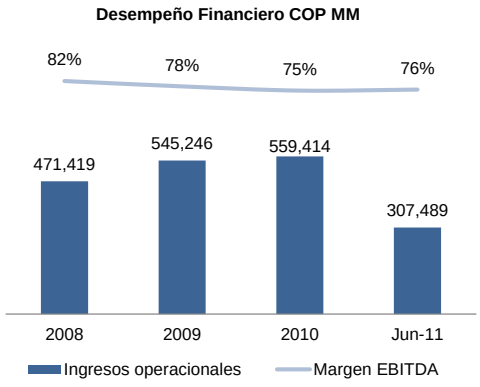


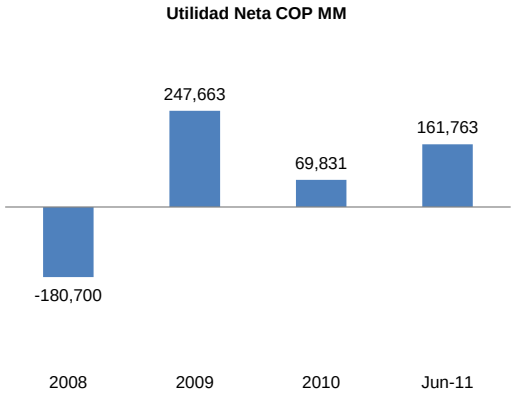
La compañía cuenta con contratos en firme con una duración prevista de más de 5 años a junio de 2011, lo que le permite tener una gran estabilidad en sus ingresos.

Al finalizar el año 2010, TGI contaba con 48 clientes, que se encuentran en los sectores de distribución, industrial, térmico, comercialización y de gas natural vehicular. El 79% de sus ventas estaban concentradas en 5 de ellos considerados empresas financieramente sólidas en el ámbito local e internacional. Cabe anotar que la mayor parte de los contratos están respaldados por garantías.

3. Resultados financieros

Estado de Resultados COP MM	2008	2009	2010	Jun-11
Ingresos operacionales	471,419	545,246	559,414	307,489
EBITDA UDM	385,038	426,344	422,030	233,989
Margen EBITDA	82%	78%	75%	76%
Gasto financiero	204,792	225,976	201,234	147,498
Utilidad operacional	294,904	331,073	193,544	183,426
Utilidad neta	-180,700	247,663	69,831	161,763





La Utilidad Operacional para 2010 fue de COP 193,544 millones, implicando una disminución de 41,5% frente a 2009 como consecuencia del avalúo realizado en 2010 a los activos fijos de propiedad de la Empresa y derechos en BOMT, con el fin de actualizar y reflejar en los estados financieros de TGI su valor a precios de realización. Así, aunque en virtud de este avalúo se generó una valorización por COP 322.809 millones en los activos fijos, el mismo significó una provisión por COP 139.875 millones sobre Activos fijos y BOMTs.

A pesar de la revaluación del peso colombiano y de su impacto sobre las ventas indexadas al dólar, los ingresos operacionales de la compañía tuvieron un leve repunte (+1.1%) que se explica por:

- el aumento en el volumen transportado (+34 mm pcd) y;
- la consolidación de los ingresos de Transcogas en los estados financieros de TGI como resultado de la fusión de las dos compañías (mayo de 2010).

La Utilidad operacional se redujo, principalmente por:

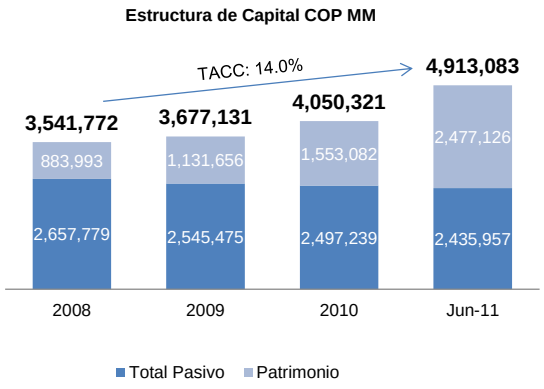
- mayores consumos de gas en las estaciones de TGI;
- menores depreciaciones por una disminución en la base de activos depreciables y;
- un incremento en los honorarios.

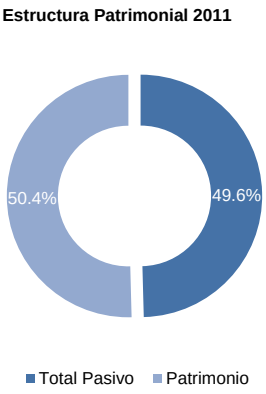
El aumento en los costos de Operación y mantenimiento se explica por:

- el mayor consumo de gas en las estaciones compresoras debido al aumento en el volumen transportado y;
- en menor medida por el costo de los arrendamientos operativos absorbidos por TGI tras su fusión con Transcogas.

El descenso en la Utilidad neta refleja el impacto de un menor ritmo de revaluación del COP sobre la valoración de la deuda en moneda extranjera. En efecto, durante el 2009 la revaluación del peso generó un ingreso por diferencia en cambio mayor al del año 2010, cuando la revaluación del peso fue menor. Adicionalmente, los Ingresos no operacionales se vieron afectados por la menor liquidez de la compañía debido a las inversiones realizadas en la ampliación del gasoducto de la Guajira.

Balance General COP MM	2008	2009	2010	Jun-11
Efectivo e Inversiones	269,766	225,886	136,332	397,795
Propiedad, Planta y Equipo	963,065	1,258,409	1,474,741	2,620,491
Total Activos	3,541,772	3,677,131	4,050,321	4,913,083
Total Deuda	2562697	2376190	2324167	2,174,717
Deuda Largo Plazo	2,512,821	2,448,033	2,361,386	2,174,717
Total Pasivo	2,657,779	2,545,475	2,497,239	2,435,957
Patrimonio	883,993	1,131,656	1,553,082	2,477,126



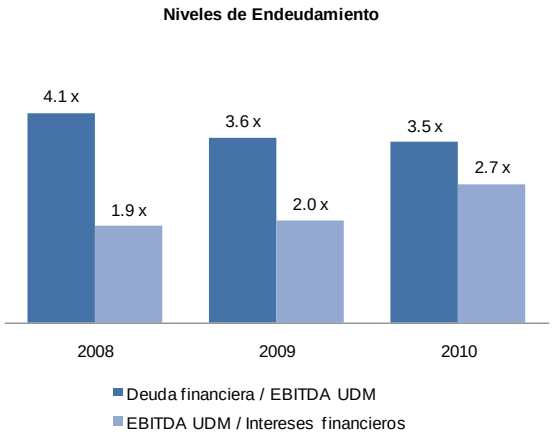


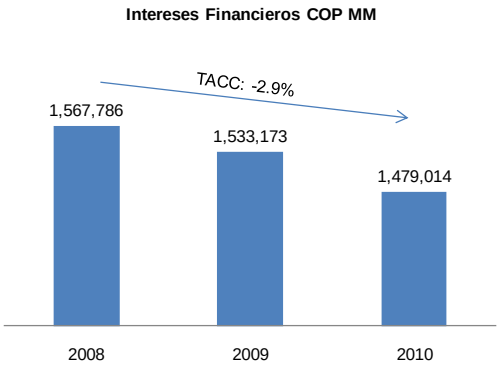
Endeudamiento

El indicador de apalancamiento se mantuvo estable con respecto al del año pasado y sigue apreciablemente más bajo que el definido como límite en el contrato de los bonos. La razón del aumento se explica por:

- el descenso del EBITDA como consecuencia de la revaluación del peso colombiano;
- el aumento de la deuda neta de la compañía tras la fusión con Transcogas (se está consolidando deuda adicional por Cop 43,529 millones) y;
- la disminución de la cuenta de efectivo e inversiones temporales por el programa de inversiones de la compañía.

El indicador de cobertura de intereses mejoró gracias a que el menor costo financiero de la deuda (por la revaluación del peso) se redujo a un mayor ritmo en comparación con el EBITDA.





La calificación de riesgo de la compañía se ha mantenido estable en los últimos años en BB a nivel internacional.

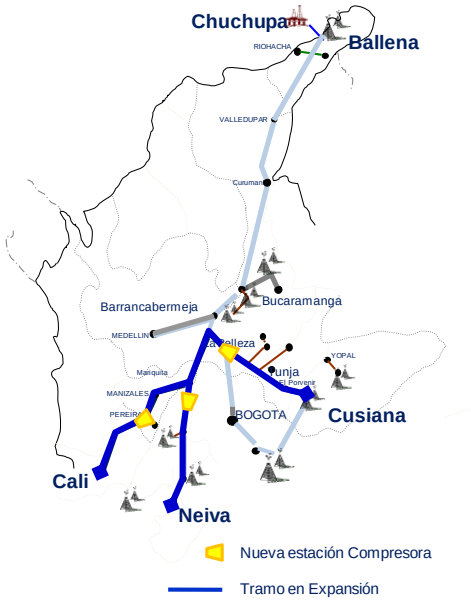
4. Inversiones

TGI está ejecutando los dos proyectos más ambiciosos de expansión de la infraestructura de transporte de gas natural en Colombia: la ampliación de los gasoductos de Guajira y Cusiana cuyo costo aproximado es de USD 550 millones. TGI tiene una participación del 25% en la compañía peruana Contugas (el otro 75% es propiedad de EEB).

	Guajira (Ballena Barranca)	Cusiana Fase I	Cusiana Fase II
Capex (usd m)	174	171	201
Esquema de financiación	Caja de la compañía	Préstamo EEB / Capitalización TGI	Préstamo EEB / Capitalización TGI
Capacidad (mpcd)	70	70	110
Capacidad contratada (31 12 09)	99%	94%	84%
Ejecución (31 12 09)	63%	55%	30%
En operación en:	junio de 2010	julio 2010	Enero 2011

Expansión Cusiana

- **Ampliación de la capacidad** (mediante compresión y loops) de transporte desde Cusiana hasta Cali y Neiva, de 210 Mpcd a 390 Mpcd
- **Inversión estimada**: USD 450 millones
- **Entrada en operación**:
  - Fase 1: en operación desde enero 2011
  - Fase 2: finales del año 2011
- **Financiación**: Recursos propios y Deuda local.



Expansión Guajira (Ballena-Barranca)

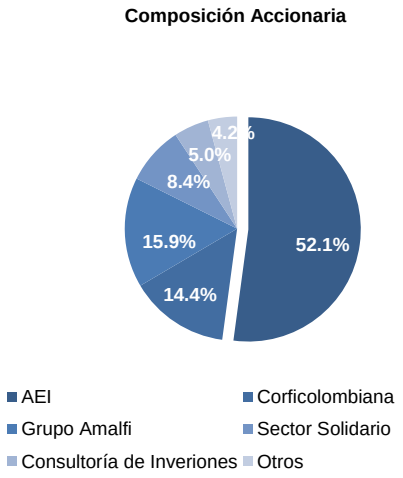
- Aumento de la capacidad (mediante compresión) del gasoducto Ballena – Barrancabermeja de 190 Mpcd a 260 Mpcd.
- Inversión estimada: USD 180 millones
- Operando desde septiembre de 2010
- Financiación: Recursos propios.



B. Promigas S.A. E.S.P. - Promigas

A través de Promigas, la Empresa de Energía de Bogotá participa en el negocio de transporte, distribución y comercialización de gas natural en Colombia. La compañía se dedica a diseñar, construir, operar y mantener sistemas de transporte y distribución de gas natural. Así mismo participa activamente en la gestión regulatoria del sector, a fin de obtener condiciones equitativas y favorables tanto para Promigas como para las empresas del portafolio que desarrollan actividades en ambientes regulados.

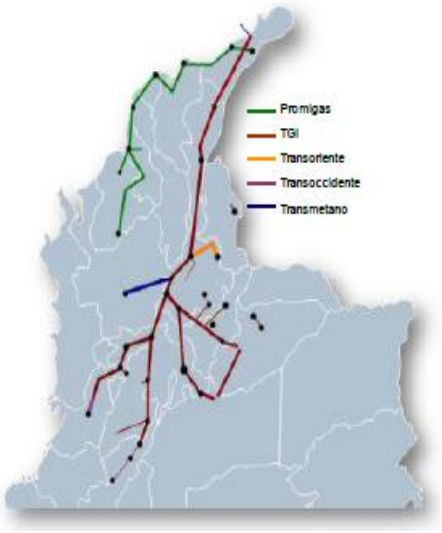
La composición accionaria a 30 de junio de 2011:



EEB tiene una participación de 30% en AEI, vehículo mediante el cual participa indirectamente con el 15.64% en Promigas.

1. Descripción del negocio

La compañía diseña y modifica gasoductos, estaciones de transferencia de custodia, estaciones compresoras, sistemas de protección catódica, obras civiles y todo tipo de infraestructura de transporte y distribución de gas natural. Así mismo opera y mantiene sistemas de transporte, estaciones de deshidratación y distribución de gas natural, estaciones de clientes industriales y sistemas de compresión, tratamiento de gas en producción y trabajos especiales (derivaciones, obturación y cortes en líneas de hidrocarburos presurizadas, sin interrumpir la operación, mediante la utilización de herramientas de alta tecnología), calibración de instrumentos de medición, asesoría y estudios técnicos y telecomunicaciones.

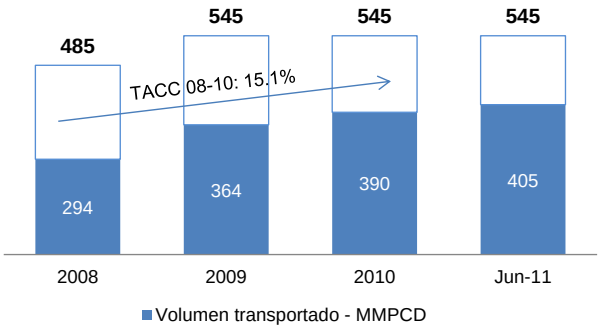


Promigas presta el servicio de transporte de gas natural a través de una red compuesta por 2,800 Km de gasoductos propios o de terceros. Ofrece sus servicios a los grandes consumidores del combustible, es decir a los que tienen consumos mayores de 100 mil pies cúbicos día (0.1 MPCD), medida de demanda en un solo sitio individual de entrega. Estos clientes son termoeléctricas, distribuidoras de gas natural e industrias cementeras, petroquímicas y mineras.

Los negocios de distribución y comercialización de gas natural y energía eléctrica son monopolios naturales regulados por la CREG cuyas tarifas buscan generar un retorno adecuado sobre los activos y reconocer los gastos de administración, operación y mantenimiento.

Sectores de Consumo MMPCD	2007	2008	2009	2010	Mar-11
Eléctrico	127	120	203	229	168
Industrial	130	125	108	112	111
Doméstico	30	31	31	32	33
GNVC	17	19	18	16	16
Total Sectores	304	294	359	390	328

Capacidad Instalada MMPCD



Promigas cuenta con 2,188 Km de gasoductos propios con una capacidad instalada para transportar 545 MMPCD, una capacidad superior a los 390 MMPCD transportados en el 2010. La compañía transporta directamente por su sistema de gasoductos alrededor del 3% del gas natural consumido en Colombia y en conjunto con las empresas en las cuales tiene inversiones: Centragas, Transmetano, Transoriente y Transoccidente, aproximadamente 73%.

2. *Aspectos claves del negocio*

	2008	2009	2010	Jun-11
Capacidad total - MMPCD	485	545	545	545
Diferencia	191	181	155	140
Volumen transportado - MMPCD	294	364	390	405
Longitud gasoductos - km	2188	2188	2188	2188

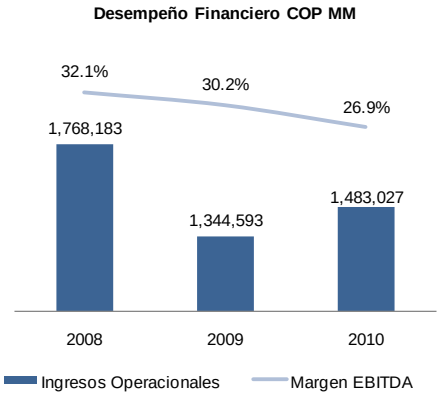
Promigas tiene inversiones en 34 compañías distribuidoras de gas natural en Colombia incluyendo Gases del Caribe, Surtigas, Gases de Occidente y Cálidda en Perú.

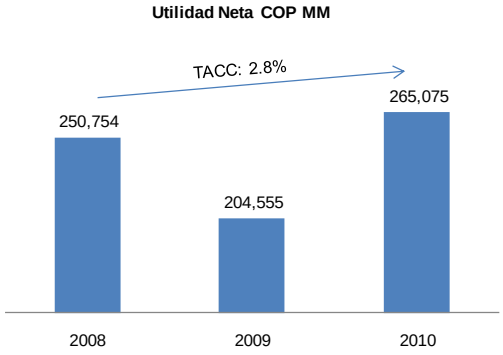
Sectores de Consumo	Gases del Caribe	Surtigas	Gases de Occidente	Cálidda	Total
Usuarios	1,040,477	487,951	738,538	30,794	2,297,760
Cobertura	84%	90%	73%	25%	81%
Volumen en Millones de M3	1,255	587	776	2,583	5,201

En el año 2011, la compañía incursiono en el sector de las telecomunicaciones a través de una red moderna de fibra óptica, constituida por 174 km de fibra troncal y 270 km de fibra de última milla, con más de 3,000 enlaces. Actualmente es líder en el mercado de Barranquilla y Cartagena con el 82% y tiene presencia en Bucaramanga, Cali, Santa Marta, Sincelejo y Montería, en Colombia e internacionalmente en Ciudad de Panamá.

3. *Resultados financieros*

Estado de Resultados COP MM	2008	2009	2010	Jun-11
Ingresos Operacionales	1,768,183	1,344,593	1,483,027	627,084
EBITDA	567,713	405,796	399,078	200,000
Margen EBITDA	32.1%	30.2%	26.9%	31.9%
Gasto Financiero	534,713	129,590	109,396	53,421
Utilidad Operacional	556,731	294,952	289,682	130,603
Utilidad Neta	250,754	204,555	265,075	92,242

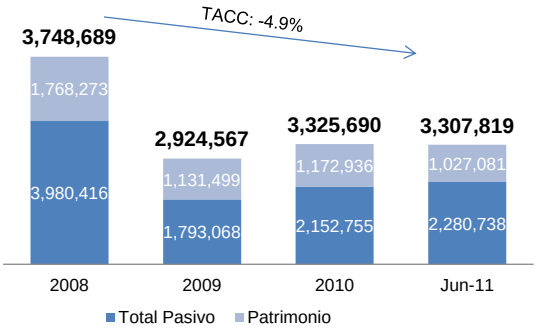




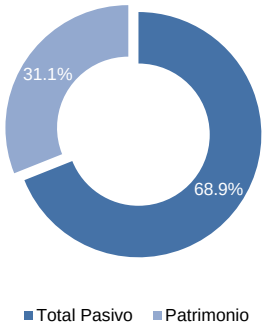
El EBITDA de la compañía presenta un incremento en el año 2010 originado principalmente por los mayores ingresos operacionales producto de los mayores volúmenes transportados y los ingresos por servicios técnicos a clientes.

Balance General COP MM	2008	2009	2010	Jun-11
Efectivo e Inversiones	205,745	248,684	218,325	144,083
Propiedad Planta y Equipo	1,493,275	928,295	610,963	951,472
Total Activos	3,748,689	2,924,567	3,325,690	3,307,819
Total Deuda	229,700	696,300	868,049	923,956
Deuda Largo Plazo	200,326	671,240	664,422	781,916
Total Pasivo	3,980,416	1,793,068	2,152,755	2,280,738
Patrimonio	1,768,273	1,131,499	1,172,936	1,027,081

Estructura de Capital COP MM

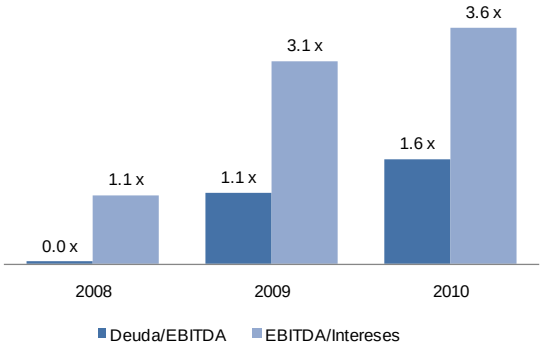


Estructura Patrimonial 2011

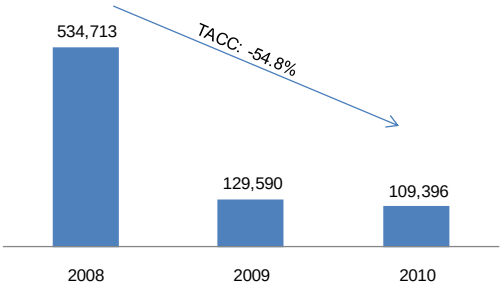


Endeudamiento

Niveles de Endeudamiento



Intereses Financieros COP MM



Los intereses financieros han decrecido a una Tasa Anual Compuesta de -54.8%. Esta caída se debe a la segunda emisión de bonos ordinarios por valor de COP 400,000 millones, los cuales fueron utilizados para remplazar obligaciones financieras optimizando de esta forma el perfil de pago de la deuda.

Durante los últimos años, Promigas ha mantenido un excelente desempeño, lo cual se refleja en sus indicadores, en el cumplimiento de sus obligaciones y en la calificación de riesgo AAA de los bonos colocados en el mercado de capitales local.

4. Inversiones

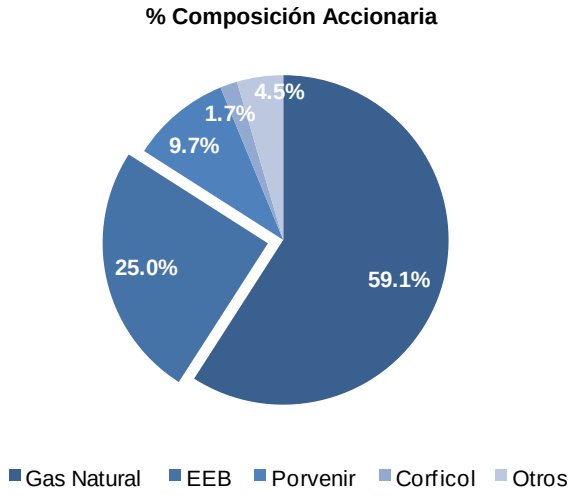
El año 2010, Transmetano y Transoriente avanzaron en los proyectos de expansión de sus gasoductos. La primera, finalizó la construcción del proyecto "Ramal a Oriente", el cual ya inició su operación llevando gas a 4 nuevos municipios del oriente antioqueño, beneficiando a 44,000 usuarios. En este proyecto se invirtió la suma de USD 19 millones para la construcción del ramal con capacidad de 7.5 Mpcd. Por su parte, Transoriente continuó con la construcción del proyecto Gibraltar, gasoducto que

permitirá incorporar la producción de gas desde este campo hasta el Sistema Nacional de Transporte -SNT-, con una capacidad máxima de 45 Mpcd.

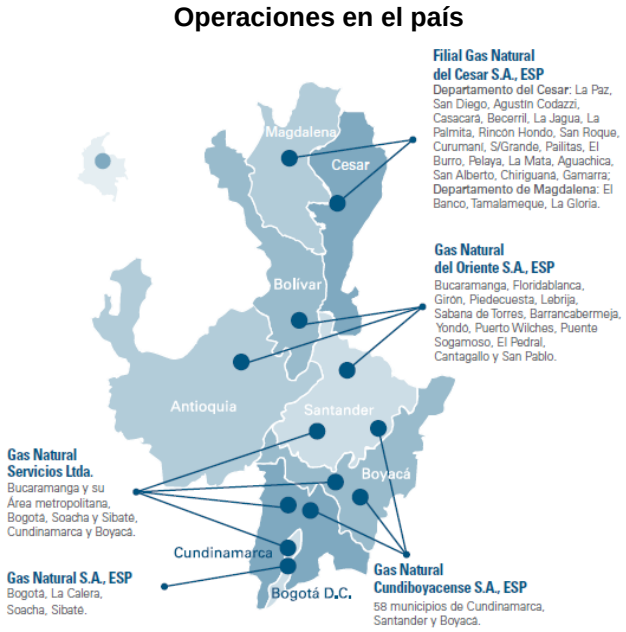
C. Gas Natural S.A. E.S.P. - Gas Natural

A través de Gas Natural, la Empresa de Energía de Bogotá participa en el negocio de transporte, distribución y comercialización de gas natural en Colombia. Gas Natural es una sociedad por acciones, de carácter privado, constituida como una empresa de servicios públicos, prestadora del servicio de distribución de gas natural por red de tubería y a la actividad complementaria de comercialización de dicho combustible en la ciudad de Bogotá y en los municipios de Soacha, Sibaté y La Calera.

La composición accionaria a 30 de junio de 2011 es la siguiente:



1. Descripción del negocio

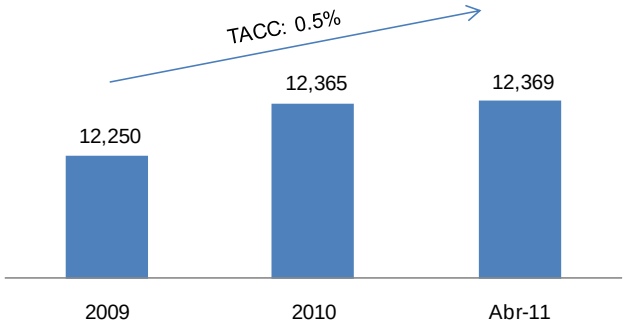


Las compañías filiales de Gas Natural S.A. ESP son Gas Natural Cundiboyacense S.A ESP, Gas Natural del Oriente S.A ESP, y Gas Natural Servicios Limitada, en las cuales es accionista de manera directa con participaciones del 77.45%, 54.50% y 99.90% respectivamente. Adicionalmente, cuenta con una empresa subsidiaria, Gasnacer S.A ESP, en la cual participa directamente con

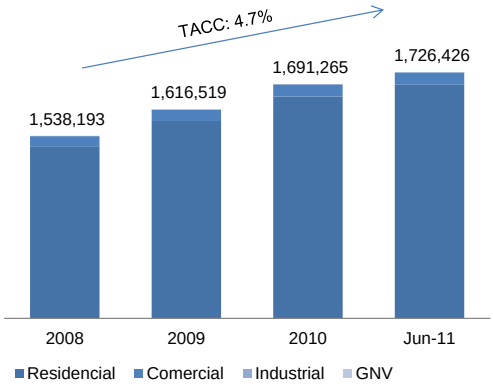
el 6.29% de las acciones en circulación y de manera indirecta a través de Gasoriente S.A. ESP, accionista mayoritario de Gasnacer S.A. ESP con una participación accionaria del 55.94% sobre su capital social.

Los negocios de distribución y comercialización de gas natural son monopolios naturales regulados por la CREG cuyas tarifas buscan generar un retorno adecuado sobre los activos y reconocer los gastos de administración, operación y mantenimiento.

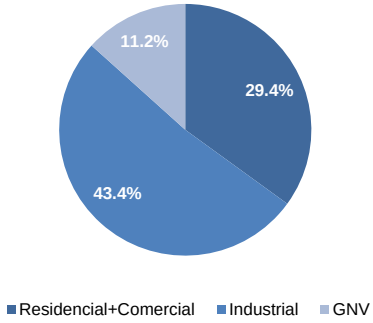
Red de Distribución Km



No. Clientes



% Ventas 2011



El nivel de ventas fue de 1,291 millones de metros cúbicos, un 0.5% inferior al del año anterior por la disminución de ventas en el mercado de gas natural vehicular y en menor medida por la caída del consumo medio del sector residencial. En el mercado de gas natural vehicular (GNV) se convirtieron 5,506 vehículos, hasta llegar a una cifra total de 106,858 vehículos.

Portafolio de inversiones de Gas Natural

Empresas del sector	Participacion	Actividad
Gas Natural del Oriente S.A., ESP	54.50%	Distribución de gas
Gas Natural Cundiboyacense S.A. ESP	77.45%	Distribución de gas
Gas Natural del Cesar S.A., ESP	6.29%	Distribución de gas

Empresas de otros sectores	Participacion	Actividad
Gas Natural Servicios Ltda.	99.90%	Servicios
Colombiana de Extrusion S.A.	15.00%	Producción de tuberia
Metrex S.A.	32.03%	Producción de medidores
Concentra Inteligencia de Energia SAS	6.25%	Servicios

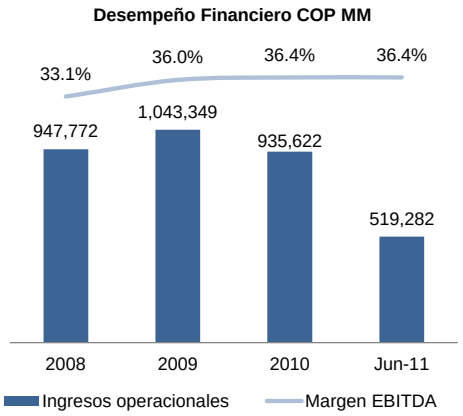
2. *Aspectos claves del negocio*

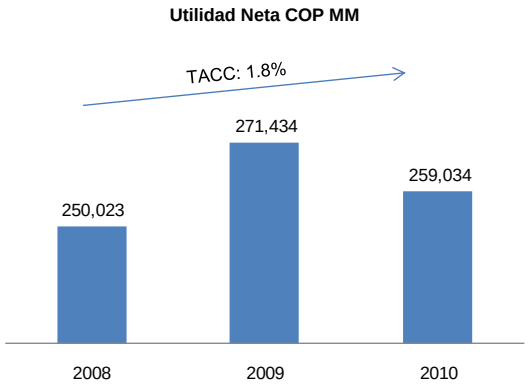
El suministro de gas natural fue atendido mediante los contratos vigentes obtenidos en el mercado secundario. La principal fuente de aprovisionamiento para Bogotá, Soacha y Sibaté es el campo Cusiana. En el 2010, Gas Natural participó en la subasta para comercialización de gas en firme de los campos del Casanare, realizada por BP Exploration Company y Tepma.

La resolución CREG 041 de 2010, traslado a toda la demanda del interior del país, la obligatoriedad de pago de los sobrecostos incurridos por los productores y/o comercializadores en la sustitución de entregas de gas por combustibles líquidos a los generadores térmicos. Lo anterior con el objeto de liberar capacidades de gas durante el racionamiento programado para enfrentar los efectos de El Niño.

3. *Resultados financieros*

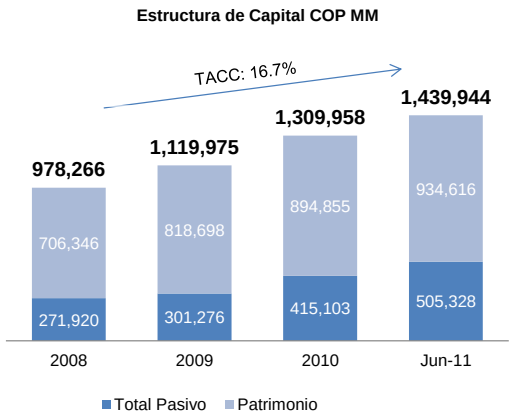
Estado de Resultados - COP MM	2008	2009	2010	Jun-11
Ingresos operacionales	947,772	1,043,349	935,622	519,282
EBITDA	313,253	375,189	340,492	188,847
Margen EBITDA	33.1%	36.0%	36.4%	36.4%
Gasto financiero	18,820	24,264	19,390	7,608
Utilidad operacional	280,703	342,229	308,585	170,682
Utilidad neta	250,023	271,434	259,034	130,465

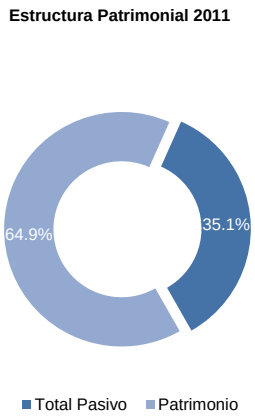




Gas Natural alcanzó un resultado neto de COP 259,034 millones, un 4.6% inferior al resultado del 2009, debido principalmente al menor margen por ventas de gas.

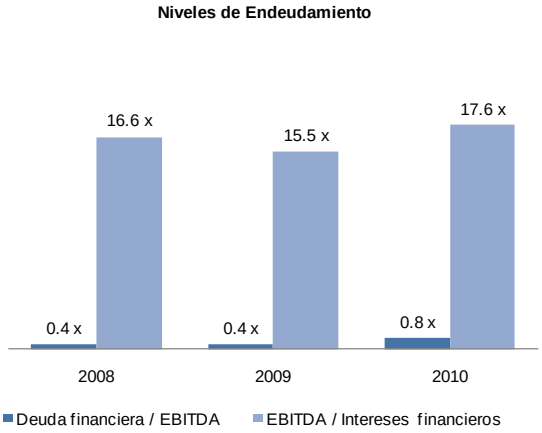
Balance General - COP MM	2008	2009	2010	Jun-11
Efectivo e Inversiones	67,054	107,745	13,527	53,486
Propiedad Planta y Equipo	351,056	343,520	332,214	324,511
Total Activos	978,266	1,119,975	1,309,958	1,439,944
Total Deuda	115,662	148,822	287,526	271,685
Deuda Largo Plazo	60,780	76,346	162,041	108,049
Total Pasivo	271,920	301,276	415,103	505,328
Patrimonio	706,346	818,698	894,855	934,616

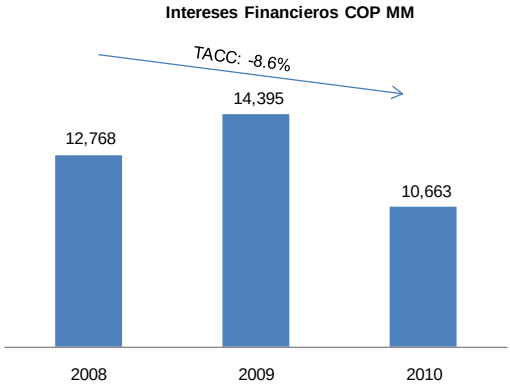




El crecimiento en los activos de Gas Natural durante los últimos años se explica por el cambio en el método de valoración.

Endeudamiento





4. Inversiones

CAPEX	Fecha inicio	Fecha operación	Caracteristicas
40,139	2011	2011	Redes de distribucion nueva demanda - municipios,derivaciones EDS terceros. Adecuacion sede

Durante el 2010, las inversiones ascendieron a COP 18,471 millones principalmente en construcción de redes de media y alta presión.

Durante el 2011 Gas Natural planea invertir en proyectos de redes de distribución para cubrir la nueva demanda. El monto a invertir es de aproximadamente COP 40,139 millones.

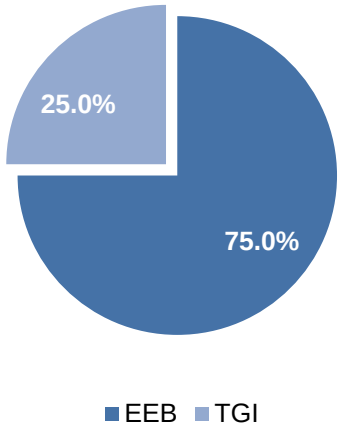
D. CONTUGAS S.A.C. - Contugas

Contugas es la adjudicataria de una concesión para la construcción de una red de transporte y distribución de gas natural en el sur del Perú (departamento de ICA). A través de Contugas, la Empresa de Energía de Bogotá participará en el negocio de transporte, distribución y comercialización de gas natural en Perú. El segundo semestre de 2010 la empresa optó por cambiar de razón social de Congas S.A.C. Perú a Contugas S.A.C.

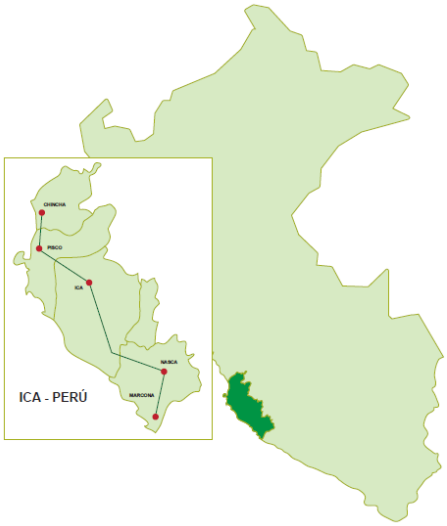
Contugas es la empresa que llevará gas natural a la región Ica, en las localidades de Chincha, Ica, Pisco, Nasca y Marcona. Este es un proyecto con una inversión estimada de USD 270 MM. Las proyecciones oficiales indican que la demanda de gas de la zona de ICA será la de mayor crecimiento en los próximos años.

La composición accionaria a 30 de junio de 2011:

Composición Accionaria



La instalaciones de la empresa estarán ubicadas en los lugares donde se distribuirá el gas natural por red de ductos, en las localidades de Ica, Chincha, Pisco, Nasca y Marcona. Las oficinas administrativas están ubicadas en la sede de Lima.



Aspectos relevantes:

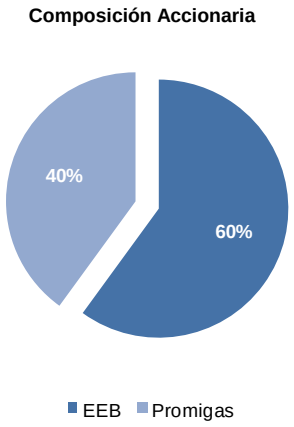
- En 2008 se adjudicó la concesión al consorcio EEB-TGI.
- En 2009 se firmó el contrato de concesión por 30 años.
- Regiones que atiende: Ica, Pisco, Nazca, Marcona y Chincha 280Km (Aprox) de gasoducto.
- Inversión Estimada: Hasta USD 270 millones.
- Entrada en operación estimada: año 2013 (temprana en 2011 en zona de Pisco).
- Estructura de financiación: Recursos propios y deuda local.
- En 2010 EEB y TGI capitalizaron a Contugas por un total de USD 79,78 millones.
- En 2010 se realizó la adjudicación para la ampliación del servicio de transporte hasta Humay por 8,33 mpcd.
- En 2010, Contugas inició el proceso de licitación para contratar el suministro y construcción del sistema de transporte.
- En 2010 el estado peruano aprobó el estudio de impacto ambiental del proyecto.
- Las tarifas de transporte y distribución aplicables a Contugas son las acordadas en el contrato de concesión y estarán en firme durante los primeros ocho años de operación. Después serán revisadas cada cuatro años por el regulador peruano. Las tarifas dependen del nivel de consumo y del tipo de usuario.



E. Gas Natural de Lima y Callao S.A. - Cálidda

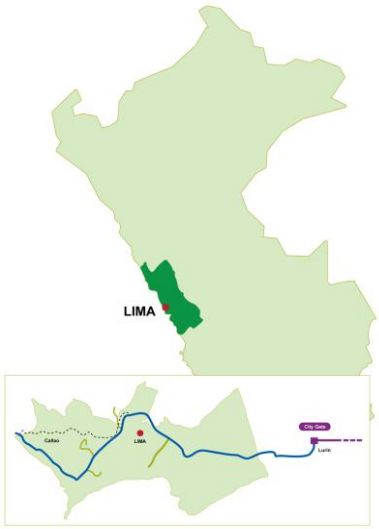
A través de Cálidda, la Empresa de Energía de Bogotá participa en el negocio de distribución de gas natural en Perú. Cálidda tiene la concesión del estado del peruano para construir y operar el sistema de distribución de gas natural en el departamento de Lima y Callao por un plazo de 33 años prorrogables. Durante el periodo de la concesión, la empresa tiene el compromiso de brindar el servicio a clientes residenciales, comerciales, industriales y estaciones de servicio de gas natural vehicular.

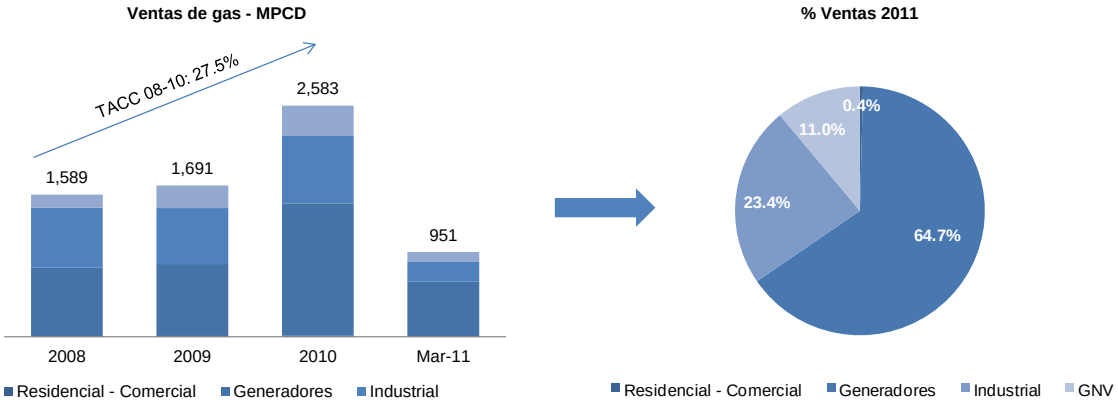
La composición accionaria a 30 de junio de 2011:

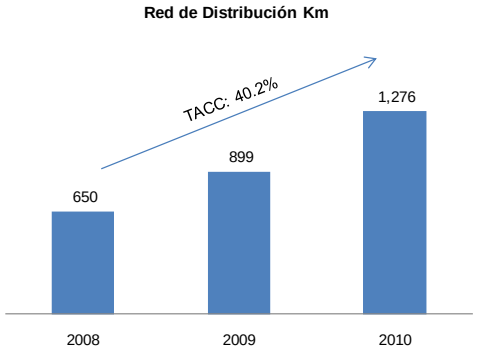


La participación de EEB en Cálidda es a través de Ashmore Energy International Perú Holdings Ltd, vehículo en el cual EEB tiene un 100% de participación. Así mismo, EEB tiene un participación del 15.6% en Promigas, por lo que la participación total de la compañía en Cálidda es del 66.2%.

1. Descripción del negocio







El área de influencia que atiende Calidda supera los 8,000,000 de individuos. En la actualidad Calidda atiende 40,664 clientes entre residenciales, industriales y estaciones de servicio vehiculares, y sus planes son llegar a 1,600,000 usuarios. Para lograrlo la compañía viene ejecutando un plan de inversiones estimado en USD 113 millones para el 2011.

El crecimiento en el nivel de ventas está dado por la mayor instalación de redes de distribución de gas y la conversión de vehiculos a GNV. El crecimiento en la red de distribución se duplicó desde el 2008, pasando de tener 650 Km a 1,276 Km hoy en dia.

2. Aspectos claves del negocio

Desde agosto del 2004, Cálidda viene operando un sistema de distribución, el cual permite brindar el servicio de gas natural a los clientes residenciales, comerciales, industriales, GNV y generadores eléctricos, ubicados en las ciudades de Lima y del Callao. El Gas Natural distribuido por Cálidda es recibido del sistema de transporte, propiedad de TgP, operado por la Compañía Operadora de Gas del Amazonas (COGA), en el City Gate, el cual se ubica en el distrito de Lurín a la altura del kilómetro 35 de la Panamericana Sur. Desde allí parte la red principal, que atraviesa la ciudad de sur a norte, pasando por 14 distritos hasta llegar a la central térmica de Etevensa en Ventanilla.

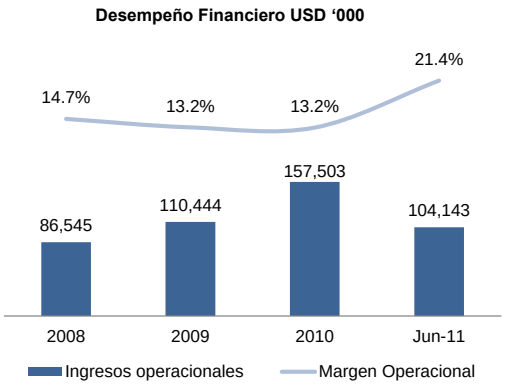
El desarrollo del sistema de distribución se divide en dos etapas: una primera que comprendió la construcción de la red principal, que comenzó en el 2002 y culminó con el inicio de la operación comercial en agosto del 2004, y una segunda etapa, en la que nos encontramos actualmente, que comprende la expansión del sistema de distribución a través de las denominadas Otras redes.

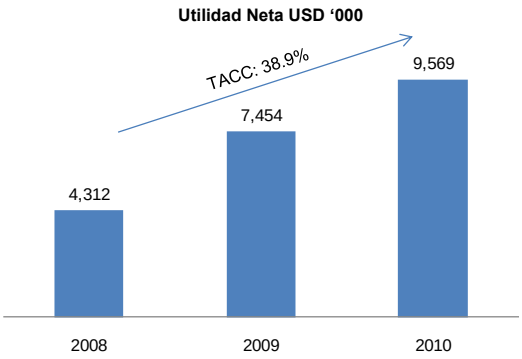
En el segmento industrial es importante resaltar la conexión de 53 nuevas industrias. Entre estas el desarrollo del cluster Huachipa, el cual congrega una serie de industrias de lácteos, alimentos y bebidas, y textiles. La llegada del servicio vía red de ductos a esta zona permite ampliar la cobertura hacia el Este de Lima, un nuevo foco de crecimiento industrial.

En cuanto a generación eléctrica, es importante mencionar la conexión de la tercera turbina de la central térmica Santa Rosa, con 193 MW de potencia y un mayor nivel de eficiencia. Respecto al segmento vehicular, resalta la incorporación al sistema de 42 nuevas estaciones de servicio, las cuales constituyen un mayor beneficio para los aproximadamente 110,000 vehículos actualmente convertidos al sistema de gas natural en Lima.

3. Resultados financieros

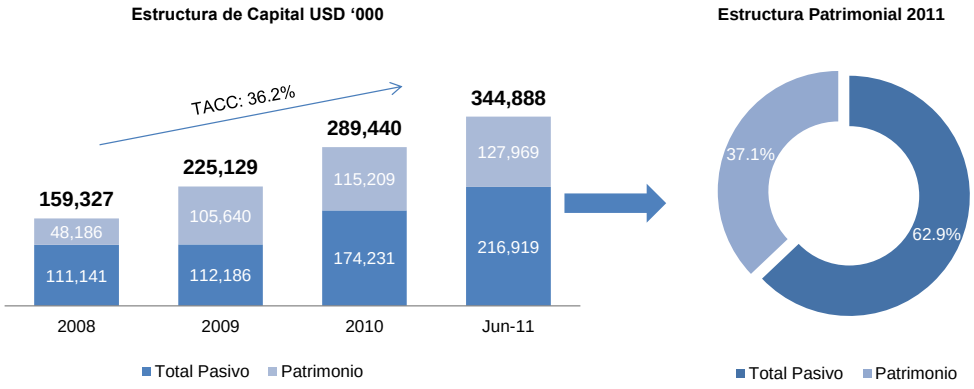
Estado de Resultados USD '000	2008	2009	2010	jun-11
Ingresos operacionales	86,545	110,444	157,813	103,563
EBITDA	16,647	19,817	27,815	46,157
Gasto financiero	6,401	5,473	7,644	4,515
Utilidad operacional	12,718	14,585	20,744	21,727
Margen Operacional	14.7%	13.2%	13.1%	21.0%
Utilidad neta	4,962	7,454	9,569	12,759

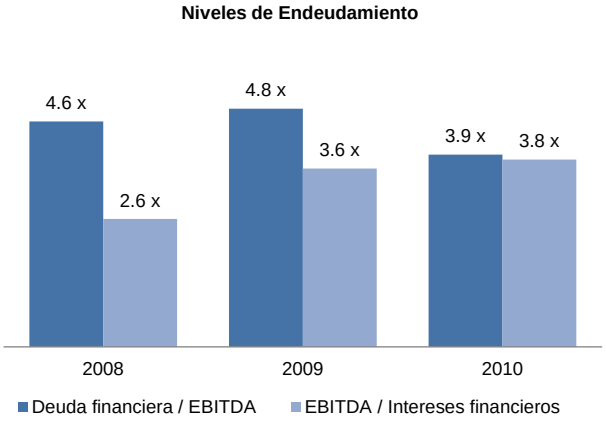




El crecimiento en los ingresos operacionales esta dado por la mayor tarifa por factores de actualización, mayor consumo de los clientes regulados, mayor volumen en ventas y la mayor cobertura de servicio. El aumento en el EBITDA se debio a la ganancia por la diferencia en cambio y el menor gasto financiero (menor deuda promedio).

Balance General USD '000	2008	2009	2010	Jun-11
Efectivo e Inversiones	7,289	16,275	24,015	34,714
Propiedad Planta y Equipo	113,126	157,698	193,539	220,817
Total Activos	159,327	225,129	289,440	344,888
Total Deuda	76,246	95,890	113,631	149,336
Deuda Largo Plazo	28,345	40,432	66,631	149,168
Total Pasivo	111,141	112,186	174,231	216,919
Patrimonio	48,186	105,640	115,209	127,969





4. Inversiones

CAPEX USD MM	Fecha inicio	Fecha operación	Características
113	2011	2012	Expansión de red y masificación del servicio

En el 2010 la compañia invirtio USD 34 millones en tendido de redes. Durante el 2011 espera invertir USD 113 millones en la expansión de la red y masificación del servicio. Del 2012 en adelante Calidda tiene el reto de llevar gas natural a 1,600,000 hogares.

CAPÍTULO 8 – ESTADOS FINANCIEROS DE LA ENTIDAD EMISORA Y LAS EMPRESAS DEL GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ

Todos los estados financieros que aparecen en el listado que se presenta a continuación se incluyen en el Anexo en formato PDF.

A. Estados Financieros Consolidados de EEB para los Periodos Comprendidos entre Enero y Junio de 2011 y 2010

B. Estados Financieros Consolidados de EEB para los Periodos Terminados el 31 de Octubre de 2010 y el 31 de Diciembre de 2010

C. Estados Financieros Consolidados de EEB para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2009 y 2008

D. Estados Financieros Individuales de EEB para los Periodos Comprendidos entre Enero y Junio de 2011 y 2010

E. Estados Financieros Individuales de EEB para los Periodos Terminados el 31 de Octubre de 2010 y el 31 de Diciembre de 2010

F. Estados Financieros Individuales de EEB para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2009 y 2008

G. Estados Financieros de TGI para los Periodos Terminados el 31 de Diciembre de 2010

H. Estados Financieros de TGI para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2009 y 2008

I. Estados Financieros de DECSA para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2010 y 2009

J. Estados Financieros de DECSA para el Periodo Comprendido entre el 12 de Febrero de 2009 (Fecha de Constitución) y el 31 de Diciembre de 2009

K. Estados Financieros de Cálidda para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2010 y 2009

L. Estados Financieros de Cálidda para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2009 y 2008

M. Estados Financieros de Contugás para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2010 y 2009

N. Estados Financieros de EEC para el Año Terminado el 31 de Diciembre de 2010 y el Periodo de Diez (10) Meses Terminado el 31 de Diciembre de 2009

O. Estados Financieros de Trecsa para el Periodo de Once (11) Meses Terminado el 31 de Diciembre de 2010

CAPÍTULO 9 – INFORMACIÓN SOBRE RIESGOS DE LA ENTIDAD EMISORA Y LAS EMPRESAS DEL GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ

El negocio de EEB está sujeto a riesgos. En esta sección se describen los riesgos de mayor relevancia a los que está expuesto el negocio de EEB, sus subsidiarias y compañías asociadas. Esta sección no describe todos los riesgos a los que está expuesto el negocio de EEB y sólo pretende ser un resumen de los factores más significativos. Estos y otros factores podrían afectar de manera adversa el flujo de caja, la situación financiera y los resultados de las operaciones de EEB.

EEB, sus subsidiarias y compañías asociadas, cuentan con políticas y procedimientos para proteger las actividades del grupo empresarial frente a sus diferentes riesgos, tales como: la contratación de seguros todo riesgo, la existencia de un sistema de control de riesgos certificado, el Comité de Auditoría Interno, entre otros.

A. Riesgos del entorno de negocios

Los siguientes factores, la mayoría de los cuales están más allá del control de EEB, podrían afectar, de manera desfavorable, el negocio de la compañía:

- Disponibilidad y competitividad de fuentes alternas de energía en los mercados que atiende EEB, sus subsidiarias y compañías asociadas;
- Cambios en la regulación;
- Cambios en la demanda de gas natural y de electricidad en los mercados que atiende EEB, sus subsidiarias y compañías asociadas;
- Movimientos desfavorables en los precios del gas natural y de la electricidad;
- Oposición al desarrollo de infraestructura energética, especialmente en áreas muy sensibles desde el punto de vista ambiental;
- Dificultades para obtener los derechos de vía y las servidumbres necesarias para los proyectos de expansión;
- Condiciones económicas adversas;

B. Riesgos de construcción

EEB, sus subsidiarias y compañías asociadas, podrían ampliar la capacidad de sus negocios de transmisión de energía y de transporte de gas natural existentes mediante la construcción de nueva infraestructura. La construcción de nueva infraestructura está expuesta a diferentes riesgos, incluyendo:

- Dificultades en aprobaciones de entidades gubernamentales;
- Cambios en las normas territoriales y/o ambientales;
- Dificultades para adquirir los derechos sobre las tierras de manera oportuna y dentro de los costos anticipados;
- Cambios en variables macroeconómicas o en las condiciones de mercado que pueden generar sobrecostos a los proyectos

C. Riesgos operacionales

En los países donde opere EEB, sus subsidiarias y compañías asociadas, las mismas estarán sujetas a los riesgos inherentes normalmente asociados con la industria en la cual se opera, incluyendo fallas en los equipos y rupturas, explosiones, polución, emisión de sustancias tóxicas, incendios, condiciones climáticas adversas, riesgos geológicos y otros peligros.

Además, las operaciones de EEB y las operaciones y los activos de sus subsidiarias y compañías asociadas enfrentan riesgos posibles relacionados con actos de agresión y terrorismo en Colombia, Perú y Guatemala. EEB, sus subsidiarias y compañías asociadas cuentan con seguros contra todos los riesgos posibles y asegurables, por cuantías razonables.

D. Riesgo de mercado

Cualquier fluctuación sustancial en los precios de la energía eléctrica y de gas natural en los países donde opere EEB, sus subsidiarias y compañías asociadas, puede tener un efecto adverso en el negocio de EEB y en los negocios de las subsidiarias y compañías asociadas. Las fluctuaciones en los precios de la energía eléctrica y gas natural son causadas por una serie de factores, incluyendo:

- Oferta y demanda regional, domestica e internacional;
- Precios internacionales de petróleo y gas natural;
- Condiciones hidrológicas;
- Legislación y regulación energética;
- Impuestos nacionales y locales;
- Abundancia en el suministro y precio de fuentes alternas de energía.

E. Riesgo de nivel de endeudamiento

Los niveles de deuda de EEB, sus subsidiarias y compañías asociadas, así como los compromisos adquiridos para obtener dicha deuda, podrían tener consecuencias adversas importantes, como por ejemplo:

- Poner a EEB, sus subsidiarias y compañías asociadas, en una desventaja competitiva frente a cualquiera de sus competidores que tienen un apalancamiento menor que el de ésta;
- Aumentar la vulnerabilidad de EEB, sus subsidiarias y compañías asociadas, frente a las condiciones económicas adversas generales y específicas de la industria;
- Limitar la capacidad de EEB, sus subsidiarias y compañías asociadas, de solicitar préstamos adicionales y aumentar el costo de su endeudamiento como particularmente debido a convenios financieros y otras restricciones contenidas en los acuerdos que rigen su deuda.
- Los bonos emitidos por EEB, sus subsidiarias y compañías asociadas están sujetos a obligaciones contractuales que limitan entre otros, la consecución de deuda adicional, la venta de activos y las transacciones con las afiliadas.

F. Riesgos Relacionados con Asuntos Legales, Políticos y Regulatorios

En los países donde opere EEB, sus subsidiarias y compañías asociadas, las agencias que regulan a las mismas, así como a sus clientes, pueden tomar decisiones que podrían afectar su rentabilidad. Cambios en la regulación, legislación y tasas podrían afectar adversamente el flujo de caja, la situación financiera y los resultados de las operaciones de EEB.

La expansión de los sistemas de EEB o de sus subsidiarias y compañías asociadas se condiciona a la obtención de los permisos, las licencias y los derechos de vía necesarios. EEB, sus subsidiarias y compañías asociadas están sujetas a leyes relacionadas con la protección del ambiente que pueden aumentar los costos relacionados con operar su infraestructura.

G. Riesgos Reputacional y Político

Dada la configuración del capital de la Empresa, en la que participa el Distrito con un porcentaje accionario mayoritario, EEB se encuentra sujeto a los cambios en las políticas por parte de la administración distrital.

H. Riesgos Relacionados con el Precio de Suscripción

Los Destinatarios de la Oferta están expuestos al riesgo de que el precio de cotización en el mercado sea inferior al Precio de Suscripción establecido por la Junta Directiva de EEB, debido a factores exógenos y endógenos que impactan este precio durante el Plazo de Suscripción.

PARTE III – CERTIFICACIONES

CAPÍTULO 10 – CONSTANCIAS DE DEBIDA DILIGENCIA

A. Constancia del Representante Legal de la Entidad Emisora

En los términos del artículo 46 de la Ley 964 de 2005, en mi calidad de representante legal de EEB, certifico, dentro de mi competencia y de acuerdo con la normatividad legal vigente, que los estados financieros y demás información relevante para el público contenida en el Prospecto de Información, no contienen vicios, imprecisiones o errores que impidan conocer la verdadera situación patrimonial de la Entidad Emisora.

La presente se expide en Bogotá D.C. a los 29 días del mes de septiembre de 2011.

<Original Firmado>

_____

MÓNICA DE GREIFF
Representante Legal
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.

B. Certificación del Representante Legal y del Contador Público de la Entidad Emisora

Los suscritos Representante Legal y el Contador Público de EEB, certificamos cada uno dentro de nuestra competencia, que hemos empleado la debida diligencia en la verificación del Prospecto de Información, en forma tal que certificamos la veracidad del mismo y que en éste no se presentan omisiones de información que revistan materialidad y puedan afectar la decisión de los futuros inversionistas

Igualmente certificamos que las cifras financieras que se encuentran en el presente Prospecto de Información han sido verificadas previamente conforme al reglamento y que las mismas han sido tomadas fielmente de los libros.

La presente se expide en Bogotá D.C. a los 29 días del mes de septiembre de 2011.

<Original Firmado>	<Original Firmado>
_____	_____
MÓNICA DE GREIFF	**JULIO ALARCÓN**
Representante Legal	Contador General
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	T.P.

C. Certificación del Revisor Fiscal de la Entidad Emisora

A la Superintendencia Financiera

En relación con el prospecto adjunto de emisión de acciones ordinarias de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y de acuerdo con las disposiciones de la Superintendencia Financiera, hago constar que con base en el alcance de mi trabajo como Revisor Fiscal abajo descrito me cercioré que dicho prospecto no contiene errores u omisiones de información que revistan materialidad y puedan afectar la decisión de los futuros inversionistas.

En particular mi labor incluyó lo siguiente:

1. Cerciorarme que la información financiera de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. incluida en el presente prospecto, correspondiente a los años terminados el 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, constituyen fiel copia de los estados financieros individuales y consolidados debidamente auditados que fueron presentados a la Asamblea de Accionistas de la Empresa junto con el informe del revisor fiscal de fecha 17 de febrero de 2011 y 18 de febrero de 2010, respectivamente.

2. Cerciorarme que la información financiera intermedia individual y consolidada no auditada de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. incluida en el prospecto correspondiente al 30 de junio de 2011 y por el periodo de 6 meses terminados en esa fecha, fue tomada a partir de los registros contables de la Empresa y sus filiales a esa fecha.

Esta certificación ha sido preparada para uso exclusivo de la Superintendencia Financiera con el fin de ser incluida en el prospecto de emisión de acciones que se pretende presentar ante la Superintendencia Financiera y no debe ser utilizada para ningún otro propósito ni distribuida a otros terceros.

La presente se expide en Bogotá D.C. a los 29 días del mes de septiembre de 2011.

<Original Firmado>

_____

LINA M. RICAURTE BERMÚDEZ
Revisor Fiscal Principal
T.P. 132.458-T
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

D. Certificación del Estructurador y Agente Líder Colocador

Corredores Asociados S.A. Comisionista de Bolsa, certifica que, dentro de lo que le compete en sus funciones de Estructurador y Agente Líder Colocador, empleó la debida diligencia en la recopilación de la información durante las reuniones con las directivas de EEB, y con base en estas, hizo la verificación del Prospecto de Información de Acciones Ordinarias de EEB, en forma tal que certifica la veracidad del mismo y que en éste no se presentan omisiones de información que revistan materialidad y puedan afectar la decisión de los futuros inversionistas.

Corredores Asociados S.A. Comisionista de Bolsa, por no estar dentro de sus funciones no ha auditado independientemente la información suministrada por EEB que sirvió de base para la elaboración de este Prospecto de Información, por lo tanto, no tendrá responsabilidad alguna por cualquier afirmación o certificación (explícita o implícita) contenida en el mismo.

La presente se expide en Bogotá D.C. a los 29 días del mes de septiembre de 2011.

<Original Firmado>

_____

JUAN DE BEDOUT VARGAS
Representante Legal
Corredores Asociados S.A. Comisionista de Bolsa

PARTE IV – ANEXOS

CAPÍTULO 11 – ANEXOS

A. Estados Financieros Consolidados de EEB para los Periodos Comprendidos entre Enero y Junio de 2011 y 2010

B. Estados Financieros Consolidados de EEB para los Periodos Terminados el 31 de Octubre de 2010 y el 31 de Diciembre de 2010

C. Estados Financieros Consolidados de EEB para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2009 y 2008

D. Estados Financieros Individuales de EEB para los Periodos Comprendidos entre Enero y Junio de 2011 y 2010

E. Estados Financieros Individuales de EEB para los Periodos Terminados el 31 de Octubre de 2010 y el 31 de Diciembre de 2010

F. Estados Financieros Individuales de EEB para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2009 y 2008

G. Estados Financieros de TGI para los Periodos Terminados el 31 de Diciembre de 2010

H. Estados Financieros de TGI para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2009 y 2008

I. Estados Financieros de DECSA para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2010 y 2009

J. Estados Financieros de DECSA para el Periodo Comprendido entre el 12 de Febrero de 2009 (Fecha de Constitución) y el 31 de Diciembre de 2009

K. Estados Financieros de Cálidda para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2010 y 2009

L. Estados Financieros de Cálidda para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2009 y 2008

M. Estados Financieros de Contugás para los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2010 y 2009

N. Estados Financieros de EEC para el Año Terminado el 31 de Diciembre de 2010 y el Periodo de Diez (10) Meses Terminado el 31 de Diciembre de 2009

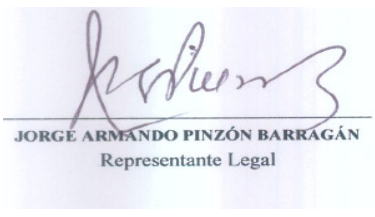
O. Estados Financieros de Trecsa para el Periodo de Once (11) Meses Terminado el 31 de Diciembre de 2010

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

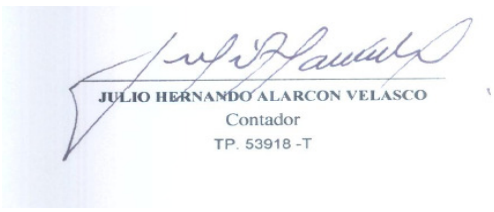
BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS AL 30 DE JUNIO DE 2010 Y 2011

(En millones de pesos colombianos).

ACTIVOS		**A Junio 30 de 2010**		**A Junio 30 de 2011**
ACTIVO CORRIENTE:				
Efectivo	Col$	271,935	Col$	554,282
Inversiones temporales		672,990		157,384
Cuentas y documentos por cobrar		278,911		531,829
Inventarios		41,455		85,792
Gastos pagados por anticipado		121,941		87,476
Total activo corriente		1,387,232		1,416,763
ACTIVO NO CORRIENTE:				
Cuentas por Cobrar a Largo Plazo		19,237		60,158
Depositos Entregados en Administración		541,112		208,226
Propiedades, Planta y equipo, Neto		1,761,060		3,373,693
Inversiones Permanentes		1,547,289		2,007,255
Otros Activos, Neto		2,082,009		1,586,878
Valorizaciones		3,869,287		4,220,594
Total activo no corriente		9,819,994		11,456,804
Total activos	Col$	11,207,226	Col$	12,873,567
PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS				
PASIVO CORRIENTE:				
Porción corriente de la deuda a largo plazo	Col$	153,668	Col$	269,142
Cuentas y documentos por pagar		278,009		671,160
Obligaciones laborales		6,915		12,153
Ingresos recibidos para terceros		11,275		12,603
Pensiones de jubilación		27,042		25,865
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación		5,089		4,256
Pasivos estimados y provisiones		53,484		34,351
Otros pasivos		23,952		4,743
Total pasivo corriente		559,434		1,034,273
PASIVOS A LARGO PLAZO:				
Deuda a largo plazo		2,948,059		3,041,183
Cuentas y documentos por pagar largo plazo		0		123,034
Pensiones de jubilación, menos porción corriente		255,537		296,735
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación, (menos porcion corriente		60,492		35,922
Pasivos estimados y provisiones		32,182		73,740
Otros pasivos		87,556		113,269
Total pasivo a largo plazo		3,383,826		3,683,883
INTERES MINORITARIO		202,966		1,059,595
Total pasivos		4,146,226		5,777,751
PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS:				
Capital		664,993		460,272
Prima en colocación de acciones		97,412		97,412
Reservas		1,344,282		1,732,876
Resultado del período		776,237		281,269
Superávit donado		6,655		6,655
Superávit por valorizaciones		3,635,854		3,981,765
Revalorización del patrimonio		535,567		535,567
Total patrimonio de los accionistas		7,061,000		7,095,816
Total pasivos y patrimonio de los accionistas	Col$	11,207,226	Col$	12,873,567



JORGE ARMANDO PINZÓN BARRAGÁN
Representante Legal



JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
TP. 53918 -T

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS AL 30 DE JUNIO DE 2010 Y 2011

(En millones de pesos colombianos)

	A Junio 30 de 2010		A Junio 30 de 2011	
INGRESOS OPERACIONALES				
Ventas:				
Servicio de Trasmisión de Electricidad	Col$	46,435	Col$	48,798
Servicio de Distribución de Electricidad		147,800		124,954
Servicio de Transporte de Gas Natural		277,682		307,489
Servicio de Distribución de Gas Natural		0		184,358
		471,917		665,599
Costo de Ventas:				
Servicio de Trasmisión de Electricidad		(19,073)		(20,419)
Servicio de Distribución de Electricidad		(109,739)		(92,950)
Servicio de Transporte de Gas Natural		(92,051)		(101,929)
Servicio de Distribución de Gas Natural		0		(131,105)
		(220,863)		(346,403)
Utilidad bruta		251,054		319,196
GASTOS DE ADMINISTRACION ASIGNADOS A COSTOS				
Transmisión de electricidad		(3,957)		(2,414)
Distribución de electricidad		(19,361)		(16,253)
Transporte de gas natural		(13,682)		(30,883)
Distribución de gas natural		0		(16,179)
		(37,000)		(65,729)
Utilidad Operacional		214,054		253,467
Dividendos e Intereses Ganados		635,447		207,410
Diferencia en cambio (Neta)		166,764		148,062
Otros ingresos		26,891		10,600
		829,102		366,072
Gastos administrativos		(58,322)		(57,831)
Gastos Financieros		(160,800)		(185,886)
Otros Gastos		(3,566)		(628)
		(222,688)		(244,345)
Utilidad antes de impuestos e Interés minoritario		820,468		375,194
Impuesto de Renta		(25,016)		(26,981)
Utilidad antes de Interés minoritario		795,452		348,213
Interés Minoritario		(19,215)		(66,944)
Utilidad Neta	Col$	776,237	Col$	281,269

JORGE ARMANDO PINZÓN BARRAGÁN
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
TP. 53918 -T

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y AL 31 DE OCTUBRE DE 2010
(En millones de pesos colombianos)

ACTIVOS	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
ACTIVO CORRIENTE:		
Efectivo (Nota 4)	$ 369.970	$ 260.695
Inversiones temporales (Nota 5)	218.875	394.245
Deudores (Nota 6)	1.184.131	623.364
Inventarios (Nota 7)	43.222	42.637
Otros activos (Nota 10)	13.213	8.462
Total activo corriente	1.829.411	1.329.403
CUENTAS POR COBRAR A LARGO PLAZO (Nota 6)	239.943	738.315
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, Neto (Nota 8)	1.840.354	1.785.682
INVERSIONES PERMANENTES (Nota 9)	1.600.556	1.538.994
OTROS ACTIVOS, Netos (Nota 10)	2.023.047	2.008.714
VALORIZACIONES (Nota 11)	4.308.895	4.151.769
Total activos	$ 11.842.206	$ 11.552.877
CUENTAS DE ORDEN (Nota 26)	$ 4.896.345	$ 4.980.354

PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
PASIVO CORRIENTE:		
Porción corriente de la deuda a largo plazo (Nota 12)	$ 153.891	$ 115.621
Cuentas por pagar (Nota 14)	818.618	84.916
Obligaciones laborales	8.080	7.988
Recaudos a favor de terceros (Nota 16)	10.895	14.266
Pasivos estimados y provisiones (Nota 17)	34.623	68.409
Pensiones de jubilación (Nota 18)	27.041	27.041
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota 18)	5.089	5.089
Otros pasivos (Nota 19)	366	232
Total pasivo corriente	1.058.603	323.562
PASIVOS A LARGO PLAZO:		
Deuda a largo plazo menos porción corriente (Nota 12)	2.798.769	2.678.882
Operaciones de cobertura (Nota13)	171.847	196.911
Pensiones de jubilación, menos porción corriente (Nota 18)	289.469	290.780
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación, menos porción corriente	35.088	72.143
Pasivos estimados y provisiones (Nota 17)	72.467	40.410
Otros pasivos (Nota 19)	100.728	95.207
Total pasivo a largo plazo	3.468.368	3.374.333
INTERES MINORITARIO	204.476	203.539
Total pasivos	4.731.447	3.901.434
PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS: (Nota 21)		
Capital	664.993	664.993
Prima en colocación de acciones	97.412	97.412
Reservas	1.730.516	1.344.282
Resultado neto del periodo	2.361	1.090.584
Superávit donado	6.655	6.655
Superávit por valorizaciones	3.755.261	3.597.590
Superávit Método de participacion	317.994	314.360
Revalorización del patrimonio	535.567	535.567
Total patrimonio de los accionistas	7.110.759	7.651.443
Total pasivos y patrimonio de los accionistas	$ 11.842.206	$ 11.552.877
CUENTAS DE ORDEN (Nota 26)	$ 4.896.345	$ 4.980.354

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de las Empresas.

MONICA DE GREIFF LINDO
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. No. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designada por Deloitte & Touche Ltda.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS
POR EL PERIODO DE DOS MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y
POR EL PERIODO DE DIEZ MESES TERMINADO EL 31 DE OCTUBRE DE 2010
(En millones de pesos colombianos, excepto el número de acciones y el resultado neto por acción)

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2010
INGRESOS OPERACIONALES		
Transmisión de electricidad	$ 16.241	$ 77.470
Distribución de electricidad	38.964	240.347
Transporte de gas natural	98.446	460.967
	153.651	778.784
COSTOS DE VENTAS (Nota 22)		
Transmisión de electricidad	(7.736)	(31.358)
Distribución de electricidad	(29.845)	(170.048)
Transporte de gas natural	(33.651)	(153.524)
	(71.232)	(354.930)
Utilidad bruta	82.419	423.854
GASTOS DE ADMINISTRACION ASIGNADOS A COSTOS (Nota 22)		
Transmisión de electricidad	(1.141)	(4.976)
Distribución de electricidad	(9.956)	(45.568)
Transporte de gas natural	(7.682)	(168.663)
	(18.779)	(219.207)
Utilidad operacional	63.640	204.647
DIVIDENDOS E INTERESES GANADOS (Nota 9)	83.790	1.077.781
DIFERENCIA EN CAMBIO	(106.128)	275.087
OTROS GASTOS DE ADMINISTRACIÓN (Nota 24)	(17.592)	(134.254)
GASTOS FINANCIEROS (Nota 25)	(44.101)	(302.095)
OTROS GASTOS	(2.811)	(4.935)
OTROS INGRESOS (Nota 23)	28.178	50.457
	(58.664)	962.041
Utilidad antes de impuesto sobre la renta e interés minoritario	4.976	1.166.688
IMPUESTO SOBRE LA RENTA (Nota 20)	(1.662)	(52.079)
Utilidad antes de interés minoritario	3.314	1.114.609
INTERÉS MINORITARIO	(953)	(24.025)
RESULTADO NETO DEL PERÍODO	$ 2.361	$ 1.090.584
NÚMERO DE ACCIONES	85.871.565	85.871.565
RESULTADO NETO POR ACCIÓN	$ 27,49	$ 12.700,18

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de las Empresas.

MONICA DE GREIFF LINDO
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON V
Contador
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. No. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designada por Deloitte & Touche Ltda.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR EL PERIODO DE DOS MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y POR EL PERIODO DE DIEZ MESES TERMINADO EL 31 DE OCTUBRE DE 2010
(En millones de pesos colombianos)

			Reservas										
	Capital suscrito y pagado	Prima en colocación de acciones	Legal	Para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas	Reserva método de participación sociedades Decreto 2336/95	Ocasionales	Total	Resultado neto del período	Superávit donado	Superávit por valorizaciones	Superávit método de participación	Revalorización del patrimonio	Total patrimonio de los accionistas
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009	$ 664.993	$ 97.412	$ 332.495	$ 125.696	$ 294.395	$ 160.020	$ 912.606	$ 723.213	$ 6.655	$ 3.944.326	$ 1.585	$ 545.473	$ 6.896.263
Apropiaciones	-	-	-	-	261.131	170.545	431.676	(431.676)	-			-	-
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	(291.537)	-	-	-	-	(291.537)
Impuesto al patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.906)	(9.906)
Ajuste superávit por valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(346.736)	-	-	(346.736)
Superávit método de participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	312.775	-	312.775
Resultado neto del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	1.090.584	-	-	-	-	1.090.584
SALDOS AL 31 DE OCTUBRE DE 2010	664.993	97.412	332.495	125.696	555.526	330.565	1.344.282	1.090.584	6.655	3.597.590	314.360	535.567	7.651.443
Apropiaciones	-	-	-	-	162.993	223.241	386.234	(386.234)	-			-	-
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	(704.350)	-	-	-	-	(704.350)
Ajuste superávit por valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	157.671	-	-	157.671
Superávit método de participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.634	-	3.634
Resultado neto del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	2.361	-	-	-	-	2.361
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	$ 664.993	$ 97.412	$ 332.495	$ 125.696	$ 718.519	$ 553.806	$ 1.730.516	$ 2.361	$ 6.655	$ 3.755.261	$ 317.994	$ 535.567	$ 7.110.759

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

MONICA DE GREIFF LINDO
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. No. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designada por Deloitte & Touche Ltda.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

ESTADOS DE CAMBIOS EN LA SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS
POR EL PERIODO DE DOS MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y POR EL PERIODO DE DIEZ MESES TERMINADO EL 31 DE OCTUBRE DE 2010
(En millones de pesos colombianos).

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2010
CAPITAL DE TRABAJO OBTENIDO DE:		
Resultado neto del periodo	$ 2.361	$ 1.090.584
Partidas que no requirieron capital de trabajo:		
Depreciaciones y amortizaciones	18.171	89.366
Diferencia en cambio	111.790	(300.615)
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(4.708)	(41.180)
Recuperaciones y provisiones	(826)	(5.245)
Recuperación pensiones de jubilación	(2.902)	-
Utilidad en venta de activos fijos	-	(3)
Impuesto diferido	(15.426)	26.543
Pérdida (utilidad) en valoracion operaciones de cobertura	(25.064)	75.055
Interés minoritario	953	24.025
Capital de trabajo obtenido de las operaciones	84.349	958.530
Aumento de cuentas por cobrar a largo plazo	503.080	-
Disminución de inversiones permanentes	-	162.951
Disminución en otros activos	-	45.342
Aumento de la deuda	-	3.825
Aumento del interés minoritario	529	-
Aumento de otros pasivos	-	46.431
Total capital de trabajo obtenido	587.958	1.217.079
CAPITAL DE TRABAJO UTILIZADO EN:		
Aumento de cuentas por cobrar a largo plazo	-	(268.213)
Aumento de inversiones permanentes	(47.956)	-
Aumento en propiedades, planta y equipo	(63.054)	(161.702)
Aumento en otros activos	(5.644)	-
Disminución de la deuda	(1.066)	-
Disminución del interés minoritario	-	(15.768)
Disminución de otros pasivos	(921)	-
Impuesto al patrimonio	-	(9.906)
Pago de dividendos	(704.350)	(291.537)
Total capital de trabajo utilizado	(822.991)	(747.126)
(DISMINUCIÓN) AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ (235.033)	$ 469.953
CAMBIOS NETOS EN LOS COMPONENTES DEL CAPITAL DE TRABAJO:		
Efectivo	$ 109.275	$ 118.155
Inversiones temporales	(175.370)	(61.690)
Deudores	560.767	384.550
Inventarios	585	4.349
Otros activos	4.751	(83.811)
Porción corriente de la deuda a largo plazo	(38.270)	92.449
Cuentas por pagar	(733.702)	21.412
Obligaciones laborales	(92)	924
Recaudos a favor de terceros	3.371	2.912
Pasivos estimados y provisiones	33.786	(16.247)
Pensiones de jubilación	-	6.170
Otros pasivos	(134)	780
(DISMINUCIÓN) AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ (235.033)	$ 469.953

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de las Empresas.

MONICA DE GREIFF LINDO
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 53918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. No. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designada por Deloitte & Touche Ltda.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS

POR EL PERIODO DE DOS MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y POR EL PERIODO DE DIEZ MESES TERMINADO EL 31 DE OCTUBRE DE 2010
(En millones de pesos colombianos).

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2010
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Resultado neto del período	$ 2.361	$ 1.090.584
Ajustes para conciliar el resultado neto del ejercicio con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciaciones y amortizaciones	18.171	89.366
Diferencia en cambio	106.176	(275.889)
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(4.708)	(41.180)
Recuperaciones y provisiones	(670)	(4.390)
Recuperación pensiones de jubilación	(2.902)	-
Utilidad en venta de activos fijos	-	(3)
Impuesto diferido	(15.426)	26.543
Pérdida en operaciones de cobertura	(25.064)	75.055
Interés minoritario	953	24.025
	78.891	984.111
Cambios en activos y pasivos de operación, neto		
Deudores	(57.594)	(654.226)
Inventarios	(585)	(4.435)
Otros activos	(4.889)	83.184
Cuentas por pagar	733.702	(20.359)
Obligaciones laborales	(33.586)	48.169
Recaudos a favor de terceros	(3.371)	(2.912)
Pasivos estimados y provisiones	(1.760)	14.591
Otros pasivos	864	(7.907)
Disminución del interés minoritario	529	(15.768)
Fondos netos provistos por las actividades de operación	712.201	424.448
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Aumento de propiedades, planta y equipo	(63.054)	(161.702)
Disminución (aumento) en otros activos	(5.506)	45.969
Disminución (aumento) de inversiones	132.780	199.507
Fondos netos usados en las actividades de inversión	64.220	83.774
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
(Disminución) Aumento de la deuda	37.204	(88.624)
Impuesto al patrimonio	-	(9.906)
Pago de dividendos	(704.350)	(291.537)
Fondos netos usados en las actividades de financiación	(667.146)	(390.067)
CAMBIOS NETOS EN EL EFECTIVO	109.275	118.155
EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	260.695	142.540
EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	$ 369.970	$ 260.695

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de las Empresas.

MONICA DE GREIFF LINDO
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. No. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designada por Deloitte & Touche Ltda.

Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y sus Filiales

Estados Financieros Consolidados por el Período de Dos Meses Terminado el 31 de Diciembre de 2010 y de Diez Meses Terminado el 31 de Octubre de 2010 e Informe del Revisor Fiscal.

1. ENTES ECONÓMICOS Y OPERACIONES

Casa Matriz – De conformidad con la Ley 142 de 1994 y el Acuerdo 01 de 1996 del Concejo Distrital, el 31 de mayo de 1996 la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. se transformó de Empresa industrial y comercial del estado del orden distrital a una sociedad por acciones. La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (en adelante EEB o la Empresa) transformada en Empresa de servicios públicos bajo la Ley 142 continuó dedicada a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.

Emgesa S.A. E.S.P. y Codensa S.A. E.S.P. - El 24 de enero de 1997, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Empresa aprobó el plan presentado por la Gerencia y sus Asesores para la reestructuración de la Empresa y la vinculación de inversionistas privados. El 23 de octubre de 1997, dicho plan culminó con la segregación de los negocios a través de la creación de dos Empresas, una dedicada a la generación (EMGESA S.A. E.S.P.) y otra a la distribución y comercialización de energía (CODENSA S.A. E.S.P.), quedando en EEB, únicamente la actividad de transmisión de energía, el Centro Regional de Despacho y un portafolio de inversiones en el sector energético principalmente. El término de la duración legal de la sociedad es indefinido.

Para la constitución de las nuevas Empresas, EEB aportó a cada una los activos y pasivos de generación y distribución y comercialización, respectivamente, a cambio de una participación del 51,5% en el capital de dichas Empresas.

Proceso de compra de activos de Ecogas – Mediante el Decreto 1404 de Mayo de 2005, el Gobierno Nacional aprobó el programa de enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de la Empresa Colombiana de Gas – Ecogás (en adelante Ecogas), relacionados con el transporte de gas natural, su operación y explotación, mediante la constitución por suscripción sucesiva de acciones de la sociedad Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P. hoy Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. (en adelante TGI).

El 6 de diciembre de 2006 la Empresa resultó adjudicataria del 97,91% de las acciones de TGI por $3,25 billones de pesos correspondientes al valor ofertado por la Empresa que fueron financiados mediante la colocación de bonos y créditos con la banca y los mercados de capitales internacionales. (Ver Nota 12)

El 16 de febrero de 2007 fue celebrada la Asamblea General de Accionistas, en la cual se formalizó la constitución de la Empresa Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. (antes

Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P.) la cual se llevó a cabo en la ciudad de Bucaramanga. Actualmente la Empresa posee una participación accionaria en TGI del 97,98%.

Empresas filiales y subsidiarias -

EEB International Ltd. – Constituida en Islas Cayman con el propósito de servir de vehículo de inversión para llevar a cabo la emisión de bonos en los mercados internacionales de capital. (Ver Nota 12)

***Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. (antes Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P.)* – TGI -** fue constituida mediante la escritura pública No. 67 del 16 de febrero de 2007 de la Notaría Once de Bucaramanga inscrita en la Cámara de Comercio el 19 de febrero de 2007. El objeto social de TGI consiste en la planeación, organización, construcción, expansión, ampliación, mantenimiento, operación y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios. También puede explotar comercialmente la capacidad de los gasoductos de propiedad de terceros por los cuales pague una tarifa de disponibilidad. Su duración legal es indefinida.

***Fusión Transportadora Colombiana de Gas S.A. E.S.P. – TRANSCOGAS y Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P* – TGI –** La Asamblea General de Accionistas en su reunión del 11 de diciembre de 2009 autorizó la fusión con la Transportadora Colombiana de Gas S.A. E.S.P.

La resolución 341005670 del 23 de abril de 2010 emitida por la Superintendencia de Sociedades autorizó la fusión de la Transportadora Colombiana de Gas S.A. E.S.P., Transcogas con la Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., la cual fue protocolizada en la Notaria 11 de Bogotá mediante escritura pública 1677 de mayo 31 de 2010. A continuación se detallan los saldos de Transcogas al corte mayo 31 de mayo de 2010 fecha en la cual TGI asumió el control como sociedad absorbente.

Cuenta		Valor
Activos	$	82.271
Pasivos		47.385
Patrimonio		34.886
Ingresos		12.032
Gastos		3.801
Costos		5.350

Con la fusión, la participación accionaria de EEB en TGI pasó de 97,91% a 97,98%.

TGI International Ltd. - Constituida en Islas Cayman con el propósito de servir de vehículo de inversión para llevar a cabo la emisión de bonos en los mercados internacionales de capital. (Ver Nota 12).

Congas Perú S.A.C. - El 13 de junio de 2008 fue constituida la Transportadora de Gas Internacional del Perú S.A.C. (hoy Contugas Perú S.A.C.) con un capital de S/.1.000, representado en 1000 acciones ordinarias con un valor nominal de S/.1 cada una. EEB y TGI realizaron un aporte inicial de S/.500, de manera tal que la participación accionaria inicial de cada Empresa en la entidad concesionaria fue del 50%. Actualmente, EEB posee una participación accionaria del 75% y TGI del 25%.

Al 31 de diciembre de 2010, EEB ha realizado capitalizaciones por USD$65.250.194

Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. - El 11 de febrero de 2009, se constituyó la sociedad DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P. (en adelante DECSA S.A. E.S.P.), donde EEB participa con el 51% y Codensa con el 49% de las acciones, cuyo objeto era participar en el proceso de adjudicación de las electrificadoras que el Gobierno Nacional tiene para la venta. Su duración legal es indefinida.

Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. – El 26 de febrero de 2009 el Departamento de Cundinamarca y la Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. resultaron adjudicatarias en subasta pública del 82,34% de participación accionaria en la Electrificadora de Cundinamarca E.S.P. (hoy Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. y en adelante EEC), por $218.332. De acuerdo con el contrato interadministrativo de compraventa de acciones, DECSA S.A. E.S.P. se comprometió a no enajenar la participación accionaria en la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. que adquiera como consecuencia de la invitación, dentro de los tres años siguientes a la fecha del cierre de la operación, sin autorización previa y escrita del Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar a favor de la Nación el 50% del valor de las acciones. El término de duración de la Empresa es indefinido.

Transportara de Energía de Centro América S.A - El 8 de febrero de 2010 se constituyó la sociedad TRANSPORTADORA DE ENERGIA DE CENTRO AMERICA S.A. (en adelante TRECSA S.A.) como adjudicataria de la Licitación PET-1-2009 en Guatemala, para la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica en este país. El proyecto consiste en 6 lotes distribuidos a lo largo del territorio Guatemalteco, constituyendo un total de 850 kms de líneas de 230 Kv y 24 obras entre las que se incluyen ampliaciones y construcción de nuevas subestaciones. EEB tiene una participa accionaria del 96,96% de esta sociedad.

A diciembre 31 de 2010 EEB ha realizado capitalizaciones por USD$32,000,000.

Principales contratos de TGI –

Contratos BOMT's **–** Los contratos BOMT's, son una modalidad de contratación que se emplea para desarrollar proyectos de infraestructura de alto valor financiero, mecanismo que consiste en acordar con una Empresa del sector privado nacional o internacional, la construcción, operación, mantenimiento y al término del proyecto la opción de transferencia de la propiedad. El contratista propietario opera el bien durante un plazo largo de tiempo (10, 15 y 20 años, para el caso) y recibe un pago mensual del usuario, compuesto por una tarifa de transporte y otra por

disponibilidad. El pago que recibe el propietario del BOMT debe ser suficiente para cubrir la tasa libre de riesgo, el riesgo país, el riesgo del sector (negocio), la rentabilidad mínima del inversionista, la financiación y depreciación del activo (gasoducto), los costos de administración, operación y mantenimiento, imprevistos y los ajustes por cambios de leyes ambientales y tributarias.

Como parte del proceso de Enajenación de los Activos, Derechos y Contratos, Ecogás cedió a TGI los siguientes contratos BOMT's, los cuales fueron suscritos inicialmente por la Empresa Colombiana de Petróleos (En adelante Ecopetrol):

Contrato BOMT	Infraestructura	Propietario	Valor de construcción	Plazo (Años)	Fecha finalización	Opción de compra
VIT-GTL-0001-98 (1)	Gasoducto Boyacá y Santander	Gases de Boyacá y Santander S.A.	USD$ 54.250.150	10	30/09/2009	USD$542.501
DIJ-P-515	Gasoducto Ballena Barrancabermeja	Centragas S.A.	USD$219.581.800	15	24/02/2011	USD$2.195.818
DIJ-738	Gasoducto Mariquita Cali	Transgas de Occidente S.A.	USD$275.915.800	20	25/08/2017	USD$2.759.158

(1) TGI ejerció la opción de compra del gasoducto BOMT Boyacá Santander, el 21 de octubre de 2009, cancelando USD$542.501 como prima.

Entre los propietarios BOMT y ECOPETROL existe una relación económica directa debido a que los pagos de las tarifas pactadas en los contratos continúan a cargo de ECOPETROL hasta la finalización de los plazos contractuales. Los pagos que ha efectuado ECOGÁS a ECOPETROL desde 1998 y que asume en el futuro están expresamente establecidos en el Decreto 958 de 1998.

TGI tiene el derecho total de usufructo de la capacidad de transporte de los tres gasoductos correspondientes a los contratos BOMT, derecho adquirido por la compra consolidada el 2 de marzo de 2007 de la totalidad de Activos, Derechos y Contratos de ECOGÁS. TGI no tiene relación directa de pago con los propietarios de los BOMT, pero si se relaciona directamente en lo concerniente al transporte de gas y nuevos requerimientos de ampliaciones a la infraestructura.

Proyectos de expansión – La Empresa ha definido en su plan estratégico de negocios un programa de inversiones para atender los proyectos de expansión que se detallan a continuación:

- Ballena – Barrancabermeja- El proyecto de expansión del gasoducto permitirá aumentar la capacidad de transporte de este sistema desde Ballena en 70 MPCD (Millones de pies cúbicos por día), pasando de una capacidad actual de 190 MPCD a una capacidad futura de 260 MPCD. Actualmente posee cuatro (4) estaciones de compresión a lo largo de los 578 Km. del tramo Ballena – Barrancabermeja. Con la ampliación, se dispondrá de siete (7) estaciones en este mismo tramo, con lo incrementa su potencia total de compresores instalados de 30.815 HP a 94.240 HP.

El proyecto inició su ejecución en junio de 2008. Al 31 de diciembre de 2010 el proyecto se encuentra en un porcentaje de avance del 96,8% con una inversión de $364.008 millones.

- Cusiana Fase I y II- Este proyecto permitirá aumentar la capacidad de transporte desde Cusiana en 180 MPCD (Millones de pies cúbicos por día), pasando de una capacidad actual de 210 MPCD a una capacidad futura de 390 MPCD. El proyecto se desarrollará en dos fases, permitiendo el aumento de la capacidad de transporte de manera escalonada, de acuerdo con el incremento de la producción de gas en el campo Cusiana. En la Fase I del proyecto incrementará la capacidad de transporte en 70 MPCD y en la Fase II incrementará en 110 MPCD adicionales.

  El proyecto inició su ejecución en marzo de 2008. Al 31 de diciembre de 2010 el proyecto se encuentra en un porcentaje de avance del 96,2% en su Fase I y 49,8% en su Fase II, con una inversión total de $589.327 millones.

  Para llevar a cabo la administración, inversión y pagos del proyecto de expansión, la Empresa constituyó una fiducia mercantil firmada el 8 de mayo de 2009, según contrato No. 3-1-12532 con Fiduciaria Bogotá S.A. Los principales aspectos de este contrato se presentan a continuación:

  Objeto – El contrato de Fiducia Mercantil tiene por objeto constituir un patrimonio autónomo afecto de las siguientes finalidades, en desarrollo de las cuales la Fiduciaria deberá cumplir su gestión:

  - Obtener los créditos y los créditos rotativos necesarios para atender las actividades señaladas y para llevar a cabo el proyecto de expansión, de acuerdo con los términos y condiciones indicados y aprobados por el Fideicomitente.

  - Administrar el proyecto de expansión en los términos establecidos en el contrato de fiducia mercantil.

  - La restitución de los activos y bienes del patrimonio autónomo al Fideicomitente, una vez se hayan cancelado los créditos, los créditos rotativos y pagadas las obligaciones del fideicomitente y el patrimonio autónomo bajo la Orden de Compra N° 75021.

  Disposición de los recursos- La fiduciaria, deberá solicitar previamente al Patrimonio Autónomo Fidubogotá EEB los recursos necesarios para realizar traslados al Patrimonio Autónomo Fidubogotá *TGI*, para la ejecución de los proyectos de expansión.

  Duración - El Contrato tiene una duración igual a la Fase de Construcción, pero se entenderá por prorrogado automáticamente hasta la terminación de la Fase de Operación, sin exceder el máximo de veinte años fijado por la ley.

Capitalización de TGI – La filial TGI culminó el proceso de evaluación para la incorporación de un inversionista de capital, credit suisse fue la banca de inversión que realizó el análisis correspondiente. El resultado del proceso de selección permitió a través de una oferta vinculante, incorporar a Citi Venture Capital International como nuevo accionista de TGI, la

inversión ascenderá a us$ 400 millones, equivalente a una participación accionaria aproximada de 31.9%. El cierre de la operación se realizará una vez se hayan terminado todos los trámites societarios correspondientes de conformidad con la normatividad correspondiente.

Proyecto reducción de capital – La Asamblea General de Accionistas de EEB en reunión extraordinaria celebrada el 26 de julio de 2010, autorizó la reducción de capital por $204.721 millones y ordenó a la administración adelantar los trámites de ley ante las autoridades competentes para obtener su aprobación. La Empresa a diciembre 31 de 2010, ha obtenido la autorización por parte de la Superintendencia de Sociedades de acuerdo con la resolución No. 341-012454 expedida el 18 de enero de 2011, a la fecha de este informe se encuentra en proceso la autorización del Ministerio de Protección Social

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La Empresa y sus filiales se rigen principalmente por la Ley 142 ó Estatuto de Servicios Públicos, y la Ley 143, que estableció las disposiciones que norman las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, sus estatutos, los acuerdos marcos de inversión y las demás disposiciones contenidas en el Código de Comercio. Adicionalmente las filiales se rigen por la Ley 689 de 2001 y la Resolución 071 de 1999 por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - (RUT) en Colombia.

Las Leyes 142 y 143 del 11 de Julio de 1994 establecieron una nueva estructura de competencia, el régimen económico, tarifario y de subsidios para las ventas de electricidad y demás aspectos de operación y regulación del sector.

Las tarifas aplicables al servicio de transmisión de energía, distribución de energía y transporte de gas son reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es un Organismo Técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía.

3. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Los estados financieros de la Empresa y sus Filiales fueron preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, los cuales están prescritos por disposiciones legales. Asimismo, aplica el Plan de Contabilidad para Entes Prestadores de Servicios Públicos y el Sistema Unificado de Costos y Gastos expedido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y el Plan General de Contabilidad Pública expedido por la Contaduría General de la Nación (CGN). Ciertos principios contables aplicados por la Empresa que están de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, podrían no estar de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en otros países.

Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera - El 28 de junio de 2010 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios mediante Resolución SSPD – 20101300021335 adopta el Modelo General de Contabilidad para Empresas Prestadoras de

Servicios Públicos, en convergencia con los Estándares Internacionales de Contabilidad e Información Financiera de aceptación mundial y se deroga la Resolución SSPD-20091300009995 de 2009. De acuerdo con la Resolución SSPD–20101300021335 el Modelo General de Contabilidad para las Empresas Prestadoras de Servicios Públicos, deberá ser implementado a partir de la entrada en vigencia de dicha resolución hasta el año terminando el 31 de diciembre de 2012.

La resolución No. 201013000050115 del 30 de diciembre de 2010, modifica los plazos y las etapas para la implementación del Módulo General de Contabilidad para empresas prestadoras de servicios públicos, se fija como inicial del balance de apertura el 1 de enero de 2012.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas por la Empresa y sus Filiales:

a. *Bases de consolidación* – La Empresa debe presentar estados financieros individuales de propósito general sin consolidar, los cuales son presentados a la Asamblea General de Accionistas y son los que sirven de base para la distribución de utilidades. Adicionalmente, el Código de Comercio exige la elaboración de estados financieros de propósito general consolidados, los cuales también son presentados a la Asamblea General de Accionistas para su aprobación, pero no sirven de base para la distribución de utilidades. Los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2010 y 31 de octubre 2010 incluyen los estados financieros de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y los de sus Empresas Filiales Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., TGI International Ltd., EEB International Ltd., Contugas Perú S.A.C., Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. y su filial Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., y Transportadora de Energía de Centro América S.A., las cuales fueron adquiridas en, febrero de 2007, junio de 2008, febrero de 2009 y febrero de 2010, con participaciones del 99,99%, 97,98%, 75%, 51%, y 96.96% respectivamente, asumiendo de esta forma la mayoría accionaría y, por lo tanto, el control sobre las mismas.

   La información de los balances generales y de los estados de resultados individuales es como se detalla a continuación:

Detalle	EEB	TGI y su Filial	EEB International Ltd.	DECSA y su Filial EEC	Congas Perú	Trecsa
Balance general						
Activos totales	$ 9.742.023	$ 4.050.323	$ 1.184.556	$ 455.322	$ 162.873	$ 63.451
Pasivos totales	2.631.266	2.528.638	1.184.554	329.105	1.933	2.075
Patrimonio de los accionistas	7.110.757	1.521.685	2	126.217	160.940	61.376

Estado de resultados por el periodo de 2 meses terminado el 31 de diciembre de 2010.

Detalle	EEB	TGI y su Filial	EEB International Ltd.	DECSA y su Filial EEC	Congas Perú	Trecsa
Ingresos operacionales	$ 16.241	$ 98.446	$ -	$ 38.964	$ -	$ -
Utilidad (pérdida) neta	2.361	(48.639)	-	- 2.574	(1.234)	71

Estado de resultados por el periodo de 10 meses terminado el 31 de octubre de 2010

Detalle	EEB	TGI y su Filial	EEB International Ltd.	DECSA y su Filial EEC	Congas Perú	Trecsa
Ingresos operacionales	$ 77.470	$ 460.967	$ -	$ 240.346	$ -	$ -
Utilidad (pérdida) neta	1.090.584	118.470	-	29.770	(2.380)	62
Ubicación	Bogotá D.C.	Bucaramanga	Islas Cayman	Bogotá D.C.	Perú	Guatemala

A continuación se detalla el efecto de los estados financieros consolidados frente a los de la casa matriz:

	EEB (Casa Matriz)	Consolidado Grupo EEB
Activo	$ 9.742.023	$ 11.842.206
Pasivo	2.631.266	4.526.971
Patrimonio	7.110.757	7.110.757
Resultados	2.361	2.361
Interés minoritario balance	-	204.476
Interés minoritario resultados	-	953

El detalle del interés minoritario de los accionistas al 31 de diciembre de 2010 y 31 octubre de 2010 es el siguiente:

	% 31 de Diciembre de 2010	% 31 de Octubre de 2009	31 de diciembre de 2010	31 de octubre de 2010
TRECSA	3,03	3,03	$ 1.919	$ 1.834
DECSA	49,00	49,00	171.160	169.324
TGI	2,02	2,09	31.397	32.381
			$ 204.476	$ 188.467

Los estados financieros consolidados incluyen las cuentas de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. consolidadas con sus filiales, aplicando el método de consolidación global, el cual consiste en incorporar a los estados financieros de la Empresa, la totalidad de los activos, pasivos, patrimonio y resultados de las filiales, previa eliminación de las inversiones, las operaciones y los saldos recíprocos existentes. Todos los saldos y operaciones importantes entre empresas relacionadas, fueron eliminados en la consolidación.

b. *Unidad monetaria* - De acuerdo con disposiciones legales, la unidad monetaria utilizada por la Empresa y sus filiales para su contabilidad es el peso colombiano.

c. *Período contable* - Los estados financieros consolidados adjuntos por los períodos terminados el 31 de diciembre de 2010 y 31 de octubre 2010 corresponden a períodos de dos y diez meses respectivamente.

La Junta Directiva según acta No. 1463 del 19 de agosto de 2010 ordenó a la Administración efectuar un corte de estados financieros al 31 de octubre de 2010, con el fin de someter a consideración de la Asamblea Ordinaria de Accionistas la aprobación de los mismos y una distribución de dividendos.

d. *Materialidad* - Los estados financieros y las notas incluyen los ajustes, reclasificaciones y revelaciones requeridas por las disposiciones legales. Con base en la información analizada durante el cierre de los estados financieros y hasta la fecha de elaboración de este informe, la administración de la Empresa no conoce de situaciones de excepción en cuantías superiores al 5% de la utilidad neta o de los activos netos que no hubieran sido objeto de registro o revelación en los estados financieros o en las notas sobre los mismos.

e. *Ajustes por inflación –*

EEB y EEC - Hasta el 31 de diciembre de 2001, los activos y pasivos no monetarios, con excepción de los inventarios, y las cuentas de patrimonio, con excepción del superávit por valorizaciones, se ajustaron para reconocer los efectos de la inflación utilizando porcentajes de ajuste determinados con base en la variación del índice general de precios al consumidor. El valor de los ajustes por inflación registrados hasta el 31 de diciembre de 2001 hace parte del saldo de los activos y del valor en libros para todos los efectos.

f. *Conversión de moneda extranjera* - Las operaciones en moneda extranjera se contabilizan a las tasas de cambio aplicables que estén vigentes en el momento de realizarse la transacción. Al cierre de cada ejercicio los saldos por cobrar o por pagar en moneda extranjera se actualizan a la tasa de cambio representativa de mercado certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia ($1.913,98 y $1.831,64 por USD$1 al 31 de diciembre de 2010 y 31 de octubre de 2010 respectivamente). La ganancia o pérdida en cambio, así determinada, es incluida en los resultados del período, salvo la causada por deudas contraídas para la adquisición de activos, la cual es capitalizada hasta que los mismos estén en condiciones de enajenación y/o uso.

g. *Inversiones temporales* – Son registradas al costo y los rendimientos financieros se causan con base en la Tasa Interna de Retorno - TIR - resultante al momento de la compra de cada título valor.

Las inversiones que constituyen los patrimonios autónomos en Fideicomisos de Administración de Pensiones son valuadas a precios de mercado determinados por las fiduciarias y su efecto es reconocido en resultados.

h. *Provisión para deudores* – Representa la cantidad estimada necesaria para suministrar una protección adecuada contra pérdidas en cuentas por cobrar.

i. *Inventarios* - Se registran al costo promedio o a su valor neto de realización, el menor.

j. *Propiedades, planta y equipo* –

EEB y EEC - Se contabilizan al costo y se ajustaban por inflación hasta el 31 de diciembre de 2001.

Activos de Transcogas trasladados a TGI por la fusión- Se contabilizan al costo y se ajustaban por inflación hasta el 31 de diciembre de 2005.

TGI – Los activos adquiridos en el proceso de Enajenación de Activos, Derechos y Contratos de Ecogás, se contabilizaron al costo neto de reposición, los activos adquiridos posteriormente se contabilizan al costo.

Los activos fijos se deprecian en línea recta de acuerdo con las siguientes tasas promedio anuales de depreciación:

	EEB	**TGI**
Edificaciones	2%	4,28%
Gasoductos	-	1,96%
Plantas, ductos, estaciones y subestaciones	4%	4,03%
Redes, líneas y cables	2%	-
Vías de comunicación internas	-	-
Maquinaria y equipo	6,6%	10%
Equipo científico	10%	-
Muebles y enseres	10%	10%
Equipo de comunicación	10%	10%
Equipo de computación	20%	20%
Equipo de transporte, tracción y elevación	20%	20%
Equipo de comedor, cocina y despensa	10%	10%

k. *Valorizaciones* –

De propiedades, planta y equipo - Corresponden a las diferencias existentes entre el valor de los avalúos técnicos y el valor en libros de las propiedades, planta y equipo.

Estas valorizaciones se contabilizan en cuentas separadas dentro de los activos y como un superávit por valorizaciones, el cual no es susceptible de distribución. El avalúo de activos fijos se realiza cada tres años. Si al cierre del ejercicio el valor de los avalúos es menor al valor en libros, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

De inversiones permanentes - Para las inversiones en Empresas no controladas, cualquier exceso del valor de mercado o del valor intrínseco sobre el costo ajustado al cierre del ejercicio es contabilizado como valorización, con crédito a la cuenta patrimonial de superávit por valorizaciones. Si al cierre del ejercicio su valor de mercado o su valor intrínseco es menor que el costo ajustado, una vez agotada la valorización, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

l. *Inversiones permanentes* –Las inversiones en compañías subordinadas, en las cuales la Empresa posee en forma directa más del 50% del capital social, se contabilizan por el método de participación patrimonial y se ajustan al valor patrimonial, reconociendo la diferencia como provisión o como una valorización de las mismas.

La diferencia en cambio generada en la actualización de las inversiones en controladas en el exterior se lleva a patrimonio como superávit por método de participación. Las inversiones en el exterior se actualizan con estados financieros homogenizados, se convierten a pesos colombianos a tasas de cierre y su resultado se compara con el valor intrínseco.

Los estados financieros consolidados se consideran de información suplementaria y se presentan por separado.

m. *Otros activos* –

Diferidos – Corresponde principalmente a los costos incurridos en la compra de software y proyectos de inversión, los cuales se amortizan en línea recta por un período de cinco y veinte años, respectivamente.

Intangibles – Se registra principalmente el crédito mercantil adquirido correspondiente a la diferencia entre el costo de adquisición de las inversiones en acciones de capital y el valor intrínseco de las acciones adquiridas. El crédito mercantil es amortizado en un periodo máximo de 20 años por el método de línea recta.

Gastos pagados por anticipado – Corresponde principalmente a pagos efectuados por anticipado por concepto de seguros y costos de operación y mantenimiento de los

gasoductos en virtud de los contratos BOMT. Dichos costos se amortizan por el método de línea recta durante la vida media remanente de los contratos BOMT así:

Contrato BOMT	Tasa anual	Periodo
Contrato BOMT Centragás (Gasoducto Ballena – Barrancabermeja)	26,31%	3,8 años
Contrato BOMT Transgás (Gasoducto Mariquita – Cali)	9,61%	10,4 años

Derechos -

- *Derechos del negocio* - Corresponde a la diferencia entre el valor pagado por TGI y el valor neto de los activos, derechos y contratos adquiridos. Se amortizan por el método de línea recta durante la vida útil estimada de los gasoductos en un período de 65 años (1,54% anual).

- *Derechos sobre contratos BOMT's* – Corresponde al costo neto de reposición actualizada mediante avalúo técnico elaborado en el 2007 por el Consorcio Consultores Unidos S.A. y TF Auditores S.A., efectuado por la Empresa al momento de adquirir dichos activos y corresponde a los valores de construcción de cada gasoducto BOMT descontando la depreciación por uso calculada técnicamente. Se amortizan por el método de línea recta durante la vida media remanente de los gasoductos así:

Contrato BOMT	Tasa anual	Periodo
Contrato BOMT Centragás (Gasoducto Ballena – Barrancabermeja)	1,85%	54 años
Contrato BOMT Transgás (Gasoducto Mariquita – Cali)	1,81%	55 años

Una vez se ejerza la transferencia de los gasoductos, el valor a capitalizar como activos fijos, será el costo neto del derecho más el valor de la opción de compra.

Derechos fiduciarios – La Empresa registra como derechos fiduciarios el valor neto de los derechos y obligaciones contractuales derivados de los contratos de fiducia mercantil. Así mismo causa mensualmente como ingresos o gastos de la Empresa el valor neto de los ingresos y gastos devengados o incurridos por la fiducia mercantil.

La Empresa no consolida los estados financieros del fideicomiso en virtud de que es un patrimonio autónomo.

Servidumbres - Se amortizan durante la vida útil estimada de los gasoductos en un período de 65 años (1,54% anual).

n. *Derivados financieros*- EEB y TGI realizan operaciones con instrumentos financieros derivados, con el propósito de reducir su exposición a fluctuaciones en el tipo de cambio de sus obligaciones en moneda extranjera. Estos contratos son ajustados mensualmente a su valor de mercado y el ajuste resultante es llevado a cuentas de resultados.

o. *Obligaciones laborales* – Las obligaciones laborales se ajustan al fin de cada ejercicio con base en las disposiciones legales y los convenios laborales vigentes.

Los ajustes periódicos del pasivo por pensiones de jubilación, directamente a cargo de la Empresa, se hacen con base en estudios actuariales ceñidos a las normas legales. Los incrementos en la obligación actuarial son cargados directamente a resultados.

p. *Beneficios complementarios* - La Empresa registra el pasivo y sus actualizaciones por beneficios complementarios a pensiones de jubilación, tales como servicio médico y educación, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Por lo tanto, se está aprovisionando el pasivo que, a valor presente, cubre la obligación estimada por éstos beneficios proyectados a la fecha de cierre del ejercicio con cargo a resultados.

q. *Depósitos recibidos en administración* - Se registran con cargo a este rubro los recursos recibidos por parte de terceros con una destinación específica. Estos recursos son controlados en forma separada y los rendimientos generados se registran como mayor valor de la obligación.

r. *Recaudos a favor de terceros* – Corresponde a las obligaciones derivadas de recaudos de impuestos, contribuciones y otros conceptos a favor de entes públicos, con base en las normas legales vigentes. Principalmente se incluye el impuesto de transporte, contribución de industrias y la cuota de fomento.

s. *Impuesto de renta* - La provisión para impuesto de renta se determina con base en la utilidad comercial con el objeto de relacionar adecuadamente los ingresos del período con sus costos y gastos correspondientes y se registra por el monto del pasivo estimado. El efecto de las diferencias temporales que implique el pago de un menor o mayor impuesto en el año corriente, calculado a tasas actuales, se registra como un impuesto diferido por pagar o por cobrar según aplique, siempre que exista una expectativa razonable de que dichas diferencias se revertirán.

t. *Impuesto al patrimonio* – De acuerdo con lo permitido por la ley 1111 de 2006, la Empresa registra el impuesto al patrimonio con cargo a la cuenta revalorización del patrimonio.

u. *Cuentas de orden* - Se registran bajo cuentas de orden principalmente los derechos y responsabilidades contingentes, las diferencias entre las cifras contables y fiscales y otras cuentas de control.

v. *Reconocimiento de ingresos, costos y gastos* –

EEB - Los ingresos por ventas se reconocen en el período cuando se prestan los servicios. Los costos y gastos se registran con base en su causación.

TGI - Los ingresos por ventas de transporte de gas son registrados de acuerdo a los volúmenes de gas transportado por las tarifas especificadas según los términos de los contratos y siguiendo los lineamientos de la Comisión de Regulación de Energía y Gas

(CREG). Los ingresos por ventas se reconocen en el período cuando se prestan los servicios. Los costos y gastos se registran con base en su causación.

w. *Uso de estimaciones* - Las políticas contables que siguen la Empresa y sus Filiales están de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, lo que requiere que la Administración efectúe ciertas estimaciones y utilice ciertos supuestos para determinar la valuación de algunas de las partidas individuales de los estados financieros y para efectuar las revelaciones que se requiere efectuar en los mismos. Aún cuando pueden llegar a diferir de su efecto final, la Administración considera que las estimaciones y supuestos utilizados fueron los adecuados en las circunstancias.

x. *Utilidad neta por acción* - Se determina tomando como base la utilidad neta del ejercicio dividida entre el número de acciones suscritas y pagadas en circulación.

y. *Estado de flujos de efectivo* - Los estados de flujos de efectivo se han preparado de acuerdo al método indirecto.

4. EFECTIVO

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Caja	$ 42	$ 121
Bancos	361.983	252.750
Fondos especiales (1)	7.945	7.824
	$ 369.970	$ 260.695

(1) ***Fondos restringidos*** **-** Los Fondos Especiales corresponden principalmente a los dineros disponibles para el Fondo de Emergencia de acuerdo con lo establecido en el contrato BOMT DIJ-738 celebrado entre Ecopetrol y Transgás de Occidente, el cual fue cedido por Ecogás a TGI. Dicho contrato estipula que se debe tener a disposición del contratista un Fondo de Emergencia, constituido con el BBVA New York, cuya finalidad es garantizar el cubrimiento financiero ante una situación coyuntural que se presente en el gasoducto o sus componentes. El saldo a diciembre 31 de 2010 y octubre 31 de 2010 asciende a USD$4.009.844 y USD$4.023.800 respectivamente.

5. INVERSIONES TEMPORALES

Certificados de depósito a término	$ 108.295	$ 211.855
Bonos y títulos	65.130	69.432
Títulos hipotecarios	1.995	2.139
Derechos fiduciarios	40.757	108.891
Otras inversiones temporales	2.698	1.928
	$ 218.875	$ 394.245

Las inversiones temporales están representadas en: a) Certificados de depósito a término en pesos colombianos por $60.584 ($22.216 al 31 de octubre de 2010), cuyos vencimientos son en el mes de enero de 2011. La tasa de interés promedio por el año 2010 fue del 3,7% y b) Time deposits en moneda extranjera por $230.609 ($230.609 al 31 de octubre de 2010), cuyos vencimientos son en marzo y abril de 2011. La tasa de interés promedio por el año 2010 fue del 2,2%

6. DEUDORES

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Prestación de servicios	$ 175.333	$ 178.714
Cuentas por cobrar a vinculados (Ver Nota 15)	93	195
Avances y anticipos entregados (1)	40.595	21.327
Anticipos de impuestos y contribuciones	22.186	29.942
Depósitos entregados (2)	781.490	729.952
Otros deudores (3)	469.110	463.376
Deudas de difícil cobro	760	760
Subtotal	1.489.567	1.424.266
Menos – Cuentas por cobrar a largo plazo	(239.943)	(738.315)
	1.249.624	685.951
Menos – Provisión para deudas de dudoso recaudo	(65.493)	(62.587)
	$ 1.184.131	$ 623.364

(1) Corresponde principalmente a anticipos sobre contratos de obra por el proyecto de expansión que adelanta la filial TGI en el tramo Ballena – Barrancabermeja por $15.692, al 31 de diciembre de 2010 ($18.987 al 31 de octubre de 2010), anticipos a proveedores de TRECSA $23.897.

(2) Al 31 de diciembre el saldos de depósitos entregados corresponde a:

Fondo de Emergencia Centragas	$ 5.633	$ 5.493
Depósitos Judiciales	3.322	2.913
Otros depósitos	3.093	3.373
Administración pensiones (Ver Nota 18)	214.890	222.905
Patrimonio Autónomo Fidubogotá EEB (a)	441.197	493.022
Patrimonio Autónomo Fidubogotá TGI (a)	109.600	-
Patrimonio Autónomo Muña (Ver Nota 17)	1.056	329
Otros	2.699	1.917
	$ 781.490	$ 729.952

(a) Corresponde a los derechos fiduciarios incorporados por EEB y TGI con el propósito de financiar el proyecto de expansión desde Cusiana, adelantado por TGI. Los activos, pasivos, ingresos y gastos netos de estos patrimonios autónomos al 31 de diciembre de 2010 son los siguientes:

	Patrimonio autónomo EEB	Patrimonio autónomo TGI
Activos totales	$ 443.350	$ 559.523
Pasivos totales	(2.153)	(449.923)
Bienes fideicomitidos (Ver Nota 10)	441.197	109.600
Ingresos y gastos, neto	6.030	-

(3) Al 31 de diciembre de 2010 y octubre 31 de 2010 el saldo de otros deudores corresponde a:

Dividendos por cobrar	$ 407.095	$ 407.126
Cuotas partes pensionales	15.767	15.447
Compartibilidad pensional	18.547	18.704
Venta de embebidos	7.708	7.708
Préstamos a empleados	7.253	6.955
Otros deudores	12.740	7.436
	$ 469.110	$ 463.376

El detalle de la provisión de cartera es el siguiente:

Saldo inicial	$ 62.587	$ 63.681
Provisión	2.906	-
Castigos	-	(1.094)
Saldo final	$ 65.493	$ 62.587

Al 31 de diciembre de 2010 y octubre 31 de 2010 el saldo de los deudores a largo plazo corresponde a:

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Patrimonio Autónomo Fidubogotá EEB	$ -	$ 388.784
Patrimonio Autónomo Fidubogotá TGI	-	104.238
Fondo de Emergencia	5.633	5.493
Préstamos de vivienda a empleados	7.253	6.955
Depósitos judiciales	3.322	2.913
Depósitos entregados	217.804	225.386
Servicios y otros	5.931	4.546
	$ 239.943	$ 738.315

7. INVENTARIOS

Almacenes	$ 47.069	$ 45.677
Inventario en poder de terceros	117	673
Menos – Provisión para inventarios	(3.964)	(3.713)
	$ 43.222	$ 42.637

El movimiento de la provisión de inventarios es el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Saldo inicial	$ 3.713	$ 3.630
Recuperación	-	-
Provisión del año	251	83
Saldo final	$ 3.964	$ 3.713

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO

Al 31 de diciembre de 2010, los siguientes son los valores de propiedades, planta y equipo:

	Costo histórico	Depreciación acumulada	Neto
No depreciables:			
Terrenos	$ 9.676	$ -	$ 9.676
Construcciones en curso (1)	409.518	-	409.518
Bienes muebles en bodega	239	-	239
Materiales y equipos en bodega	1.399	-	1.399
Propiedades, planta y equipo no explotados	114	-	114
Vías de comunicación internas	81	-	81
	421.027	-	421.027
Depreciables:			
Edificaciones	33.667	(12.396)	21.271
Gasoductos	1.083.347	(119.400)	963.947
Plantas y ductos / subestaciones	320.147	(76.399)	243.748
Redes, líneas y cables	402.491	(126.723)	275.768
Maquinaria y equipo	15.486	(3.846)	11.640
Muebles y enseres	6.159	(3.534)	2.625
Equipo de comunicación y computación	14.516	(9.657)	4.859
Equipo de transporte, tracción y elevación	3.031	(2.356)	675
Equipo de comedor, cocina, despensa	67	(57)	10
Subtotal	1.878.911	(354.368)	1.524.543
Provisión para propiedades, planta y equipo	(105.216)	-	(105.216)
	$ 2.194.722	$ (354.368)	$ 1.840.354

Al 31 de octubre de 2010, los siguientes son los valores de propiedades, planta y equipo:

	Costo Histórico	Depreciación acumulada	Neto
No depreciables:			
Terrenos	$ 9.211	$ -	$ 9.211
Construcciones en curso (1)	377.289	-	377.289
Bienes muebles en bodega	239	-	239
Materiales y equipos en bodega	1.399	-	1.399
Propiedades, planta y equipo no explotados	114	-	114
Vías de comunicación internas	81	-	81
	388.333	-	388.333
Depreciables:			
Edificaciones	32.635	(12.280)	20.355
Gasoductos	1.083.086	(114.350)	968.736
Plantas y ductos / subestaciones	315.676	(75.931)	239.745
Redes, líneas y cables	380.950	(124.940)	256.010
Maquinaria y equipo	14.660	(3.628)	11.032
Muebles y enseres	5.286	(3.477)	1.809
Equipo de comunicación y computación	13.863	(9.494)	4.369
Equipo de transporte, tracción y elevación	2.877	(2.329)	548
Equipo de comedor, cocina, despensa	67	(57)	10
Subtotal	1.849.100	(346.486)	1.502.614
Provisión para propiedades, planta y equipo	(105.265)	-	(105.265)
	$ 2.132.168	$ (346.486)	$ 1.785.682

(1) Al 31 de diciembre de 2010 y 31 de octubre de 2010 corresponde a:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Expansión Ballena Barrancabermeja	$ 363.715	$ 323.785
Construcción variante Checua	18.875	18.783
Expansión desde Cusiana	15.966	14.320
Inversiones estabilización torres de transmisión de energía	1.974	1.974
Subestaciones	847	2.587
Centro de control	8	44
Otros	8.133	15.796
	$ 409.518	$ 377.289

Los activos fijos enunciados anteriormente, son de plena propiedad de la Empresa y no presentan condicional alguno ni garantizan obligaciones con terceros.

9. INVERSIONES PERMANENTES

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Acciones	$ 1.603.453	$ 1.541.900
Menos – Provisión para protección de inversiones	(2.897)	(2.906)
	$ 1.600.556	$ 1.538.994

Las inversiones en acciones a 31 de diciembre 31 de 2010 y 31 de octubre de 2010 corresponden a:

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Resultado Oct. 2010	Porcentaje accionario	Costo	Provisión	Valor en libros	Valorización
Inversiones En compañías no ontroladas al 31 de diciembre de 2010:									
Emgesa S.A. E.S.P. (6)	Generación de energía	55.758.250	Ordinarias	Col$$155,324	37,44%	$ 736.514		$ 736.514	$ 1.184.910
Emgesa S.A. E.S.P. (6)	Generación de energía	20.952.601	Preferenciales		14,07%	254.002		254.002	469.133
Codensa S.A. E.S.P. (6)	Distribución de energía	48.025.920	Ordinarias	Col$ $133,502	36,36%	184.930		184.930	813.857
Codensa S.A. E.S.P. (6)	Distribución de energía	20.010.799	Preferenciales		15,15%	77.048		77.048	340.071
Consorcio Transmantaro S.A. (7)	Transporte de energía	232.285.704	Ordinarias	USD$ 19,589	40,00%	152.471		152.471	29.708
Red de Energía del Perú S.A.	Transporte de energía	28.864.000	Ordinarias	USD$ 14,781	40,00%	86.184		86.184	69.027
Gas Natural S.A. E.S.P.	Distribución de gas	9.229.121	Ordinarias	Col$ 69,278	24,99%	47.640		47.640	176.065
Isagén S.A. E.S.P.	Generación de energía	68.716.000	Ordinarias	Col$ 418,772	2,52%	34.611		34.611	147.640
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	Transporte de energía	18.448.050	Ordinarias	Col$ 359,539	1,83%	21.462		21.462	241.496
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	Distribución de energía	31.026	Ordinarias	Col$ 27,747	16,23%	4.077		4.077	25.709
Gestión Energética S.A. E.S.P.	Generación de energía	161.811.391	Ordinarias	No disponible	0,05%	2.662	(2.531)	131	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Distribución de energía	18.841.584	Ordinarias	No disponible	0,05%	1.020	(228)	792	-
Banco Popular	Servicos Financieros	8.772.703	Ordinarias	Col$ 352,320	0,11%	599		599	1.312
Hidrosogamoso S.A. E.S.P.	Generación de energía	1	Ordinarias	No disponible	0,70%	20	(20)	0	-
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	Servicio de acueducto	10	Ordinarias	No disponible	0,07%	10	(1)	9	-
Grupo Nacional de Chocolates S.A.	Alimentos	223	Ordinarias	No disponible	0,00%	-		-	6
Concentra Intelligence Energy	Servicios	84.000	Ordinarias	No disponible		84		84	-
Inco Ltda	Administración de infraestructura	No disponible	Ordinarias	No disponible	0,00%	97	(97)	-	-
Otros menores	Servicios	544.191.676	Ordinarias	No disponible	0,00%	22	(20)	2	-
						$ 1.603.453	$ (2.897)	$ 1.600.556	$ 3.498.934

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Resultado Oct. 2010	Porcentaje accionario	Costo	Provisión	Valor en libros	Valorización
Inversiones En compañías no ontroladas al 31 de octubre de 2010:									
Emgesa S.A. E.S.P. (6)	Generación de energía	55.758.250	Ordinarias	Col$ 450.066	37,44%	$ 736.514		$ 736.514	$ 1.141.017
Emgesa S.A. E.S.P. (6)	Generación de energía	20.952.601	Preferenciales		14,07%	254.002		254.002	448.037
Codensa S.A. E.S.P. (6)	Distribución de energía	48.025.920	Ordinarias	Col$ 390.547	36,36%	184.930		184.930	781.431
Codensa S.A. E.S.P. (6)	Distribución de energía	20.010.799	Preferenciales		15,15%	77.048		77.048	325.907
Consorcio Transmantaro S.A. (7)	Transporte de energía	153.505.704	Ordinarias	USD$ 13.484	40,00%	94.626		94.626	25.260
Red de Energía del Perú S.A.	Transporte de energía	28.864.000	Ordinarias	USD$ 16.841	40,00%	82.476		82.476	64.999
Gas Natural S.A. E.S.P.	Distribución de gas	9.229.121	Ordinarias	Col$ 210.570	24,99%	47.640		47.640	139.342
Isagén S.A. E.S.P.	Generación de energía	68.716.000	Ordinarias	Col$ 265.930	2,52%	34.611		34.611	142.748
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	Transporte de energía	18.448.050	Ordinarias	Col$ 296.099	1,83%	21.462		21.462	245.788
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	Distribución de energía	31.026	Ordinarias	Col$ 23.688	16,23%	4.077		4.077	24.462
Gestión Energética S.A. E.S.P.	Generación de energía	161.811.391	Ordinarias	No disponible	0,05%	2.662	(2.540)	122	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Distribución de energía	18.841.584	Ordinarias	Col$ 122.117	0,05%	1.020	(228)	792	-
Banco Popular	Servicos Financieros	8.772.703	Ordinarias	Col$ 275.173 sept 2010	0,11%	598		598	1.237
Hidrosogamoso S.A. E.S.P.	Generación de energía	1	Ordinarias	No disponible	0,70%	20	(20)	0	-
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	Servicio de acueducto	10	Ordinarias	No disponible	0,07%	10		10	-
Grupo Nacional de Chocolates S.A.	Alimentos	223	Ordinarias	Col$ 185.698 Sept 2010	0,00%	-		-	6
Concentra Intelligence Energy	Servicios	84.000	Ordinarias	No disponible		84		84	-
Inco Ltda	Administración de infraestr	No disponible	Ordinarias	No disponible	0,00%	97	(97)	-	-
Otros menores	Servicios	544.191.676	Ordinarias	No disponible	0,00%	23	(21)	2	-
						$ 1.541.900	$ (2.906)	$ 1.538.994	$ 3.340.234

(1) Del total de acciones de Codensa S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P., 20.010.799 y 20.952.601 respectivamente, corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de USD$0.10 por acción para Codensa y USD$0.1107 por acción para Emgesa. El 6 de mayo de 2010 la superintendencia de sociedades autorizó a Emgesa S.A. E.S.P. para realizar reducción de capital por $444.778, por esta transacción, la Empresa recibió recursos por $229.120.

El siguiente es el detalle de los dividendos e intereses recibidos:

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Dividendos ganados:		
Codensa S.A. E.S.P.	$ -	$ 443.189
Emgesa S.A. E.S.P.	-	479.674
Gas Natural S.A. E.S.P.	47.438	69.004
Interconexión Eléctrica S.A.	-	2.915
Banco Popular	-	174
Isagen S.A.	-	3.849
Electrificadora de Cundinamarca	-	8.345
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	-	4.617
Subtotal dividendos ganados	47.438	1.011.767
Intereses financieros ganados	36.352	66.014
	$ 83.790	$ 1077.781

10. OTROS ACTIVOS

Gastos pagados por anticipado	$ 2.271	$ 3.340
O&M pagado por anticipado bajo contratos BOMT	63.751	66.968
Cargos diferidos	57.568	50.628
Impuesto diferido	19.983	1.590
Intangibles	87.067	81.184
Crédito mercantil	126.289	126.289
Derechos de negocio	318.191	318.191
Derechos sobre contratos BOMT's	1.577.155	1.577.155
Derechos fiduciarios en fideicomiso	1.123	1.888
Otros	2.509	2.509
	2.255.907	2.229.742
Menos – Amortización Acumulada	(219.647)	(212.566)
	2.036.260	2.017.176
Menos – Porción corriente	(13.213)	(8.462)
	$ 2.023.047	$ 2.008.714

El crédito mercantil fue generado por la adquisición de acciones en Transcogas S.A E.S.P., (hoy fusionada con TGI S.A. ESP.), Consorcio Transmantaro y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. de acuerdo con el siguiente detalle:

Crédito Mercantil Transcogas S.A. E.S.P. (hoy TGI) (a)	$	42.531
Crédito Mercantil Consorcio Transmantaro (b)		69.368
Crédito Mercantil EEC (c)		14.390
	$	126.289

(a) El crédito mercantil se originó por la adquisición de acciones de la Transportadora Colombiana de Gas S.A. E.S.P. (hoy fusionada con TGI S.A. ESP.) en dos operaciones así:

- En el mes de junio de 2005 - Corresponde a 53.999.985 acciones equivalentes al 71,9998% por USD$12,500,000 a la tasa representativa del mercado ($2.334,27 por USD$1 del 15 de junio de 2005), el valor patrimonial de la inversión era $10.207 y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por $18.972.

- En el mes de julio de 2008 - EEB compró el 27,999% de capital accionario, representado en 71.400.006 acciones por valor de $33.000, quedando la participación de EEB en 99,99%. El valor patrimonial de la inversión era $9.441 y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por $23.559.

(b) En diciembre de 2006, EEB adquirió el 40% de la participación del Consorcio Transmantaro S.A. localizado en Perú por USD$50,078,471. La adquisición originó un crédito mercantil por USD$30,154,335 ($69.368), dada la diferencia entre el valor patrimonial de las acciones al 30 de noviembre de 2006 (USD$19,924,136) y el valor pagado por EEB (USD$50,078,471).

(c) En el mes de febrero de 2009 - DECSA S.A. E.S.P adquirió el 82,34 % del capital accionario de la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P, representado en 3.268.886.843 acciones por $218.332. El valor patrimonial de la inversión era $ 203.942 y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por $14.390.

11. VALORIZACIONES

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Inversiones (Ver Nota 9)	$ 3.498.934	$ 3.340.234
Propiedades, planta y equipo	809.961	811.535
	$ 4.308.895	$ 4.151.769

El avalúo técnico de la Propiedad, Planta y Equipo de EEB fue elaborado al corte 30 de septiembre de 2010 por CONSULTORES UNIDOS S.A., bajo la metodología de costos de reposición depreciado.

Para TGI, el avalúo técnico de las propiedades, planta y equipo fue elaborado al corte 30 de junio de 2010 por la firma TF Asesores y Auditores Ltda.

12. DEUDA A LARGO PLAZO

	Tasa de interés	Fecha de vencimiento	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Obligaciones financieras:				
Kreditansantal Fur Wiederaufbau	5,5%	30/06/2013	$ 3.843	$ 4.666
Credit Suisse	Sin interés	10/08/2012	2.829	2.574
Banco de Bogotá	DTF + 3%	24/02/2013	100.566	101.063
HBU Bank N.V. (1)	8,75%	31/10/2014	1.184.555	1.117.301
HBU Bank N.V.-Senior Notes (2)	9,50%	03/10/2017	1.468.441	1.383.518
Corporación Andina Fomento (3)	Libor + 1,6%	30/05/2020	191.787	185.035
Otras			639	346
Subtotal			2.952.660	2.794.503
Menos – Porción corriente			(153.891)	(115.621)
			$ 2.798.769	$ 2.678.882

(1) EEB constituyó la filial EEB International Ltd. como vehículo de inversión para la emisión de bonos en los mercados internacionales de capital. La emisión fue realizada por USD$610 millones ($1.184.555 al 31 de diciembre de 2010 incluidos los intereses) a 7 años con una tasa de interés en dólares de 8,75% con pagos semestrales. La amortización del capital es en 2014. La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., garantiza en su totalidad la emisión de bonos realizada por su filial EEB International Ltd. En consecuencia, EEB International posee un pasivo en cabeza del Bank of New York que representa a los bonistas como agente. La emisión de los bonos asciende a USD$610 millones.

(2) TGI constituyó la filial TGI International Ltd. como vehículo de inversión para la emisión de bonos en los mercados internacionales de capital. La emisión fue realizada por USD$750 millones equivalentes a $1.468.441 incluidos los interés, al 31 de diciembre de 2010, a 10 años con pagos de intereses semestrales en dólares a una tasa de interés de 9,50%. TGI garantiza en su totalidad la emisión de bonos realizada por su filial TGI International Ltd. En consecuencia, TGI International posee un pasivo en cabeza del Bank of New York que representa a los bonistas como agente. La emisión de los bonos asciende a USD$750 millones.

(3) Como parte del proceso de restructuración de las obligaciones financieras en mayo de 2008, la Empresa gestionó un préstamo con la Corporación Andina de Fomento CAF, con una tasa de interés Libor + 1,6% semestre vencido, y amortizaciones de capital en 14 cuotas semestrales a partir del año 2013. Esta operación se hizo para sustituir el crédito contratado con el banco ABN AMRO BANK por valor de USD$100 millones.

La deuda en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2010 asciende a USD$1.460 millones, €$1.499.677 Euros (€$1.799.612 Euros en octubre de 2010) y CHF $1.382.261 Francos Suizos (CHF $1.382.2611 al 31 de octubre de 2010).

Los instalamentos de deuda pagaderos en los próximos años son como siguen:

Año	Valor
2011	$ 153.891
2012	2.951
2013	104.409

Año	Valor
2014	1.362.646
2015 y siguientes	1.328.763
	$ 2.952.660

Covenants – EEB y TGI en calidad de garantes de la emisión de bonos efectuada por EEB International Ltd. y TGI International Ltd. y bajo lo estipulado en el Indenture de la emisión adquirieron los siguientes compromisos para incurrir en algunas actividades:

Para EEB –

- La relación de endeudamiento entre la deuda neta consolidada y el EBITDA consolidado no debe ser superior a 4,5:1,0.

- La relación entre el EBITDA consolidado y el gasto de intereses consolidado no debe ser inferior a 2,25:1,0.

Para TGI –

- La relación de endeudamiento entre la deuda neta y el EBITDA no debe ser superior a 4.8:1.0.

- La relación entre el EBITDA y el gasto de intereses no debe ser inferior a 1.7:1.0.

En el evento en que cualquiera de los compromisos anteriores se incumpla, la Empresa y sus filiales (TGI, TGI International, Transcogas y EEB International Ltd.) tendrían las siguientes limitaciones:

- La Empresa y sus filiales no podrán crear, incurrir o asumir, ni permitirán que exista ningún gravamen sobre ninguna propiedad o activo, utilidad o ingreso (incluyendo cuentas por cobrar) o derechos con respecto a alguno de ellos.

- La Empresa y sus filiales no podrán fusionarse o consolidarse con ninguna otra sociedad.

- La Empresa y sus filiales no podrán dedicarse a ningún negocio diferente al negocio de transmisión de energía y gas y a las actividades o negocios que estén relacionadas.

- La Empresa y sus filiales no podrán crear ni adquirir ninguna subsidiaria, ni podrán efectuar ninguna inversión en otra sociedad, excepto las inversiones relacionadas en el curso ordinario de los negocios.

- La Empresa y sus filiales no podrán enajenar ningún activo a excepción de:

- Ventas de inventarios, activos averiados, obsoletos, usados, improductivos o sobrantes, desperdicios e inversiones en el curso ordinario de los negocios.

- Otras enajenaciones por una contraprestación que no exceda, individualmente o en conjunto USD$30.000.000 (o su equivalente en otras monedas) al año.

- La Empresa y sus filiales no podrán incurrir en ningún endeudamiento y no podrán garantizar ninguna obligación a favor de un tercero.

Adicional a lo anterior, la Empresa y sus filiales no podrán efectuar ningún cambio en el tratamiento contable y prácticas de reportes financieros o en el tratamiento de impuestos, excepto lo exigido o permitido por los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, aplicados uniformemente durante los períodos.

13. OPERACIONES DE COBERTURA

El 6 de noviembre de 2008, EEB contrató una operación de cobertura consistente en un cupón swap (intercambio de cupones) a través de la cual EEB recibe una tasa de interés del 8,75% en dólares sobre un monto de USD$133 millones y se obliga a pagar una tasa de interés fija en pesos de 10,85% sobre un monto nocional de $311.220 (equivalente a los USD$133 millones convertidos a una tasa spot de $2.340,00).

En enero de 2009 y Junio de 2010, TGI celebró operaciones de cobertura con el fin de mitigar los efectos de las fluctuaciones en la tasa de cambio sobre la deuda en dólares adquirida por la emisión de bonos en los mercados internacionales de capital, estas operaciones consisten en la combinación de swaps y forward donde la Empresa se obliga a pagar a partir de 2011 una tasa cupón del 2 % sobre el monto nocional, convertida en pesos con la tasa spot previamente definida por la Empresa e intercambiar pesos por dólares a la tasa forward cotizada por la contraparte en la fecha del vencimiento. Estos contratos son ajustados mensualmente a su valor de mercado y el ajuste obtenido es llevado a cuentas de resultado.

Al 31 de diciembre de 2010 TGI tiene suscritos los siguientes contratos de cobertura:

Entidad	USD$	Tasa Spot	Tasa forward	Vencimiento
Bancolombia	$50.000.000	2.230,00	3.478,50	Octubre de 2017
Bancolombia	$50.000.000	2.210,00	3.439,87	Octubre de 2017
Bancolombia	$50.000.000	2.225,00	3.348,16	Octubre de 2017
Citibank N.A.	$50.000.000	2.250,00	2.995,00	Octubre de 2017
Citibank N.A.	$50.000.000	1.873,00	2.270,24	Octubre de 2017
Bank of América	$50.000.000	1.904,00	2.414,00	Octubre de 2017

Al 31 de diciembre de 2010 y 31 de octubre de 2010 las valoraciones de los contratos de cobertura son las siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Derechos sobre operaciones de cobertura	$ (562.134)	$ (559.537)
Obligaciones sobre operaciones de cobertura	733.981	756.448
	$ 171.847	$ 196.911

El efecto de la valoración de las operaciones de cobertura en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2010 generó un ingreso de $25.064 (gastos por $75.055 a octubre de 2010). Ver Nota 25

14. CUENTAS POR PAGAR

Proveedores nacionales	$ 54.062	$ 25.515
Acreedores varios (1)	15.664	8.922
Dividendos por pagar	704.558	5.165
Impuestos por pagar	6.759	3.929
Anticipos sobre ventas de bienes y servicios	1.010	1.425
Depósitos recibidos de terceros (2)	11.776	11.245
Compañías vinculadas (Nota 15)	21.946	28.114
Otras	2.843	601
	$ 818.618	$ 84.916

(1) Al 31 de diciembre de 2010 incluye principalmente servicios por $2.632; honorarios por $4.531 y otros acreedores por $7.446. Al 31 de octubre de 2010 incluye principalmente $1.200 por servicios y honorarios por $3.526.

(2) Incluye depósitos de KFW. por $3.674 ($4.168 al 31 de octubre de 2010), retención fondo de reserva contratistas TGI $5.134 y depósitos recibidos de terceros de EEC por $2.708.

15. TRANSACCIONES CON EMPRESAS VINCULADAS

Activo:		
Cuentas por cobrar – (Ver Nota 6)		
Codensa S.A. E.S.P. (1)	$ 75	$ 94
Emgesa S.A. E.S.P.	18	101
	93	195

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Dividendos por cobrar		
Codensa S.A. E.S.P.	179.642	179.642
Emgesa S.A. E.S.P.	227.406	227.406
	407.048	407.048
Subtotal cuentas por cobrar y dividendos	$ 407.141	$ 407.243
Pasivo:		
Cuentas y documentos por pagar – (Ver Nota 14)		
Codensa S.A. E.S.P. (1)	21.752	27.650
Emgesa S.A. E.S.P.	175	416
Synapsis de Colombia Ltda.	19	48
	$ 21.946	$ 28.114

(1) Corresponde principalmente a cuentas por cobrar por concepto de ventas de energía a Empresa de Energía de Cundinamarca.

(2) Corresponde principalmente a anticipos entregados por Empresa de Energía de Cundinamarca a Codensa S.A. E.S.P. de ADD (Áreas de Distribución) por $43.122, de los cuales se han amortizado $18.212

El siguiente es el efecto en resultados de las transacciones con Empresas relacionadas adicionales a los dividendos recibidos descritos en la Nota 9:

Ingresos		
Emgesa S.A. E.S.P.	$ 691	$ 1.510
Codensa S.A. E.S.P.	1.158	2.399
	$ 1.749	$ 3.909
Costos y gastos		
Emgesa S.A. E.S.P. (1)	$ 537	$ 15.637
Codensa S.A. E.S.P. (2)	1.409	14.858
Synapsis de Colombia Ltda.	18	212
Compañía Americana de Multiservicios Ltda. (3)	100	510
	$ 2.064	$ 31.217

(1) Corresponde a compras de energía en bloque.

(2) En marzo de 2009 la EEC suscribió oferta mercantil con Codensa S.A. E.S.P. con duración de 4 años, cuyo objeto es ofrecer servicios de asistencia técnica en la gestión, explotación, operación y mantenimiento de los activos de la Empresa, cuyo pago incluye: i) los gastos reembolsables incurridos más un margen del 15%, este reembolso se realizará trimestralmente, ii) y una comisión de éxito equivalente al 7% del valor que se incremente el EBITDA con respecto al EBITDA del año anterior. Y descuento por pronto pago de las facturas de energía relacionadas con los cargos por ADD (Áreas de Distribución) por $ 448.978

(3) Corresponde al servicio adquirido de calibración de medidores prestado a EEC.

Contratos servicios técnicos de apoyo – EEB y TGI suscribieron un contrato cuyo objeto es brindar apoyo técnico, prestar asesoría jurídica, administrativa y financiera en la ejecución de actividades que son requeridas para el desarrollo del objeto social de TGI. Este contrato se firmo en el año 2006, con un plazo de 20 años. El pago anual corresponde al 1,4% del EBITDA anual de TGI.

La Empresa no presentó operaciones vinculadas con: Accionistas que poseen más del 10% de las acciones de la Empresa, Miembros de Junta Directiva, Representantes Legales y sociedades donde los anteriores tengan directa o indirectamente una participación igual o mayor al 10% de las acciones en circulación.

16. RECAUDOS A FAVOR DE TERCEROS

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Cuota de fomento	$ 1.821	$ 1.446
Impuesto de transporte	7.838	11.692
Encargo Fiduciario- Gasoducto del Ariari	1.236	1.128
	$ 10.895	$ 14.266

Cuota de fomento - Corresponde al 3% sobre el valor de la tarifa que la Filial TGI factura y recauda de los remitentes del sistema nacional de transporte de gas por el gas efectivamente transportado de acuerdo a lo estipulado en la Ley 401 de 1997. Este fondo especial es transferido al Ministerio de Minas y Energía.

Impuesto de transporte - Por delegación del Ministerio de Minas y Energía, trimestralmente se factura a los remitentes el impuesto de transporte establecido en el Código de Petróleos (Decreto 1056 de 1953) y con base en resoluciones expedidas por el Ministerio, se efectúan los pagos a los municipios por donde pasan los gasoductos, con base en la cantidad de gas efectivamente transportado.

Contribución de industrias – Corresponde al valor recaudado a las industrias de acuerdo con lo establecido en la Ley 143 de 1994 por parte de la Filial TGI.

17. PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES

Provisión para contingencias	$ 68.188	$ 32.237
Otras provisiones (1)	38.902	76.582
	107.090	108.819

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Menos:		
Pasivos estimados y provisiones a largo plazo	(72.467)	(40.410)
	$ 34.623	$ 68.409

(1) Al 31 de diciembre de 2010, incluye principalmente provisión para compras de energía de la EEC por $7.038, provisión opción de compra BOMT de TGI por $5.281, provisión para impuestos $14.733, provisión prestaciones sociales $2.270, y provisión para estimados de cierre por $9.580. Al 31 de octubre de 2010 incluye principalmente provisión para opción de compra BOMT por $9.076, provisión para estimados de cierre por $13.015. provisión para impuestos $35.380, provisión prestaciones sociales $990 y provisión compra de energía $17.647

Las provisiones para contingencias corresponden a:

Administrativas	$ 22.279	$ 22.156
Civiles	6.324	6.277
Laborales (1)	38.583	2.901
Fiscales y otros	1.002	903
	$ 68.188	$ 32.237

(1) Al 31 de diciembre de 2010 incluye provisión por contingencias derivadas por la suspensión de los beneficios complementarios de energía y recreación a los pensionados de la Empresa por $35.767, en cumplimiento de lo estipulado en el Acto Legislativo 001 de 2005 que modificó los regímenes especiales de pensiones. Al 31 de octubre de 2010 este valor estaba clasificado como prestaciones adicionales pensiones de jubilación.

Contingencias - A continuación se describen los principales asuntos contingentes que la Empresa y sus Filiales se encuentran atendiendo al 31 de octubre de 2010 y diciembre 31 de 2010:

Acción Popular – Existe una acción popular por cuantía indeterminada contra Codensa S.A. E.S.P., la EEB y la Alcaldía Mayor de Bogotá a fin de que se ordene anular convenios y recuperar los activos del servicio de alumbrado público junto con los respectivos perjuicios económicos. En esta demanda se obtuvo sentencia favorable a la Empresa en primera instancia en el Tribunal Administrativo y actualmente se encuentra en apelación en el Consejo de Estado. La Presidencia de la Empresa y sus asesores legales consideran que estas demandas son infundadas por lo que estiman que estas contingencias son remotas.

Acción de grupo – Por los supuestos perjuicios materiales y morales ocasionados por el daño ambiental producido en el embalse del Muña, en el año 2001 se interpusieron acciones de grupo y otras acciones jurídicas contra EEB, Emgesa y la CAR, durante las audiencias y consideraciones judiciales, se concluyó que la problemática se centraba principalmente en la contaminación de las aguas del rio Bogotá, por lo cual se aceptó que estos procesos fueron acumulados con otros de similar naturaleza. Actualmente, este proceso judicial se encuentra en trámite de segunda instancia ante el Consejo de Estado.

Con el propósito de atender este proceso, EEB, Emgesa y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EAAB), convocaron en el año 2003, una mesa con reconocidos expertos internacionales en materia de saneamiento de activos hídricos, quienes recomendaron una metodología técnica para la recuperación ambiental y paisajística del embalse Muña.

De acuerdo con las conclusiones y recomendaciones señaladas por la mesa de expertos, EEB conjuntamente con Emgesa, presentaron ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, un Pacto de Cumplimiento el cual fue aprobado, según consta en la sentencia de primera instancia.

La evolución técnica de las obras que conformaban el Pacto de Cumplimiento, indicaron la necesidad de realizar algunas modificaciones en el contenido del mismo, por lo tanto, se convocó nuevamente una Segunda Mesa de Expertos en el año 2005, las modificaciones fueron debatidas, expuestas y aprobadas por el comité de verificación convocado por la señora Magistrada Ponente de primera instancia.

En la actualidad se lleva a cabo un riguroso plan de mantenimiento tal y como lo ordenó la sentencia de primera instancia hasta que se pronuncie el Consejo de Estado.

Por último, es preciso mencionar que este tipo de acciones judiciales dada su naturaleza son de difícil cuantificación, ya que lo se pretende con ellas es la realización de actividades tendientes a mitigar la vulnerabilidad de un derecho colectivo y no un fin de carácter económico. De acuerdo al análisis de riesgo realizado por la Empresa con el apoyo de sus asesores externos esta contingencia está clasificada como remota.

Otras contingencias – Al 31 de octubre de 2010, el valor de las reclamaciones de la Empresa y sus Filiales por litigios administrativos, fiscales, civiles, laborales y arbitrales ascienden a $133.237 ($100.536 al 31 de octubre de 2010), y otros por importes indeterminados. Con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, ha provisionado $68.188 ($32.237 al 31 de octubre de 2010) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias.

La administración de la Empresa estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para los intereses de la Empresa y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa la posición financiera de la Empresa.

18. PENSIONES DE JUBILACIÓN Y BENEFICIOS COMPLEMENTARIOS

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Cálculo actuarial pensiones de jubilación	$ 316.510	$ 317.821
Menos – Porción corriente	(27.041)	(27.041)
Pensiones de jubilación a largo plazo	$ 289.469	$ 290.780

El gasto registrado en el estado de resultados por concepto de pensiones de jubilación se compone así:

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Pagos de pensiones (empleados jubilados) (Nota 24)	$ 5.440	$ 20.705

El valor de la obligación por concepto de pensiones al 31 de diciembre de 2010 y octubre 31 de 2010 se determina con base en un cálculo actuarial. Dicho cálculo fue elaborado por un actuario independiente, teniendo en cuenta una tasa DANE (IPC de largo plazo, equivalente al promedio ponderado del IPC de los últimos tres años) del 4,8% al 31 de diciembre y 31 de octubre de 2010. El número de personas cobijadas en el cálculo actuarial al 31 de diciembre de 2010 es de 1.925 para EEB (1.927 a 31 de octubre de 2010) y 325 para EEC.

Asimismo, para estimar la mortalidad, se utilizó la "Tabla Colombiana de Mortalidad de Rentistas 2008", la cual fue aprobada por la Superintendencia Financiera mediante resolución 1555/2010. Este último supuesto es el cambio más importante en la valoración actuarial teniendo en cuenta que para el año 2009 se utilizó la "Tabla Colombiana de Mortalidad de Rentistas Experiencia ISS 1980-1989" aprobada mediante la resolución 585/94 emitida por la Superintendencia en mención.

En acta 1325 del 2 de noviembre de 2000, la Junta Directiva ordenó la segregación operativa del Fondo de Pensiones de la Empresa. En julio de 2002, la EEB suscribió un contrato con Fiducolombia y Consorcio Pensiones Energía (conformado por Fiduciaria Previsora y Fiduciaria Bogotá) cuyo objeto es la constitución de un patrimonio autónomo para administrar los recursos financieros destinados a respaldar las obligaciones pensionales y el pago de las mismas, así como la administración del personal pensionado. Para tal efecto, Fiducolombia participa con la administración del 60% de los pensionados y el consorcio "Pensiones Energía", con la administración del 40% restante. De acuerdo con los mencionados contratos, el patrimonio autónomo ascenderá al monto del capital necesario para atender las obligaciones pensionales a cargo de la Empresa y a favor del personal pensionado actual y futuro y debe corresponder al monto de las obligaciones pensionales, en la proporción adjudicada a cada Fiduciaria. El patrimonio autónomo tendrá ajustes o nuevos aportes en la medida en que se requiera. La vigencia del contrato es por un periodo de cinco (5) años, el cual fue renovado durante el 2007 bajo las mismas condiciones.

Al 31 de diciembre de 2010, el Fondo de Pensiones asciende a $214.890 ($222.905 al 31 de octubre de 2010) los cuales se encuentran reflejados dentro de las cuentas por cobrar a largo plazo. De acuerdo con los contratos suscritos con las Fiduciarias que manejan dichos patrimonios, la diferencia entre el valor del pasivo pensional y el valor del patrimonio autónomo al 31 de diciembre, será reintegrado o trasladado entre la Empresa y las Fiduciarias, dependiendo de la naturaleza de las diferencias, en abril y mayo de cada año, respectivamente. En mayo de 2010, la Empresa entregó recursos del Patrimonio Autónomo Consorcio Pensiones Energía por $6.834 y al Patrimonio Autónomo Fiducolombia por $6.384, con el fin de ajustar el

saldo de tales patrimonios autónomos con el valor de las obligaciones pensionales del cálculo actuarial a diciembre de 2009.

En adición al pasivo por pensiones de jubilación, EEB y EEC registran el pasivo por beneficios médicos y otras prestaciones adicionales a que tienen derecho los pensionados, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Para EEC estos beneficios se incluyeron a partir del 1 de enero de 2009. Los beneficios incluidos, se determinaron por medio de un cálculo actuarial, teniendo en cuenta los acuerdos laborales vigentes. Por lo tanto, se está provisionando el pasivo que, a valor presente, cubre la obligación estimada por beneficios proyectados de los pensionados a la fecha de cierre del ejercicio. Al 31 de diciembre de 2010, el cálculo actuarial por este concepto ascendió a $40.178 ($77.232 al 31 de octubre de 2010).

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación	$ 40.178	$ 77.232
Menos – Porción corriente	(5.089)	(5.089)
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación a largo plazo	$ 35.088	$ 72.143

19. OTROS PASIVOS

Ingresos recibidos por anticipado (1)	$ 3.292	$ 2.525
Impuesto diferido (2)	95.650	92.692
Otros acreedores	2.152	222
	101.094	95.439
Menos – Porción corriente	(366)	(232)
	$ 100.728	$ 95.207

(1) Corresponde principalmente al pago anticipado del contrato de usufructo suscrito por la Empresa con Interconexión Eléctrica S.A (ISA S.A E.S.P.) cuyo objeto es el aprovechamiento de la infraestructura de transmisión de EEB para la instalación de redes de comunicaciones y depósitos recibidos de terceros EEC.

(2) Corresponde a las diferencias presentadas por mayor valor en la aplicación de la vida útil fiscal frente a la contable para realizar el cálculo de la depreciación, y la diferencia en el plazo de amortización fiscal frente al contable, correspondiente a la plusvalía derechos de negocio.

20. IMPUESTOS

Impuesto sobre la renta – La Empresa y sus filiales colombianas están sujetas al impuesto de renta a una tarifa aplicable del 33% sobre la renta líquida.

De conformidad con el Artículo 191 del Estatuto Tributario, las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios no se encuentran sujetas a renta presuntiva.

La provisión para impuestos sobre la renta y complementarios se descompone así:

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Impuesto corriente del año	$ 3.004	$ 26.543
Efecto del impuesto sobre la renta diferido	(1.342)	25.536
	$ 1.662	$ 52.079

Impuesto al patrimonio – Mediante la Ley 1111 de 2006, el Gobierno Nacional creó el impuesto al patrimonio para los años gravables 2007 a 2010. La base imponible del Impuesto al Patrimonio está constituida por el valor del patrimonio líquido del contribuyente poseído el 1º de enero de 2007 aplicando una tarifa del 1,2%. Durante el 2010 y 2009 la empresa pagó $9.906 cada año, con cargo a cuenta revalorización del patrimonio, acogiéndose a lo dispuesto en las normas colombianas.

Impuesto de industria y comercio - La Empresa declara y paga el Impuesto de Industria y Comercio sobre sus ingresos.

21. PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS

Capital – El capital autorizado es de 306.041.892 acciones de valor nominal de $7.744,038 cada una, de las cuales 85.871.565 acciones estaban suscritas y pagadas al 31 de diciembre de 2009, dichas acciones se encuentran distribuidas así:

	Número de acciones	%
Distrito Capital	70.023.922	81,544947
Ecopetrol S.A.	6.310.980	7,349325
Corficolombiana S.A.	3.271.505	3,809765
Fondo de pensiones obligatorias Porvenir	1.856.743	2,162233
Fondo de pensiones obligatorias Horizonte	990.285	1,153216
Fondo de pensiones obligatorias Colfondos	786.520	0,915926
Empresa de Telecomunicaciones de Santafé de Bogotá	39.303	0,045770
Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá	7.861	0,009154
Financiera Energética Nacional S.A. – FEN	393	0,000457
Asociación de Ingenieros de la EEB	393	0,000457
Sociedad de Pensionados de la EEB	39	0,000045
Fondo de Empleados de la EEB	39	0,000045
Trabajadores y otros accionistas minoritarios	2.583.582	3,008658
	85.871.565	100,00

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Empresa, celebrada el 14 de diciembre de 2010, ordenó repartir dividendos por valor de $704.350: con cargo a la utilidad del periodo Enero – Octubre del año 2010.

Revalorización del patrimonio – La revalorización de patrimonio no puede distribuirse como utilidades pero puede capitalizarse.

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

Reserva para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas – Para efectos de que las utilidades del ejercicio 1997 disfruten de la exención del impuesto sobre la renta del artículo 211 del Estatuto Tributario, éstas fueron apropiadas como reserva para la rehabilitación, extensión y reposición de los sistemas para la prestación del servicio público domiciliario.

Reserva Decreto 2336 de 1995 – Dando cumplimiento al decreto 2336 de 1995, que trata sobre realización de las utilidades generadas por la aplicación de métodos especiales de valoración de inversiones, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas ordenó incluir $162.993 en ésta reserva con cargo a las utilidades del periodo enero – octubre de 2010.

Reserva Art. 130 de ET– La asamblea general de accionistas ordenó la constitución de una reserva ocasional por $5.124 con cargo a las utilidades del periodo Enero - Octubre de 2010, con el fin de dar cumplimiento al artículo 130 del ET por exceso de la depreciación fiscal deducible del impuesto de renta.

Retención dividendos – El Decreto 567 de 2007, estableció la retención en la fuente para los dividendos y participaciones que se realicen a los socios, accionistas, comuneros, asociados, suscriptores o similares que sean declarantes del impuesto sobre la renta, en exceso del resultado previsto en el numeral 1 ó en el Parágrafo 1 del artículo 49 del Estatuto Tributario, están sometidos a retención en la fuente a título de impuesto sobre la renta a la tarifa del veinte por ciento (20%).Cuando el beneficiario del pago o abono en cuenta sea una persona natural no obligada a presentar declaración de renta y complementarios, la tarifa de retención en la fuente es de 33%. Para los accionistas extranjeros sin residencia o domicilio en Colombia la tarifa será del 33%, sobre los dividendos gravados.

22. COSTOS DE VENTAS

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2010
Transmisión de electricidad:		
Servicios personales	$ 1.096	$ 4.563
Generales	356	1.157
Depreciaciones	2.292	11.452

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2010
Amortizaciones	238	208
Arrendamientos	-	38
Bienes y servicios	145	714
Contribuciones	1.579	7.422
Operación y mantenimiento	1.427	3.232
Honorarios	164	491
Servicios públicos	12	60
Seguros	253	1.229
Impuestos	143	715
Seguridad y Vigilancia	31	77
	$ 7.736	$ 31.358
Distribución de energía:		
Servicios personales	$ 1.766	$ 8.051
Generales	1.293	4.391
Depreciaciones	707	3.481
Arrendamientos	28	164
Operación y mantenimiento	2.443	24.524
Impuestos	11	58
Seguros	74	373
Compras de Energía	13.949	90.309
Uso de líneas redes y ductos	6.600	35.768
Otros	2.974	2.929
	29.845	170.048
Transporte de gas natural:		
Servicios personales	2.013	9.647
Generales	(1.066)	9.350
Depreciaciones	5.294	26.392
Amortizaciones	8.273	41.365
Arrendamientos	1.774	6.010
Operación y mantenimiento	15.908	55.231
Seguros	1.033	4.071
Otros	422	1.458
	33.651	153.524
	$ 71.232	$ 354.930

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2010
Gastos Administrativos asignados a Transmisión	(1.141)	(4.976)
Gastos Administrativos asignados a Distribución	(9.956)	(45.568)
Gastos Administrativos asignados a Transporte	(7.682)	(168.663)
	$ (18.779)	$ (219.207)

23. OTROS INGRESOS

Recuperación de provisiones (1)	$ 3.921	$ 19.482
Utilidad en venta de propiedades	-	4
Arrendamientos	422	3.058
Servicios	196	1.046
Ajustes de ejercicios anteriores (2)	810	18.471
Extraordinarios (3)	1.098	1.881
Otros (4)	21.731	6.515
	$ 28.178	$ 50.457

(1) Al 31 de diciembre de 2010 se incorporaron recuperación de provisión para inversiones por $1.426, ajuste a cálculo actuarial pensiones de jubilación y beneficios complementarios $2.891 y Ajuste a contingencias litigiosas por $106. Al 31 de octubre de 2010 incluye $17.453 millones, recuperación de provisión activos fijos del estudio de inventario y valoración de activos realizado al 30 de septiembre de 2010, recuperación provisión de litigios y contingencias por $117, recuperación provisión inversiones por $68.

(2) Al Corresponde principalmente a la recuperación de la provisión de contingencias fiscales en EEC por $ 18.452, teniendo en cuenta que las declaraciones de renta de los años 2004 y 2007 quedaron en firme durante 2010.

(3) Corresponde principalmente a la recuperación de la provisión de contingencias fiscales de Empresa de Energía de Cundinamarca teniendo en cuenta que las declaraciones de renta de los años 2004 y 2007 quedaron en firme para el periodo vigente.

(4) Corresponde a la causación del impuesto de timbre por cobrar generado principalmente por la diferencia temporal presentada por el reconocimiento de los ajustes por inflación contables de los activos fijos que comparado con los ajustes fiscales generó un mayor valor de impuesto por pagar.

24. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2010
Servicios personales	$ 2.792	$ 9.838
Contribuciones imputadas	24	1.193
Contribuciones efectivas	700	3.482

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2010
Aportes sobre nómina	64	287
Pensiones de jubilación (Ver Nota 18)	5.440	20.705
Amortización cálculo prestaciones adicionales	248	44.662
Cuotas partes pensionales	1.902	407
Servicios médicos	278	3.200
Honorarios (1)	1.662	4.470
Estudios y proyectos	-	2.409
Servicios públicos	28	131
Publicidad y propaganda	770	1.121
Suscripciones y afiliaciones	13	386
Impuestos (2)	1.478	17.770
Vigilancia y seguridad	182	567
Comunicación y transporte	204	683
Mantenimiento, materiales y suministros	316	1.133
Seguros	179	975
Otros gastos generales (3)	898	5.065
Depreciaciones	138	627
Amortizaciones	1.069	5.287
Provisión para protección de inversiones	1	1.100
Provisión para deudores	155	818
Provisión Inventarios	-	86
Provisión Propiedad Planta y Equipo	-	11.862
Provisión para contingencias	192	966
(Menos) Gastos asignados al negocio de transmisión	(1.141)	(4.976)
	$ 17.592	$ 134.254

(1) Corresponde principalmente a los honorarios por asesoría legal, estudio de inventario y valoración de activos fijos, gestión documental, revisión periódica calificación de riesgo, honorarios revisoría fiscal, proyecto sistema de gestión, y banca de inversión entre otros.

(2) Al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de octubre de 2010 incluye principalmente:

Gravamen al movimiento financiero	$ 41	$ 210
Impuesto de industria y comercio	858	14.389
Impuesto predial	3	1.110
Otros impuestos y contribuciones	20	403
Impuesto a las ventas no descontable	556	1.658
	$ 1.478	$ 17.770

(3) Al 31 de diciembre y 31 de octubre de 2010 incluye los pagos realizados por concepto leasing de infraestructura firmado con Leasing Bancolombia S.A. cuyo objeto es la adquisición de las oficinas 901,

1001, 2 locales y 41 parqueaderos del edificio ubicado en la Carrera 9 N° 73 – 44, adecuaciones y adquisición de muebles con las siguientes condiciones:

	Leasing adquisición de oficinas	Leasing adecuaciones	Leasing adquisición de muebles
Valor de los bienes adquiridos	$10.468	$1.816	$876
Tasa de interés	DTF T.A. + 3,75 puntos	DTF T.A. + 3,75 puntos	DTF T.A. + 3,75 puntos
Plazo del contrato	144 meses	144 meses	60 meses
Periodicidad de pago	Mensual	Mensual	Mensual
Valor de la opción de adquisición	$3.140	$544	$88
Porcentaje de la opción	30%	30%	10%
Cuotas extraordinarias contingentes	No incluidas en el contrato	No incluidas en el contrato	No incluidas en el contrato
Amortización	Hasta la cuota 24, período de gracia en pago de capital desde la cuota 25 hasta la 96 se amortiza un 15% de la obligación, desde la cuota 97 y hasta la 144 se amortiza un 55% de la obligación	Hasta la cuota 24, período de gracia en pago de capital desde la cuota 25 hasta la 96 se amortiza un 15% de la obligación, desde la cuota 97 y hasta la 144 se amortiza un 55% de la obligación	Hasta la cuota 24, período de gracia en pago de capital
Pagos realizados durante 2010	$668 millones	N/A	N/A

A continuación se relaciona el número de empleados activos de la Empresa y sus filiales a 31 de diciembre de 2010 y octubre 31 de 2010:

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Empleados de dirección y confianza	25	27
Otros empleados	130	125
Total empleados EEB	155	152
Empleados de dirección y confianza	23	25
Otros empleados	171	151
Total empleados TGI	194	176
Empleados de dirección y confianza	5	5
Otros empleados	13	13
Total empleados Congas Perú	18	18
Empleados de dirección y confianza	8	8
Otros empleados	26	26
Total empleados TRECSA	34	34

25. GASTOS FINANCIEROS

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2010
Intereses (1)	$ 41.704	$ 218.099
Comisiones	279	1.077
Operaciones de Cobertura (Ver nota 13)	-	75.055
Otros Gastos Financieros (2)	1.322	7.025
Gastos bancarios	796	839
	$ 44.101	$ 302.095

(1) Al 31 de diciembre de 2010 y 31 de octubre de 2010 corresponde a los intereses causados en la presente vigencia, por los créditos suscritos por la Empresa en el 2007, dentro del proceso de compra de los activos, derechos y contratos de Ecogás.

(2) Al 31 de diciembre de 2010 se incluye la pérdida por valoración de los depósitos entregados para cubrir el pasivo de pensiones, al 31 de octubre de 2010 se incluye la pérdida por valoración de las inversiones en moneda extranjera (time deposit) que por efectos de la revaluación han generado pérdida.

26. CUENTAS DE ORDEN

Deudoras de control:		
Bienes entregados en garantía	$ 57.287	$ 57.287
Fiscales	914.037	1.148.652
Garantías contractuales	1.003	1.952
Otras cuentas deudoras	449.922	406.153
	1.422.249	1.614.044
Responsabilidades contingentes:		
Garantías y avales otorgados (1)	2.603.013	2.491.030
Bienes entregados en garantía (2)	86.184	82.476
	2.689.197	2.573.506
Litigios o demandas:		
Civiles	4.208	4.208
Laborales	2.833	2.894
Administrativas	25.949	31.363
	32.990	38.465

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2010
Acreedoras de control		
Contratos de servicios	80.030	81.652
Ordenes de compra	6.887	7.476
Aportes de capital	205.491	205.491
Capital proveniente de revalorización de patrimonio	459.501	459.501
Otras acreedoras	-	219
	751.909	754.339
	$ 4.896.345	$ 4.980.354

(1) Corresponde a las garantías entregadas por EEB y TGI para la emisión de bonos por USD$610 millones y USD$750 millones, respectivamente.

(2) Al 31 de diciembre de 2010, las cuentas de Orden Derechos Contingentes incluyen $86.184 ($82.476 al 31 de octubre de 2010) por el valor de la prenda sobre las acciones que tiene la Empresa en Red de Energía del Perú S.A. como garantía de obligaciones que tiene dicha Empresa con entidades financieras.

27. REFORMA TRIBUTARIA

A continuación se resumen las modificaciones más importantes al régimen tributario colombiano para los años 2011 y siguientes, introducidas por la ley 1430 del 29 de diciembre de 2010:

- Se elimina la deducción especial del 30% por inversión en activos fijos reales productivos a partir del año gravable 2011.

Sin embargo, la ley consagra para aquellos inversionistas que presentaron solicitud para acceder a contratos de estabilidad jurídica antes del 1 de noviembre de 2010, la posibilidad de estabilizar esta norma por un término que no podrá ser superior a tres años.

- Para tener derecho al descuento tributario por impuestos pagados en el exterior, el contribuyente nacional debe poseer una participación directa en la sociedad extranjera que distribuye dividendos de al menos el 15% de las acciones, excluyendo las acciones preferentes.

- El impuesto de renta pagado en el exterior, podrá ser tratado como descuento tributario en el año gravable en que se haya realizado el pago o en los cuatro (4) periodos gravables siguientes.

- La reforma tributaria estableció tarifas de retención en la fuente del 14% y 33% sobre los intereses pagados al exterior.

- Establece que por el año 2011 el impuesto al patrimonio sea calculado con base en el valor del patrimonio líquido poseído el 1° de enero del año 2011. La tasa aplicable será de 2,4% para patrimonios cuya base gravable este entre $3.000 y $5.000 y de 4,8% para patrimonios cuya base gravable sea igual o superior a $5.000. Dicho impuesto seria causado una sola vez y pagadero en 8 cuotas entre 2011 y 2014. Se mantiene la opción de registrar este impuesto contra la cuenta de revalorización del patrimonio. No hace parte de la base gravable el valor patrimonial neto de la inversión en acciones de sociedades nacionales.

- El Decreto 4825 de 2010 expedido en el marco de emergencia económica, social y ecológica, estableció una sobretasa del 25% para los contribuyentes del impuesto al patrimonio de la ley 1370 de 2009, para quienes la tarifa efectiva pasaría del 2.4% al 3% (para patrimonios líquidos entre $3.000 y $5.000 millones), y del 4.8% al 6% (para patrimonios líquidos superiores a $5.000 millones).

28. EVENTOS POSTERIORES

El 19 de enero de 2011, la Empresa suscribió un acuerdo para la compra de las inversiones que posee el Fondo Ashmore en Cálidda (Perú) y en Promigas (Colombia).

EEB adquirió la compañía AEI Perú Holding Ltd, que posee el 60% de las acciones de Cálidda, empresa encargada de la distribución de gas natural en el departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao.

En Colombia la transacción se hizo en conjunto con Corficolombiana y dos fondos de inversión, con quienes se adquirieron las compañías AEI Promigas Ltd, AEI Promigas Holdings Ltd y AEI Promigas Investments Ltd, empresas que poseen el 52,13% de Promigas, hecho que le representa a EEB la adquisición de forma indirecta del 15,6% de dicha compañía.

El monto de esta operación es de U$351 millones aproximadamente.

El 20 de enero de 2011 La Junta Directiva de la Empresa, autorizó a la administración para gestionar créditos hasta por $700.000 ó su equivalente en dólares para garantizar la disponibilidad de recursos financieros que permitan ejecutar el plan de inversiones a nivel nacional e internacional.

El cierre de las operaciones de compra de Promigas y Cálidda se realizaron el 10 y 14 de febrero de 2011, con los pagos efectuados por EEB por US$237,862,830 y US$111,240,000, respectivamente

Deloitte.

Deloitte & Touche Ltda.
Cra. 7 No. 74 - 09
A.A. 075874
Nit. 860.005.813-4
Bogotá D.C.
Colombia

Tel: +57 (1) 5461810 - 5461815
Fax: +57 (1) 2178088
www.deloitte.com/co

INFORME DEL REVISOR FISCAL, SOBRE LOS ESTADOS FINANCIEROS SUJETOS A REVISIÓN DE LA JUNTA DIRECTIVA Y APROBACIÓN DE LA ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS

A los Accionistas de
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.:

He auditado los balances generales consolidados de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES al 31 de diciembre de 2010 y al 31 octubre de 2010 y los correspondientes estados consolidados de resultados, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por el periodo de dos meses terminado el 31 de diciembre de 2010 y el periodo de diez meses terminado el 31 de octubre de 2010, y el resumen de las principales políticas contables y otras notas explicativas.

La administración es responsable por la preparación y correcta presentación de estos estados financieros consolidados de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener un sistema de control interno adecuado para la preparación y presentación de los estados financieros, libres de errores significativos, bien sea por fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas, así como efectuar las estimaciones contables que resulten razonables en las circunstancias.

Mi responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros con base en mis auditorías. Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones y llevar a cabo mi trabajo de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Tales normas requieren que planifique y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de errores significativos. Una auditoría de estados financieros incluye examinar, sobre una base selectiva, la evidencia que soporta las cifras y las revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos de auditoría seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo su evaluación de los riesgos de errores significativos en los estados financieros. En la evaluación del riesgo, el auditor considera el control interno de la Empresa que es relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye, evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones contables significativas hechas por la administración, así como evaluar la

©2010 Deloitte Touche Tohmatsu / Deloitte & Touche S.A. Todos los derechos reservados. Deloitte se refiere a Deloitte Touche Tohmatsu -asociación suiza- y a su red de firmas miembro, cada una como una entidad única e independiente. Por favor, vea en www.deloitte.com/co conózca la descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu y sus Firmas miembro.

Una firma miembro de **Deloitte Touche Tohmatsu**

presentación general de los estados financieros. Considero que mis auditorías me proporcionan una base razonable para expresar mi opinión.

En mi opinión, los estados financieros consolidados antes mencionados, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera consolidada de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de octubre de 2010, los resultados de sus operaciones, los cambios en su patrimonio, los cambios en su situación financiera y sus flujos de efectivo por el periodo de dos meses terminado el 31 de diciembre de 2010 y el periodo de diez meses terminado el 31 de octubre de 2010, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia.

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal
T.P. 116.710 - T
Designada por Deloitte & Touche Ltda.

17 de febrero de 2011

Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y sus Filiales

Estados Financieros Consolidados por los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2009 y 2008 e Informe del Revisor Fiscal.

Deloitte

Deloitte & Touche Ltda
Cra. 7 Nº 74 - 09
A.A. 075874
Nit. 860.005.813-4
Bogotá D.C
Colombia

Tel. +57(1) 5461810 - 5461815
Fax: +57(1) 2178088
www.deloitte.com/co

INFORME DEL REVISOR FISCAL

A los accionistas de
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.:

He auditado los balances generales consolidados de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES al 31 de diciembre de 2009 y 2008, y los correspondientes estados consolidados de resultados, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, y el resumen de las principales políticas contables y otras notas explicativas.

La administración es responsable por la preparación y correcta presentación de estos estados financieros consolidados de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener un sistema de control interno adecuado para la preparación y presentación de los estados financieros, libres de errores significativos, bien sea por fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas; así como efectuar las estimaciones contables que resulten razonables en las circunstancias.

Mi responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros con base en mis auditorías. Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones y llevar a cabo mi trabajo de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Tales normas requieren que planifique y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de errores significativos. Una auditoría de estados financieros incluye examinar, sobre una base selectiva, la evidencia que soporta las cifras y las revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos de auditoría seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo su evaluación de los riesgos de errores significativos en los estados financieros. En la evaluación del riesgo, el auditor considera el control interno de la Empresa que es relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye, evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones contables significativas hechas por la administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros. Considero que mis auditorías me proporcionan una base razonable para expresar mi opinión.

En mi opinión, los estados financieros consolidados antes mencionados, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera consolidada de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES al 31 de diciembre de 2009 y 2008, los resultados de sus operaciones, los cambios en su patrimonio, los cambios en su situación financiera y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, aplicados sobre bases uniformes.

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal
T.P. 116.710-T
Designada por Deloitte & Touche Ltda.

18 de febrero de 2010.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008
(En millones de pesos colombianos)

ACTIVOS	2009	2008
ACTIVO CORRIENTE:		
Efectivo (Nota 4)	$ 142.540	$ 58.256
Inversiones temporales (Nota 5)	455.935	643.714
Deudores (Nota 6)	238.814	106.254
Inventarios (Nota 7)	38.288	43.771
Otros activos (Nota 10)	92.273	31.303
Total activo corriente	967.850	883.298
CUENTAS POR COBRAR A LARGO PLAZO (Nota 6)	428.922	237.368
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, Neto (Nota 8)	1.660.338	1.313.122
INVERSIONES PERMANENTES (Nota 9)	1.719.016	1.731.524
OTROS ACTIVOS, Netos (Nota 10)	2.101.470	2.301.582
VALORIZACIONES (Nota 11)	4.178.914	3.652.650
Total activos	$ 11.056.510	$ 10.119.544
CUENTAS DE ORDEN (Nota 26)	$ 5.581.845	$ 5.188.242

PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	2009	2008
PASIVO CORRIENTE:		
Porción corriente de la deuda a largo plazo (Nota 12)	$ 208.070	$ 164.150
Cuentas por pagar (Nota 14)	106.328	40.389
Obligaciones laborales	8.911	1.065
Recaudos a favor de terceros (Nota 16)	17.178	8.251
Pasivos estimados y provisiones (Nota 17)	52.162	21.386
Pensiones de jubilación (Nota 18)	31.854	27.461
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota 18)	6.446	4.986
Otros pasivos (Nota 19)	1.012	145
Total pasivo corriente	431.961	267.833
PASIVOS A LARGO PLAZO:		
Deuda a largo plazo (Nota 12)	2.991.708	3.286.562
Operaciones de cobertura (Nota13)	121.856	7.251
Pensiones de jubilación, menos porción corriente (Nota 18)	237.809	193.087
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación, menos porción corriente	69.851	53.421
Pasivos estimados y provisiones (Nota 17)	42.804	39.885
Otros pasivos (Nota 19)	75.791	55.301
Total pasivo a largo plazo	3.539.819	3.635.507
INTERES MINORITARIO	188.467	18.436
Total pasivos	4.160.247	3.921.776
PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS: (Nota 21)		
Capital	664.993	664.993
Prima en colocación de acciones	97.412	97.412
Reservas	912.606	935.308
Resultados de ejercicios anteriores	-	67.466
Resultado neto del período	723.213	219.115
Superávit donado	6.655	6.655
Superávit por valorizaciones	3.945.911	3.651.440
Revalorización del patrimonio	545.473	555.379
Total patrimonio de los accionistas	6.896.263	6.197.768
Total pasivos y patrimonio de los accionistas	$ 11.056.510	$ 10.119.544
CUENTAS DE ORDEN (Nota 26)	$ 5.581.845	$ 5.188.242

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de las Empresas.

MONICA DE GREIFF LINDO
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. No. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008
(En millones de pesos colombianos, excepto el número de acciones y el resultado neto por acción)

	2009	2008
INGRESOS OPERACIONALES		
Transmisión de electricidad	$ 92.695	$ 91.152
Distribución de electricidad	262.486	-
Transporte de gas natural	575.638	500.139
	930.819	591.291
COSTOS DE VENTAS (Nota 22)		
Transmisión de electricidad	(38.983)	(40.092)
Distribución de electricidad	(214.441)	-
Transporte de gas natural	(188.926)	(163.535)
	(442.350)	(203.627)
Utilidad bruta	488.469	387.664
GASTOS DE ADMINISTRACION ASIGNADOS A COSTOS (Nota 22)		
Transmisión de electricidad	(4.451)	(4.609)
Distribución de electricidad	(31.308)	-
Transporte de gas natural	(36.429)	(28.604)
	(72.188)	(33.213)
Utilidad operacional	416.281	354.451
DIVIDENDOS E INTERESES GANADOS (Nota 9)	581.423	527.068
DIFERENCIA EN CAMBIO	255.226	(277.483)
OTROS GASTOS DE ADMINISTRACIÓN (Nota 24)	(100.747)	(83.680)
GASTOS FINANCIEROS (Nota 25)	(413.147)	(288.404)
OTROS GASTOS	(11.123)	(2.931)
OTROS INGRESOS (Nota 23)	43.555	27.937
	355.187	(97.493)
Utilidad antes de impuesto sobre la renta e interés minoritario	771.468	256.958
IMPUESTO SOBRE LA RENTA (Nota 20)	(25.995)	(41.612)
Utilidad antes de interés minoritario	745.473	215.346
INTERÉS MINORITARIO	(22.260)	3.769
RESULTADO NETO DEL PERÍODO	$ 723.213	$ 219.115
NÚMERO DE ACCIONES	85.871.565	85.871.565
RESULTADO NETO POR ACCIÓN	$ 8.422,03	$ 2.551,66

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de las Empresas.

MONICA DE GREIFF LINDO
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON V
Contador
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. No. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA Y SUS FILIALES

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008
(En millones de pesos colombianos)

			Reservas										
	Capital suscrito y pagado	Prima en colocación de acciones	Legal	Para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas	Reserva método de participación sociedades Dec. 2336/95	Ocasionales	Total	Resultados de ejercicios anteriores	Resultado neto del periodo	Superávit donado	Superávit por valorizaciones	Revalorización del patrimonio	Total patrimonio de los accionistas
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007	$ 664.993	$ 97.412	$ 238.323	$ 125.696	$ -	$ 1.386	$ 365.405	$ 67.466	$ 869.037	$ 6.655	$ 3.461.303	$ 565.285	$ 6.097.556
Apropiaciones	-	-	86.904	-	288.474	194.525	569.903	-	(569.903)	-	-	-	-
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	-	(299.134)	-	-	-	(299.134)
Impuesto al patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.906)	(9.906)
Valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	190.444	-	190.444
Superávit método de participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(307)	-	(307)
Resultado neto del período	-	-	-	-	-	-	-	-	219.115	-	-	-	219.115
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008	664.993	97.412	325.227	125.696	288.474	195.911	935.308	67.466	219.115	6.655	3.651.440	555.379	6.197.768
Apropiaciones	-	-	7.268	-	5.921	-	13.189	-	(13.189)	-	-	-	-
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	(35.891)	(35.891)	(67.466)	(205.926)	-	-	-	(309.283)
Impuesto al patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.906)	(9.906)
Valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	294.899	-	294.899
Superávit método de participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(428)	-	(428)
Resultado neto del período	-	-	-	-	-	-	-	-	723.213	-	-	-	723.213
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009	$ 664.993	$ 97.412	$ 332.495	$ 125.696	$ 294.395	$ 160.020	$ 912.606	$ -	$ 723.213	$ 6.655	$ 3.945.911	$ 545.473	$ 6.896.263

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

MONICA DE GREIFF LINDO
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. No. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

ESTADOS DE CAMBIOS EN LA SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008
(En millones de pesos colombianos).

	2009	2008
CAPITAL DE TRABAJO OBTENIDO DE:		
Resultado neto del período	$ 723.213	$ 219.115
Partidas que no requirieron capital de trabajo:		
Depreciaciones y amortizaciones	114.526	110.425
Diferencia en cambio	(267.950)	403.635
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(34.229)	(24.899)
Recuperaciones y provisiones	2.405	2.965
Recuperación pensiones de jubilación	-	(4.804)
Utilidad en venta de activos fijos	(9.404)	(273)
Utilidad en venta de inversiones	-	(9.842)
Impuesto diferido	16.847	29.688
Pérdida en operaciones de cobertura	114.605	7.251
Interés minoritario	-	3.769
Capital de trabajo obtenido de las operaciones	660.013	737.030
Disminución de inversiones permanentes	-	13.168
Disminución en otros activos	133.010	13
Aumento de la deuda	-	106.992
Aumento de otros pasivos	66.368	5.549
Total capital de trabajo obtenido	859.391	862.752
CAPITAL DE TRABAJO UTILIZADO EN:		
Aumento de cuentas por cobrar a largo plazo	(157.325)	(3.399)
Aumento de inversiones permanentes	(11.723)	-
Aumento en propiedades, planta y equipo	(385.189)	(23.721)
Aumento en otros activos	-	(24.333)
Disminución de la deuda	(3.779)	-
Disminución del interés minoritario	(61.762)	(18.883)
Impuesto al patrimonio	(9.906)	(9.906)
Pago de dividendos	(309.283)	(299.134)
Total capital de trabajo utilizado	(938.967)	(379.376)
(DISMINUCIÓN) AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ (79.576)	$ 483.376
CAMBIOS NETOS EN LOS COMPONENTES DEL CAPITAL DE TRABAJO:		
Efectivo	$ 84.284	$ (29.794)
Inversiones temporales	(187.779)	198.913
Deudores	132.560	(35.607)
Inventarios	(5.483)	13.366
Gastos pagados por anticipado	60.970	(296)
Porción corriente de la deuda a largo plazo	(43.920)	281.853
Cuentas y documentos por pagar	(65.939)	65.633
Obligaciones laborales	(7.846)	12
Recaudos a favor de terceros	(8.927)	(92)
Pasivos estimados y provisiones	(30.776)	(12.909)
Pensiones de jubilación	(5.853)	1.333
Otros pasivos	(867)	964
(DISMINUCIÓN) AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ (79.576)	$ 483.376

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de las Empresas.

MONICA DE GREIFF LINDO
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 53918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. No. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA **S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES**

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008
(En millones de pesos colombianos).

	2009	2008
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Resultado neto del período	$ 723.213	$ 219.115
Ajustes para conciliar el resultado con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciaciones y amortizaciones	114.526	110.425
Diferencia en cambio	(267.661)	279.081
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(34.229)	(24.899)
Recuperaciones y provisiones	3.006	5.475
Recuperación pensiones de jubilación	-	(6.224)
Utilidad en venta de activos fijos	(9.404)	(273)
Utilidad en venta de inversiones	-	(9.842)
Impuesto diferido	16.847	29.688
Pérdida en operaciones de cobertura	114.605	7.251
Interés minoritario	-	3.769
	660.903	613.566
Cambios en activos y pasivos de operación, neto		
Deudores	(291.982)	119.746
Inventarios	5.507	(13.338)
Gastos pagados por anticipado	(60.970)	296
Cuentas y documentos por pagar	67.122	(61.339)
Obligaciones laborales	74.851	(12)
Recaudos a favor de terceros	8.927	92
Pasivos estimados y provisiones	44.683	(17.114)
Otros pasivos	(7.824)	33.275
Disminución del interés minoritario	(61.762)	(18.883)
Fondos netos provistos por las actividades de operación	439.455	656.289
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Aumento de activos fijos	(385.189)	(23.721)
Disminución (aumento) en otros activos	133.010	(24.333)
Disminución (aumento) de inversiones	176.056	(154.128)
Fondos netos usados en las actividades de inversión	(76.123)	(202.182)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
(Disminución) Aumento de la deuda	40.141	(174.861)
Impuesto al patrimonio	(9.906)	(9.906)
Pago de dividendos	(309.283)	(299.134)
Fondos netos usados en las actividades de financiación	(279.048)	(483.901)
CAMBIOS NETOS EN EL EFECTIVO	84.284	(29.794)
EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	58.256	88.050
EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	$ 142.540	$ 58.256

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de las Empresas.

MONICA DE GREIFF LINDO
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. No. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

1. ENTES ECONÓMICOS Y OPERACIONES

Casa Matriz – De conformidad con la Ley 142 de 1994 y el Acuerdo 01 de 1996 del Concejo Distrital, el 31 de mayo de 1996 la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. se transformó de Empresa industrial y comercial del estado del orden distrital a una sociedad por acciones. La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (en adelante EEB o la Empresa) transformada en Empresa de servicios públicos bajo la Ley 142 continuó dedicada a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.

Emgesa S.A. E.S.P. y Codensa S.A. E.S.P. - El 24 de enero de 1997, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Empresa aprobó el plan presentado por la Gerencia y sus Asesores para la reestructuración de la Empresa y la vinculación de inversionistas privados. El 23 de octubre de 1997, dicho plan culminó con la segregación de los negocios a través de la creación de dos Empresas, una dedicada a la generación (EMGESA S.A. E.S.P.) y otra a la distribución y comercialización de energía (CODENSA S.A. E.S.P.), quedando en EEB, únicamente la actividad de transmisión de energía, el Centro Regional de Despacho y un portafolio de inversiones en el sector energético principalmente. El término de la duración legal de la sociedad es indefinido.

Para la constitución de las nuevas Empresas, EEB aportó a cada una los activos y pasivos de generación y distribución y comercialización, respectivamente, a cambio de una participación del 51,5% en el capital de dichas Empresas.

Proceso de compra de activos de Ecogas – Mediante el Decreto 1404 de Mayo de 2005, el Gobierno Nacional aprobó el programa de enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de la Empresa Colombiana de Gas – Ecogás (en adelante Ecogas), relacionados con el transporte de gas natural, su operación y explotación, mediante la constitución por suscripción sucesiva de acciones de la sociedad Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P. hoy Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. (en adelante TGI).

El 6 de diciembre de 2006 la Empresa resultó adjudicataria del 97,91% de las acciones de TGI por $3,25 billones de pesos correspondientes al valor ofertado por la Empresa que fueron financiados mediante la colocación de bonos y créditos con la banca y los mercados de capitales internacionales. (Ver Nota 12)

El 16 de febrero de 2007 fue celebrada la Asamblea General de Accionistas, en la cual se formalizó la constitución de la Empresa Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. (antes

Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P.) la cual se llevó a cabo en la ciudad de Bucaramanga. Actualmente la Empresa posee una participación accionaria en TGI del 97,91%.

Empresas filiales y subsidiarias -

Transportadora Colombiana de Gas S.A. E.S.P. (En adelante Transcogas) - Constituida el 21 de diciembre de 1998 de acuerdo con las leyes colombianas, según Escritura Pública No. 2574 de la Notaría 26 del Círculo de Bogotá. Su objeto social principal es el transporte de toda clase de hidrocarburos o sus derivados, en cualquier estado, incluyendo gas natural. El término de duración de la Empresa es indefinido.

EEB International Ltd. – Constituida en Islas Cayman con el propósito de servir de vehículo de inversión para llevar a cabo la emisión de bonos en los mercados internacionales de capital. (Ver Nota 12)

Transportadora de Gas Internacional (antes Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P.) – **TGI** - fue constituida mediante la escritura pública No. 67 del 16 de febrero de 2007 de la Notaría Once de Bucaramanga inscrita en la Cámara de Comercio el 19 de febrero de 2007. El objeto social de TGI consiste en la planeación, organización, construcción, expansión, ampliación, mantenimiento, operación y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios. También puede explotar comercialmente la capacidad de los gasoductos de propiedad de terceros por los cuales pague una tarifa de disponibilidad. Su duración legal es indefinida.

TGI International Ltd. - Constituida en Islas Cayman con el propósito de servir de vehículo de inversión para llevar a cabo la emisión de bonos en los mercados internacionales de capital. (Ver Nota 12)

Congas Perú S.A.C. - El 13 de junio de 2008 fue constituida la Transportadora de Gas Internacional del Perú S.A.C. (hoy Congas Perú S.A.C.) con un capital de S/.1.000, representado en 1000 acciones ordinarias con un valor nominal de S/.1 cada una. EEB y TGI realizaron un aporte inicial de S/.500, de manera tal que la participación accionaria inicial de cada Empresa en la entidad concesionaria fue del 50%. Actualmente, EEB posee una participación accionaria del 75% y TGI del 25%.

Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. - El 11 de febrero de 2009, se constituyó la sociedad DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P. (en adelante DECSA S.A. E.S.P.), donde EEB participa con el 51% y Codensa con el 49% de las acciones, cuyo objeto era participar en el proceso de adjudicación de las electrificadoras que el Gobierno Nacional tiene para la venta. Su duración legal es indefinida.

Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. – El 26 de febrero de 2009 el Departamento de Cundinamarca y la Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. resultaron adjudicatarias en subasta pública del 82,34% de participación accionaria en la Electrificadora de Cundinamarca E.S.P. (hoy Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.

y en adelante EEC), por $218.332. De acuerdo con el contrato interadministrativo de compraventa de acciones, DECSA S.A. E.S.P. se comprometió a no enajenar la participación accionaria en la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. que adquiera como consecuencia de la invitación, dentro de los tres años siguientes a la fecha del cierre de la operación, sin autorización previa y escrita del Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar a favor de la Nación el 50% del valor de las acciones. El término de duración de la Empresa es indefinido.

Principales contratos de TGI –

Contratos BOMT's – Los contratos BOMT's, son una modalidad de contratación que se emplea para desarrollar proyectos de infraestructura de alto valor financiero, mecanismo que consiste en acordar con una Empresa del sector privado nacional o internacional, la construcción, operación, mantenimiento y al término del proyecto la opción de transferencia de la propiedad. El contratista propietario opera el bien durante un plazo largo de tiempo (10, 15 y 20 años, para el caso) y recibe un pago mensual del usuario, compuesto por una tarifa de transporte y otra por disponibilidad. El pago que recibe el propietario del BOMT debe ser suficiente para cubrir la tasa libre de riesgo, el riesgo país, el riesgo del sector (negocio), la rentabilidad mínima del inversionista, la financiación y depreciación del activo (gasoducto), los costos de administración, operación y mantenimiento, imprevistos y los ajustes por cambios de leyes ambientales y tributarias.

Como parte del proceso de Enajenación de los Activos, Derechos y Contratos, Ecogás cedió a TGI los siguientes contratos BOMT's, los cuales fueron suscritos inicialmente por la Empresa Colombiana de Petróleos (En adelante Ecopetrol):

Contrato BOMT	Infraestructura	Propietario	Valor de construcción	Plazo (Años)	Fecha finalización	Opción de compra
VIT-GTL-0001-98 (1)	Gasoducto Boyacá y Santander	Gases de Boyacá y Santander S.A.	USD$ 54.250.150	10	30/09/2009	USD$542.501
DIJ-P-515	Gasoducto Ballena Barrancabermeja	Centragas S.A.	USD$219.581.800	15	24/02/2011	USD$2.195.818
DIJ-738	Gasoducto Mariquita Cali	Transgas de Occidente S.A.	USD$275.915.800	20	25/08/2017	USD$2.759.158

(1) TGI ejerció la opción de compra del gasoducto BOMT Boyacá Santander, el 21 de octubre de 2009, cancelando USD$542.501 como prima.

Entre los propietarios BOMT y ECOPETROL existe una relación económica directa debido a que los pagos de las tarifas pactadas en los contratos continúan a cargo de ECOPETROL hasta la finalización de los plazos contractuales. Los pagos que ha efectuado ECOGÁS a ECOPETROL desde 1998 y que asume en el futuro están expresamente establecidos en el Decreto 958 de 1998.

TGI tiene el derecho total de usufructo de la capacidad de transporte de los tres gasoductos correspondientes a los contratos BOMT, derecho adquirido por la compra consolidada el 2 de

marzo de 2007 de la totalidad de Activos, Derechos y Contratos de ECOGÁS. TGI no tiene relación directa de pago con los propietarios de los BOMT, pero si se relaciona directamente en lo concerniente al transporte de gas y nuevos requerimientos de ampliaciones a la infraestructura.

Proyectos de expansión – La Empresa ha definido en su plan estratégico de negocios un programa de inversiones para atender los proyectos de expansión que se detallan a continuación:

- Ballena – Barrancabermeja- El proyecto de expansión del gasoducto permitirá aumentar la capacidad de transporte de este sistema desde Ballena en 70 MPCD (Millones de pies cúbicos por día), pasando de una capacidad actual de 190 MPCD a una capacidad futura de 260 MPCD. Actualmente posee cuatro (4) estaciones de compresión a lo largo de los 578 Km. del tramo Ballena – Barrancabermeja. Con la ampliación, se dispondrá de siete (7) estaciones en este mismo tramo, con lo incrementa su potencia total de compresores instalados de 30.815 HP a 94.240 HP. Con un plan de inversión de USD$168 millones y entrada en operación en junio de 2010.

  El proyecto inició su ejecución en junio de 2008. Al 31 de diciembre de 2009 el grado de avance es del 62,9% con una inversión de $ 169.342.

- Cusiana Fase I y II- Este proyecto permitirá aumentar la capacidad de transporte desde Cusiana en 180 MPCD (Millones de pies cúbicos por día), pasando de una capacidad actual de 210 MPCD a una capacidad futura de 390 MPCD. El proyecto se desarrollará en dos fases, permitiendo el aumento de la capacidad de transporte de manera escalonada, de acuerdo con el incremento de la producción de gas en el campo Cusiana. En la Fase I del proyecto incrementará la capacidad de transporte en 70 MPCD y en la Fase II incrementará en 110 MPCD adicionales. Con un presupuesto de inversión de aproximadamente USD$364 millones y entrada en operación para la fase I en mayo de 2010 y la fase II en diciembre de 2010.

  El proyecto inició su ejecución en marzo de 2008. Al 31 de diciembre de 2009 el proyecto se encuentra en un porcentaje de avance del 41,99% con una inversión de $ 217.714.

  Para llevar a cabo la administración, inversión y pagos del proyecto de expansión, la Empresa constituyó una fiducia mercantil firmada el 8 de mayo de 2009, según contrato No. 3-1-12532 con Fiduciaria Bogotá S.A. Los principales aspectos de este contrato se presentan a continuación:

  Objeto – El contrato de Fiducia Mercantil tiene por objeto constituir un patrimonio autónomo afecto de las siguientes finalidades, en desarrollo de las cuales la Fiduciaria deberá cumplir su gestión:

- Obtener los créditos y los créditos rotativos necesarios para atender las actividades señaladas y para llevar a cabo el proyecto de expansión, de acuerdo con los términos y condiciones indicados y aprobados por el Fideicomitente.

- Administrar el proyecto de expansión en los términos establecidos en el contrato de fiducia mercantil.

- La restitución de los activos y bienes del patrimonio autónomo al Fideicomitente, una vez se hayan cancelado los créditos, los créditos rotativos y pagadas las obligaciones del fideicomitente y el patrimonio autónomo bajo la Orden de Compra N° 75021.

Disposición de los recursos- La fiduciaria, deberá solicitar previamente al Patrimonio Autónomo Fidubogotá EEB los recursos necesarios para realizar traslados al Patrimonio Autónomo Fidubogotá *TGI,* para la ejecución de los proyectos de expansión.

Duración - El Contrato tiene una duración igual a la Fase de Construcción, pero se entenderá por prorrogado automáticamente hasta la terminación de la Fase de Operación, sin exceder el máximo de veinte años fijado por la ley.

Proceso de capitalización – TGI se encuentra actualmente en la evaluación de la incorporación de un inversionista de capital, para lo cual se seleccionó al Credit Suisse como Banco de Inversión para adelantar el análisis correspondiente.

Fusión Transportadora Colombiana de Gas S.A. E.S.P. – TRANSCOGAS y Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P – **TGI** – La Asamblea General de Accionistas en su reunión del 11 de diciembre de 2009 aprobó los estados financieros de propósito especial con corte a 31 de Octubre de 2009 y autorizó la fusión con la Transportadora Colombiana de Gas S.A. E.S.P. y ordenó proceder a adelantar los trámites estatutarios y legales que permitan protocolizar la operación.

El 24 de diciembre de 2009 se radicó por parte de Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. y Transcogás S.A. E.S.P., la solicitud de fusión ante la Superintendencia de Sociedades.

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La Empresa y sus Filiales se rigen principalmente por la Ley 142 ó Estatuto de Servicios Públicos, y la Ley 143, que estableció las disposiciones que norman las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, sus estatutos, los acuerdos marcos de inversión y las demás disposiciones contenidas en el Código de Comercio. Adicionalmente las Filiales se rigen por la Ley 689 de 2001 y la Resolución 071 de 1999 por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - (RUT) en Colombia.

Las Leyes 142 y 143 del 11 de Julio de 1994 establecieron una nueva estructura de competencia, el régimen económico, tarifario y de subsidios para las ventas de electricidad y demás aspectos de operación y regulación del sector.

Las tarifas aplicables al servicio de transmisión de energía son reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es un Organismo Técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía.

3. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Los estados financieros de la Empresa y sus Filiales fueron preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, los cuales están prescritos por disposiciones legales. Asimismo, aplica el Plan de Contabilidad para Entes Prestadores de Servicios Públicos y el Sistema Unificado de Costos y Gastos expedido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y el Plan General de Contabilidad Pública expedido por la Contaduría General de la Nación (CGN). Ciertos principios contables aplicados por la Empresa que están de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, podrían no estar de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en otros países.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas por la Empresa y sus Filiales:

a. *Bases de consolidación* – La Empresa debe presentar estados financieros individuales de propósito general sin consolidar, los cuales son presentados a la Asamblea General de Accionistas y son los que sirven de base para la distribución de utilidades. Adicionalmente, el Código de Comercio exige la elaboración de estados financieros de propósito general consolidados, los cuales también son presentados a la Asamblea General de Accionistas para su aprobación, pero no sirven de base para la distribución de utilidades. Los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2009 y 2008 incluyen los estados financieros de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y los de sus Empresas Filiales Transcogas S.A. E.S.P., Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., TGI International Ltd., EEB International Ltd., Congas Perú S.A.C., Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. y su filial Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., las cuales fueron adquiridas en junio de 2005, febrero de 2007, junio de 2008 y febrero de 2009 con participaciones del 99,99%, 97,91%, 100% , 75% y 51% respectivamente, asumiendo de esta forma la mayoría accionaría y, por lo tanto, el control sobre las mismas.

   La información de los balances generales y de los estados de resultados individuales es como se detalla a continuación:

Detalle	EEB	Transcogas	TGI y su Filial	EEB International Ltd.	DECSA y su Filial EEC	Congas Perú
Balance general						
Activos totales	$ 8.916.265	$ 88.528	$ 3.677.129	$ 1.265.167	$ 450.524	$ 12.880
Pasivos totales	2.020.002	50.297	2.545.473	1.265.165	213.876	1.758
Patrimonio de los accionistas	6.896.263	38.231	1.131.656	2	236.648	11.122
Estado de resultados						
Ingresos operacionales	92.695	30.551	545.246	-	262.486	-
Utilidad (pérdida) neta	723.213	6.444	247.663	-	23.898	(1.815)
Ubicación	Bogotá D.C.	Bogotá D.C.	Bucaramanga	Islas Cayman	Bogotá D.C.	Perú

A continuación se detalla el efecto de los estados financieros consolidados frente a los de la casa matriz:

	EEB (Casa Matriz)	Consolidado Grupo EEB
Activo	$ 8.916.265	$ 11.056.510
Pasivo	2.020.002	4.160.247
Patrimonio	6.896.263	6.896.263
Resultados	723.213	723.213
Interés minoritario Balance	-	188.467
Interés minoritario Resultados	-	22.260

El detalle del interés minoritario de los accionistas al 31 de diciembre de 2009 y 2008 es el siguiente:

	% 2009	% 2008	2009	2008
Transcogas	0,01	0,01	$ -	$ -
DECSA	49,00	0,00	164.866	-
TGI	2,09	2,09	23.601	18.436
			$ 188.467	$ 18.436

Los estados financieros consolidados incluyen las cuentas de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. consolidadas con sus filiales, aplicando el método de consolidación global, el cual consiste en incorporar a los estados financieros de la Empresa, la totalidad de los activos, pasivos, patrimonio y resultados de las filiales, previa eliminación de las inversiones, las operaciones y los saldos recíprocos existentes. Todos los saldos y

operaciones importantes entre empresas relacionadas, fueron eliminados en la consolidación.

b. *Unidad monetaria* - De acuerdo con disposiciones legales, la unidad monetaria utilizada por la Empresa y sus Filiales para su contabilidad es el peso colombiano.

c. *Período contable* - Los estados financieros consolidados adjuntos por los períodos terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008 corresponden a períodos de doce meses.

d. *Materialidad* - Los estados financieros y las notas incluyen los ajustes, reclasificaciones y revelaciones requeridas por las disposiciones legales. Con base en la información analizada durante el cierre de los estados financieros y hasta la fecha de elaboración de este informe, la administración de la Empresa no conoce de situaciones de excepción en cuantías superiores al 5% de la utilidad neta o de los activos netos que no hubieran sido objeto de registro o revelación en los estados financieros o en las notas sobre los mismos.

e. *Ajustes por inflación* –

EEB y EEC - Hasta el 31 de diciembre de 2001, los activos y pasivos no monetarios, con excepción de los inventarios, y las cuentas de patrimonio, con excepción del superávit por valorizaciones, se ajustaron para reconocer los efectos de la inflación utilizando porcentajes de ajuste determinados con base en la variación del índice general de precios al consumidor. El valor de los ajustes por inflación registrados hasta el 31 de diciembre de 2001 hace parte del saldo de los activos y del valor en libros para todos los efectos.

Transcogas - Hasta el 31 de diciembre de 2005, la Empresa aplicó el sistema de ajustes por inflación a los activos y pasivos no monetarios, con excepción de los inventarios, y las cuentas de patrimonio, con excepción del superávit por valorizaciones. A partir del 1° de enero de 2006, la Empresa comenzó a dar aplicación al Plan General de Contabilidad Pública, razón por la cual ya no es obligatorio el registro de los ajustes por inflación. El valor de los ajustes por inflación registrados hasta el 31 de diciembre de 2005 hace parte del saldo de los activos y del valor en libros para todos los efectos.

f. *Conversión de moneda extranjera* - Las operaciones en moneda extranjera se contabilizan a las tasas de cambio aplicables que estén vigentes en el momento de realizarse la transacción. Al cierre de cada ejercicio los saldos por cobrar o por pagar en moneda extranjera se actualizan a la tasa de cambio representativa de mercado certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia ($2.044,23 y $2.243,59 por USD$1 al 31 de diciembre de 2009 y 2008 respectivamente). La ganancia o pérdida en cambio, así determinada, es incluida en los resultados del período, salvo la causada por deudas contraídas para la adquisición de activos, la cual es capitalizada hasta que los mismos estén en condiciones de enajenación y/o uso.

g. *Inversiones temporales* – Son registradas al costo y los rendimientos financieros se causan con base en la Tasa Interna de Retorno - TIR - resultante al momento de la compra de cada título valor.

Las inversiones que constituyen los patrimonios autónomos en Fideicomisos de Administración de Pensiones son valuadas a precios de mercado determinados por las fiduciarias y su efecto es reconocido en resultados.

h. *Provisión para deudores* – Representa la cantidad estimada necesaria para suministrar una protección adecuada contra pérdidas en cuentas por cobrar.

i. *Inventarios* - Se registran al costo promedio o a su valor neto de realización, el menor.

j. *Propiedades, planta y equipo* –

EEB y EEC - Se contabilizan al costo y se ajustaban por inflación hasta el 31 de diciembre de 2001.

Transcogas - Se contabilizan al costo y se ajustaban por inflación hasta el 31 de diciembre de 2005.

TGI – Los activos adquiridos en el proceso de Enajenación de Activos, Derechos y Contratos de Ecogás, se contabilizaron al costo neto de reposición, los activos adquiridos posteriormente se contabilizan al costo.

Los activos fijos se deprecian en línea recta de acuerdo con las siguientes tasas promedio anuales de depreciación:

	EEB	Transcogas	TGI
Edificaciones	2%	5%	4,28%
Gasoductos	-	5%	1,96%
Plantas, ductos, estaciones y subestaciones	4%	5%	4,03%
Redes, líneas y cables	2%	-	-
Vías de comunicación internas	-	5%	-
Maquinaria y equipo	6,6%	-	10%
Equipo científico	10%	-	-
Muebles y enseres	10%	10%	10%
Equipo de comunicación	10%	-	10%
Equipo de computación	20%	33,33%	20%
Equipo de transporte, tracción y elevación	20%	20%	20%
Equipo de comedor, cocina y despensa	10%	-	10%

k. *Valorizaciones* –

De propiedades, planta y equipo - Corresponden a las diferencias existentes entre el valor de los avalúos técnicos y el valor en libros de las propiedades, planta y equipo.

Estas valorizaciones se contabilizan en cuentas separadas dentro de los activos y como un superávit por valorizaciones, el cual no es susceptible de distribución. El avalúo de activos fijos se realiza cada tres años. Si al cierre del ejercicio el valor de los avalúos es menor al valor en libros, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

De inversiones permanentes - Para las inversiones en Empresas no controladas, cualquier exceso del valor de mercado o del valor intrínseco sobre el costo ajustado al cierre del ejercicio es contabilizado como valorización, con crédito a la cuenta patrimonial de superávit por valorizaciones. Si al cierre del ejercicio su valor de mercado o su valor intrínseco es menor que el costo ajustado, una vez agotada la valorización, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

l. *Inversiones permanentes* – Las inversiones en acciones en Empresas no controladas se registran a su costo de adquisición y en Empresas controladas se registran inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se ajustan bajo el método de participación patrimonial. Las inversiones en el exterior se actualizan con estados financieros homogenizados, se convierten a pesos colombianos a tasas de cierre y su resultado se compara con el valor intrínseco.

Los estados financieros consolidados se consideran de información suplementaria y se presentan por separado.

m. *Otros activos* –

Diferidos – Corresponde principalmente a los costos incurridos en la compra de software y proyectos de inversión, los cuales se amortizan en línea recta por un período de cinco y veinte años, respectivamente.

Intangibles – Se registra principalmente el crédito mercantil adquirido correspondiente a la diferencia entre el costo de adquisición de las inversiones en acciones de capital y el valor intrínseco de las acciones adquiridas. El crédito mercantil es amortizado en un periodo máximo de 20 años por el método de línea recta.

Gastos pagados por anticipado – Corresponde principalmente a pagos efectuados por anticipado por concepto de seguros y costos de operación y mantenimiento de los gasoductos en virtud de los contratos BOMT. Dichos costos se amortizan por el método de línea recta durante la vida media remanente de los contratos BOMT así:

Contrato BOMT	Tasa anual	Periodo
Contrato BOMT Centragás (Gasoducto Ballena – Barrancabermeja)	26,31%	3,8 años
Contrato BOMT Transgás (Gasoducto Mariquita – Cali)	9,61%	10,4 años

Derechos -

- *Derechos del negocio* - Corresponde a la diferencia entre el valor pagado por TGI y el valor neto de los activos, derechos y contratos adquiridos. Se amortizan por el método de línea recta durante la vida útil estimada de los gasoductos en un período de 65 años (1,54% anual).

- *Derechos sobre contratos BOMT's* – Corresponde al costo neto de reposición actualizada mediante avalúo técnico elaborado en el 2007 por el Consorcio Consultores Unidos S.A. y TF Auditores S.A., efectuado por la Empresa al momento de adquirir dichos activos y corresponde a los valores de construcción de cada gasoducto BOMT descontando la depreciación por uso calculada técnicamente. Se amortizan por el método de línea recta durante la vida media remanente de los gasoductos así:

Contrato BOMT	Tasa anual	Periodo
Contrato BOMT Centragás (Gasoducto Ballena – Barrancabermeja)	1,85%	54 años
Contrato BOMT Transgás (Gasoducto Mariquita – Cali)	1,81%	55 años

Una vez se ejerza la transferencia de los gasoductos, el valor a capitalizar como activos fijos, será el costo neto del derecho más el valor de la opción de compra.

Derechos fiduciarios – La Empresa registra como derechos fiduciarios el valor neto de los derechos y obligaciones contractuales derivados de los contratos de fiducia mercantil. Así mismo causa mensualmente como ingresos o gastos de la Empresa el valor neto de los ingresos y gastos devengados o incurridos por la fiducia mercantil.

La Empresa no consolida los estados financieros del fideicomiso en virtud de que es un patrimonio autónomo.

Servidumbres - Se amortizan durante la vida útil estimada de los gasoductos en un período de 65 años (1,54% anual).

n. *Derivados financieros*- EEB y TGI realizan operaciones con instrumentos financieros derivados, con el propósito de reducir su exposición a fluctuaciones en el tipo de cambio de sus obligaciones en moneda extranjera. Estos contratos son ajustados mensualmente a su valor de mercado y el ajuste resultante es llevado a cuentas de resultados.

o. *Obligaciones laborales* – Las obligaciones laborales se ajustan al fin de cada ejercicio con base en las disposiciones legales y los convenios laborales vigentes.

Los ajustes periódicos del pasivo por pensiones de jubilación, directamente a cargo de la Empresa, se hacen con base en estudios actuariales ceñidos a las normas legales. Los incrementos en la obligación actuarial son cargados directamente a resultados.

p. *Beneficios complementarios* - La Empresa registra el pasivo y sus actualizaciones por beneficios complementarios a pensiones de jubilación tales como servicios médicos y otras prestaciones adicionales a que tienen derecho los jubilados, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Por lo tanto, se está aprovisionando el pasivo que, a valor presente, cubre la obligación estimada por éstos beneficios proyectados a la fecha de cierre del ejercicio con cargo a resultados.

q. *Depósitos recibidos en administración* - Se registran con cargo a este rubro los recursos recibidos por parte de terceros con una destinación específica. Estos recursos son controlados en forma separada y los rendimientos generados se registran como mayor valor de la obligación.

r. *Recaudos a favor de terceros* – Corresponde a las obligaciones derivadas de recaudos de impuestos, contribuciones y otros conceptos a favor de entes públicos, con base en las normas legales vigentes. Principalmente se incluye el impuesto de transporte, contribución de industrias y la cuota de fomento.

s. *Impuesto de renta* - La provisión para impuesto de renta se determina con base en la utilidad comercial con el objeto de relacionar adecuadamente los ingresos del período con sus costos y gastos correspondientes y se registra por el monto del pasivo estimado. El efecto de las diferencias temporales que implique el pago de un menor o mayor impuesto en el año corriente, calculado a tasas actuales, se registra como un impuesto diferido por pagar o por cobrar según aplique, siempre que exista una expectativa razonable de que dichas diferencias se revertirán.

t. *Impuesto al patrimonio* – De acuerdo con lo permitido por la ley 1111 de 2006, la Empresa registra el impuesto al patrimonio con cargo a la cuenta revalorización del patrimonio.

u. *Cuentas de orden* - Se registran bajo cuentas de orden principalmente los derechos y responsabilidades contingentes, las diferencias entre las cifras contables y fiscales y otras cuentas de control.

v. *Reconocimiento de ingresos, costos y gastos* –

EEB

Los ingresos por ventas se reconocen en el período cuando se prestan los servicios. Los costos y gastos se registran con base en su causación.

Transcogas y TGI

Los ingresos por ventas de transporte de gas son registrados de acuerdo a los volúmenes de gas transportado por las tarifas especificadas según los términos de los contratos y siguiendo los lineamientos de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Los ingresos por

ventas se reconocen en el período cuando se prestan los servicios. Los costos y gastos se registran con base en su causación.

w. *Uso de estimaciones* - Las políticas contables que siguen la Empresa y sus Filiales están de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, lo que requiere que la Administración efectúe ciertas estimaciones y utilice ciertos supuestos para determinar la valuación de algunas de las partidas individuales de los estados financieros y para efectuar las revelaciones que se requiere efectuar en los mismos. Aún cuando pueden llegar a diferir de su efecto final, la Administración considera que las estimaciones y supuestos utilizados fueron los adecuados en las circunstancias.

x. *Utilidad neta por acción* - Se determina tomando como base la utilidad neta del ejercicio dividida entre el número de acciones suscritas y pagadas en circulación.

y. *Estado de flujos de efectivo* - Los estados de flujos de efectivo se han preparado de acuerdo al método indirecto.

4. EFECTIVO

	2009	2008
Caja	$ 2.688	$ 33
Bancos	128.435	49.194
Fondos especiales (1)	11.417	9.029
	$ 142.540	$ 58.256

(1) ***Fondos restringidos*** - Los Fondos Especiales corresponden a los dineros disponibles para el Fondo de Emergencia de acuerdo con lo establecido en el contrato BOMT DIJ-738 celebrado entre Ecopetrol y Transgas de Occidente, el cual fue cedido por Ecogás a TGI. Dicho contrato estipula que se debe tener a disposición del contratista un Fondo de Emergencia, constituido con el BBVA New York, cuya finalidad es garantizar el cubrimiento financiero ante una situación coyuntural que se presente en el gasoducto o sus componentes. El saldo a diciembre 31 de 2009 y 2008 asciende a USD$4.024.125 y USD$4.024.524, respectivamente.

5. INVERSIONES TEMPORALES

Certificados de depósito a término	$ 310.483	$ 583.108
Bonos y títulos	90.334	36.996
Títulos hipotecarios	2.834	3.704
Derechos fiduciarios	49.440	8.213
Otras inversiones temporales	2.844	11.693
	$ 455.935	$ 643.714

Las inversiones temporales están representadas en: a) Certificados de depósito a término en pesos colombianos por $87.792 ($288.340 al 31 de diciembre de 2008), cuyos vencimientos son en el mes de enero de 2010. La tasa de interés promedio por el año 2009 fue del 5,78% y para el 2008 del 10,81%; y b) Time deposits en moneda extranjera por $222.691 ($294.768 al 31 de diciembre de 2008), cuyos vencimientos son en marzo y abril de 2010. La tasa de interés promedio por el año 2009 fue del 1,18% y para el 2008 del 2,58%.

6. DEUDORES

	2009	2008
Prestación de servicios	$ 157.579	$ 53.501
Cuentas por cobrar a vinculados (Ver Nota 15)	3.170	181
Avances y anticipos entregados (1)	58.455	8.709
Anticipos de impuestos y contribuciones	18.489	22.250
Depósitos entregados (2)	419.425	239.733
Otros deudores (3)	73.539	44.624
Deudas de difícil cobro	760	760
Subtotal	731.417	369.758
Menos – Cuentas por cobrar a largo plazo	(428.922)	(237.368)
	302.495	132.390
Menos – Provisión para deudas de dudoso recaudo	(63.681)	(26.136)
	$ 238.814	$ 106.254

(1) Corresponde principalmente a anticipos sobre contratos de obra por el proyecto de expansión que adelanta la filial TGI en el tramo Ballena – Barrancabermeja por $57.806 al 31 de diciembre de 2009 ($6.720 al 31 de diciembre de 2008).

(2) Al 31 de diciembre el saldos de depósitos entregados corresponde a:

Fondo de Emergencia Centragas	$ 6.133	$ 6.702
Depósitos Judiciales	1.808	-
Otros depósitos	2.464	-
Administración pensiones (Ver Nota 18)	215.787	220.537
Patrimonio Autónomo Fidubogotá EEB (a)	190.017	-
Patrimonio Autónomo Muña (Ver Nota 17)	1.424	1.864
Otros	1.792	10.630
	$ 419.425	$ 239.733

(a) Corresponde a los derechos fiduciarios incorporados por EEB con el propósito de financiar el proyecto de expansión desde Cusiana, adelantado por TGI. Los activos, pasivos, ingresos y gastos netos de este patrimonio autónomo al 31 de diciembre de 2009 son los siguientes:

Activos totales	$ 190.615
Pasivos totales	(598)
Bienes fideicomitidos (Ver Nota 10)	190.017
Ingresos y gastos, neto	7.335

(3) Al 31 de diciembre el saldo de otros deudores corresponde a:

	2009	2008
Dividendos por cobrar	$ 35	$ 1.843
Cuotas partes pensionales	15.078	16.074
Compartibilidad pensional	19.569	16.989
Plan institucional de pensiones	3.335	-
Venta de embebidos	19.533	-
Préstamos a empleados	6.216	5.915
Otros deudores	9.773	3.803
	$ 73.539	$ 44.624

El detalle de la provisión de cartera es el siguiente:

Saldo inicial	$ 26.136	$ 25.031
Provisión	38.693	1.105
Castigos	(1.148)	-
Saldo final	$ 63.681	$ 26.136

Al 31 de diciembre el saldo de los deudores a largo plazo corresponde a:

Patrimonio Autónomo Fidubogotá EEB	$ 190.017	$ -
Fondo de Emergencia	6.133	6.702
Préstamos de vivienda a empleados	5.895	5.914
Depósitos judiciales	1.808	-
Depósitos entregados	219.003	223.992
Servicios y otros	6.066	760
	$ 428.922	$ 237.368

7. INVENTARIOS

Almacenes	$ 41.374	$ 44.428
Inventario en poder de terceros	544	551
Menos – Provisión para inventarios	(3.630)	(1.208)
	$ 38.288	$ 43.771

El movimiento de la provisión de inventarios es el siguiente:

	2009	2008
Saldo inicial	$ 1.208	$ 1.222
Recuperación	(24)	(14)
Provisión del año	2.446	-
Saldo final	$ 3.630	$ 1.208

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO

Al 31 de diciembre de 2009, los siguientes son los valores de propiedades, planta y equipo:

	Costo Histórico	Depreciación acumulada	Neto
No depreciables:			
Terrenos	$ 9.211	-	$ 9.211
Construcciones en curso (1)	153.310	-	153.310
Bienes muebles en bodega	239	-	239
Materiales y equipos en bodega	1.399	-	1.399
Propiedades, planta y equipo no explotados	114	-	114
Vías de comunicación internas	81	-	81
	164.354	-	164.354
Depreciables:			
Edificaciones	27.944	(11.710)	16.234
Gasoductos	1.082.288	(89.201)	993.087
Plantas y ductos / subestaciones	315.030	(70.649)	244.381
Redes, líneas y cables	375.495	(115.857)	259.638
Maquinaria y equipo	13.496	(2.555)	10.941
Muebles y enseres	4.927	(3.221)	1.706
Equipo de comunicación y computación	11.846	(10.220)	1.626
Equipo de transporte, tracción y elevación	2.877	(598)	2.279
Equipo de comedor, cocina, despensa	71	(59)	12
Subtotal	1.998.328	(304.070)	1.694.258
Provisión para propiedades, planta y equipo	(33.920)	-	(33.920)
	1.964.408	(304.070)	$ 1.660.338

Al 31 de diciembre de 2008, los siguientes son los valores de propiedades, planta y equipo:

	Costo Histórico	Depreciación acumulada	Neto
No depreciables:			
Terrenos	$ 6.406	-	$ 6.406
Construcciones en curso (1)	19.334	-	19.334
Bienes muebles en bodega	239	-	239
Materiales y equipos en bodega	1.399	-	1.399
Propiedades, planta y equipo no explotados	114	-	114
Vías de comunicación internas	81	-	81
	27.573	-	27.573

	Costo Histórico	Depreciación acumulada	Neto
Depreciables:			
Edificaciones	25.520	(10.103)	15.417
Gasoductos	912.465	(55.048)	857.417
Plantas y ductos / subestaciones	264.116	(52.170)	211.946
Redes, líneas y cables	294.837	(66.831)	228.006
Maquinaria y equipo	4.639	(918)	3.721
Muebles y enseres	990	(490)	500
Equipo de comunicación y computación	7.937	(6.228)	1.709
Equipo de transporte, tracción y elevación	1.054	(538)	516
Equipo de comedor, cocina, despensa	71	(58)	13
Subtotal	1.539.202	(192.384)	1.346.818
Provisión para propiedades, planta y equipo	(33.696)	-	(33.696)
	$ 1.505.506	$ (192.384)	$ 1.313.122

(1) Al 31 de diciembre de 2009 y 2008 corresponde a:

Concepto	2009	2008
Expansión Ballena Barrancabermeja	$ 113.683	$ 456
Expansión Centro oriente	1.478	1.478
Construcción variante Checua	18.603	546
Expansión desde Cusiana	5.822	1.103
Ampliación subestación Norean Vasconia	-	12.597
Construcción variante Yamunta	228	-
Construcción redes urbanas y rurales	5.139	-
Inversiones estabilización torres de transmisión de energía	1.501	641
Subestaciones	916	-
Centro de control	557	203
Otros	5.383	2.310
	$ 153.310	$ 19.334

Los activos fijos enunciados anteriormente, son de plena propiedad de la Empresa y no presentan condicional alguno ni garantizan obligaciones con terceros.

9. INVERSIONES PERMANENTES

	2009	2008
Acciones	$ 1.721.988	$ 1.734.359
Menos – Provisión para protección de inversiones	(2.972)	(2.835)
	$ 1.719.016	$ 1.731.524

Las inversiones en acciones al 31 de diciembre de 2009 y 2008 corresponden a:

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Resultado 2009	Porcentaje accionario	Costo	Provisión	Valor en libros	Valorización
En compañías no controladas:									
Emgesa S.A. E.S.P. (1)	Generación de energía	55.758.250	Ordinarias	Col$ 538.424	37,44%	$ 903.053	$ -	$ 903.053	$ 1.320.413
Emgesa S.A. E.S.P. (1)	Generación de energía	20.952.601	Preferenciales		14,07%	316.583	-	316.583	523.684
Codensa S.A. E.S.P. (1)	Distribución de energía	48.025.920	Ordinarias	Col$ 507.408	36,36%	184.930	-	184.930	959.116
Codensa S.A. E.S.P. (1)	Distribución de energía	20.010.799	Preferenciales		15,15%	77.048	-	77.048	403.729
Consorcio Transmantaro S.A.	Transporte de energía	56.921.704	Ordinarias	USD$ 12,246	40,00%	36.105	-	36.105	19.367
Red de Energía del Perú S.A.	Transporte de energía	28.864.000	Ordinarias	USD$ 4,902	40,00%	92.049	-	92.049	57.706
Gas Natural S.A. E.S.P.	Distribución de gas	9.229.121	Ordinarias	Col$ 271.435	24,99%	47.640	-	47.640	157.025
Isagén S.A. E.S.P.	Generación de energía	68.716.000	Ordinarias	Col$ 385.752	2,52%	34.611	-	34.611	115.716
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	Transporte de energía	18.448.050	Ordinarias	Col$ 314.878	1,83%	21.462	-	21.462	217.383
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	Distribución de energía	31.026	Ordinarias	Col$ 21.130	16,23%	4.077	-	4.077	25.503
Gestión Energética S.A. E.S.P.	Generación de energía	161.811.391	Ordinarias	No disponible	0,06%	2.662	(2.573)	89	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Distribución de energía	18.841.584	Ordinarias	No disponible	0,05%	1.020	(261)	759	-
Banco Popular	Servicos Financieros	8.772.703	Ordinarias	Col$ 155.410	0,11%	598	-	598	889
Hidrosogamoso S.A. E.S.P.	Generación de energía	1	Ordinarias	No disponible	0,70%	20	(20)	0	0
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	Servicio de acueducto	10	Ordinarias	No disponible	0,07%	10	(3)	7	0
Grupo Nacional de Chocolates S.A.	Alimentos	223	Ordinarias	Col$ 291.006	0,00%	-	-	-	5
Inco Ltda.	Administración de infraestructura	No disponible	Ordinarias	No disponible	No disponible	97	(97)	-	-
Otros menores	Servicios	No disponible	Ordinarias	No disponible	0,00%	23	(18)	5	-
						$ 1.721.988	$ (2.972)	$ 1.719.016	$ 3.800.536

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Resultado 2008	Porcentaje accionario	Costo	Provisión	Valor en libros	Valorización
En compañías no controladas:									
Emgesa S.A. E.S.P. (1)	Generación de energía	55.758.250	Ordinarias	Col$ 454.310	37,44%	$ 903.053	$ -	$ 903.053	$ 1.255.573
Emgesa S.A. E.S.P. (1)	Generación de energía	20.952.601	Preferenciales		14,07%	316.583	-	316.583	499.278
Codensa S.A. E.S.P. (1)	Distribución de energía	48.025.920	Ordinarias	Col$ 434.789	36,36%	184.930	-	184.930	933.472
Codensa S.A. E.S.P. (1)	Distribución de energía	20.010.799	Preferenciales		15,15%	77.048	-	77.048	393.443
Consorcio Transmantaro S.A.	Transporte de energía	56.921.704	Ordinarias	USD$ 9,745	40,00%	39.626	-	39.626	11.045
Red de Energía del Perú S.A.	Transporte de energía	28.864.000	Ordinarias	USD$ 18,198	40,00%	101.026	-	101.026	58.753
Gas Natural S.A. E.S.P.	Distribución de gas	9.229.121	Ordinarias	Col$ 250.024	24,99%	47.640	-	47.640	128.941
Isagén S.A. E.S.P.	Generación de energía	68.716.000	Ordinarias	Col$ 260.321	2,52%	34.611	-	34.611	88.534
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	Transporte de energía	18.448.050	Ordinarias	Col$ 236.593	1,83%	21.462	-	21.462	111.233
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	Distribución de energía	31.026	Ordinarias	Col$ 20.981	16,23%	4.077	-	4.077	24.610
Gestión Energética S.A. E.S.P.	Generación de energía	161.811.391	Ordinarias	No disponible	0,06%	2.662	(2.508)	154	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Distribución de energía	18.781.876	Ordinarias	No disponible	0,04%	1.013	(305)	708	-
Banco Popular	Servicos Financieros	8.772.703	Ordinarias	Col$ 121.005	0,11%	598	-	598	415
Hidrosogamoso S.A. E.S.P.	Generación de energía	1	Ordinarias	No disponible	0,70%	20	(20)	-	-
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	Servicio de acueducto	10	Ordinarias	No disponible	0,07%	10	(2)	8	-
Grupo Nacional de Chocolates S.A.	Alimentos	223	Ordinarias	Col$ 299.051	0,00%	-	-	-	3
						$ 1.734.359	$ (2.835)	$ 1.731.524	$ 3.505.300

(1) Del total de acciones de Codensa S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P., 20.010.799 y 20.952.601 respectivamente, corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de USD$0.10 por acción para Codensa y USD$0.1107 por acción para Emgesa. Actualmente Emgesa S.A. E.S.P. se encuentra adelantando un proceso de reducción de capital por $444.778, el cual se encuentra pendiente de aprobación por las autoridades pertinentes.

El siguiente es el detalle de los dividendos e intereses recibidos:

	2009	2008
Dividendos ganados:		
Codensa S.A. E.S.P.	$ 226.254	$ 196.754
Emgesa S.A. E.S.P.	213.304	189.957
Gas Natural S.A. E.S.P.	62.841	48.099
Interconexión Eléctrica S.A.	2.749	2.527
Banco Popular	127	112
Isagen S.A.	3.759	3.415
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	1.532	5.030
Subtotal dividendos ganados	510.566	445.894
Intereses financieros ganados	70.857	81.174
	$ 581.423	$ 527.068

10. OTROS ACTIVOS

Gastos pagados por anticipado	$ 1.906	$ 4.060
O&M Pagado por anticipado bajo contratos BOMT	83.386	110.298
Cargos diferidos	51.829	32.510
Impuesto diferido	2.781	3.058
Intangibles	74.095	63.074
Crédito mercantil	126.289	111.899
Derechos de negocio	318.191	318.191
Derechos sobre contratos BOMT's	1.640.093	1.828.386
Derechos fiduciarios en fideicomiso (1)	70.724	-
Otros	2.717	3.151
	2.372.011	2.474.627
Menos – Amortización Acumulada	(178.268)	(141.742)
	2.193.743	2.332.885
Menos – Porción corriente	(92.273)	(31.303)
	$ 2.101.470	$ 2.301.582

El detalle del crédito mercantil al 31 de diciembre de 2009 y 2008 se detalla a continuación:

	2009	2008
Crédito Mercantil Transcogas S.A. E.S.P. (a)	$ 42.531	$ 42.531
Crédito Mercantil Consorcio Transmantaro (b)	69.368	69.368
Crédito Mercantil EEC (c)	14.390	-
	$ 126.289	$ 111.899

(a) El crédito mercantil se originó por la adquisición de acciones de la Transportadora Colombiana de Gas S.A. E.S.P. en dos operaciones así:

- En el mes de junio de 2005 - Corresponde a 53.999.985 acciones equivalentes al 71,9998% por USD$12,500,000 a la tasa representativa del mercado ($2.334,27 por USD$1 del 15 de junio de 2005), el valor patrimonial de la inversión era $10.207 y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por $18.972.

- En el mes de julio de 2008 - EEB compró el 27,999% de capital accionario, representado en 71.400.006 acciones por valor de $33.000, quedando la participación de EEB en 99,99%. El valor patrimonial de la inversión era $9.441 y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por $23.559.

(b) En diciembre de 2006, EEB adquirió el 40% de la participación del Consorcio Transmantaro S.A. localizado en Perú por USD$50,078,471. La adquisición originó un crédito mercantil por USD$30,154,335 ($69.368), dada la diferencia entre el valor patrimonial de las acciones al 30 de noviembre de 2006 (USD$19,924,136) y el valor pagado por EEB (USD$50,078,471).

(c) En el mes de febrero de 2009 - DECSA S.A. E.S.P adquirió el 82,34 % del capital accionario de la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P, representado en 3.268.886.843 acciones por $218.332. El valor patrimonial de la inversión era $ 203.942 y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por $14.390.

(1) Se estructuró un contrato de patrimonio autónomo con el fin desarrollar el proyecto de expansión desde Cusiana y ser sujeto de crédito para financiar el mismo. Al 31 de diciembre de 2009 los activos, pasivos, ingresos y gastos netos del patrimonio autónomo son los siguientes:

Activos totales	$ 320.181
Total pasivos EEB (Ver Nota 6)	(190.017)
Pasivos totales	(59.440)
Bienes fideicomitidos	70.724
Ingresos	175
Gastos	175

Al 31 de diciembre los activos de la fiducia corresponden a efectivo, inversiones, cuentas por cobrar e inventarios en tránsito principalmente. Los pasivos corresponden principalmente a los préstamos otorgados por el Patrimonio autónomo Fidubogotá Empresa de Energía de Bogotá, cuyo beneficiario es la Empresa de Energía de Bogotá (Accionista mayoritario de TGI) por $181.476 a una tasa de DTF+5,5%.

Al 31 de diciembre de 2009 el saldo de los derechos fiduciarios a favor de TGI por aportes a este Patrimonio Autónomo es de $70.724.

11. VALORIZACIONES

	2009	2008
Inversiones (Ver Nota 9)	$ 3.800.536	$ 3.505.300
Propiedades, planta y equipo	378.378	147.350
	$ 4.178.914	$ 3.652.650

El avalúo técnico de la Propiedad, Planta y Equipo de la EEB fue elaborado al 30 de septiembre de 2007 por PRATCO S.A., bajo la metodología de costos de reposición y/o valores de mercado.

Para Transcogas, el avalúo técnico de las propiedades, planta y equipo fue elaborado al 31 de diciembre de 2007 por la Lonja de Propiedad Raíz de Bogotá, bajo la metodología de costos de reposición.

12. DEUDA A LARGO PLAZO

	Tasa de interés	Fecha de vencimiento	2009	2008
Obligaciones financieras:				
Kreditansantal Fur Wiederaufbau	5,5%	30/06/2013	$ 6.159	$ 8.420
Credit Suisse	Sin interés	10/08/2012	4.101	5.830
BBVA	3,6%	22/01/2010	15.011	-
Helm Bank	DTF + 1%	12/03/2010	35.084	-
Banco de Bogotá	DTF + 3%	22/02/2010	100.958	101.318
HBU Bank N.V. (1)	8,75%	31/10/2014	1.265.165	1.388.548
HBU Bank N.V.-Senior Notes (2)	9,50%	03/10/2017	1.568.371	1.721.325
Corporación Andina Fomento (3)	Libor + 1,6%	30/05/2020	204.921	225.263
Otras			8	8
Subtotal			3.199.778	3.450.712
Menos – Porción corriente			(208.070)	(164.150)
			$ 2.991.708	$ 3.286.562

(1) EEB constituyó la filial EEB International Ltd. como vehículo de inversión para la emisión de bonos en los mercados internacionales de capital. La emisión fue realizada por USD$610 millones ($1.246.980 más interés por $18.185 al 31 de diciembre de 2009) a 7 años con una tasa de interés en dólares de 8,75% con pagos semestrales. La amortización del capital es en 2014. La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., garantiza en su totalidad la emisión de bonos realizada por su filial EEB International Ltd. En consecuencia, EEB International posee un pasivo en cabeza del Bank of New York que representa a los bonistas como agente. La emisión de los bonos asciende a USD$610 millones.

(2) TGI constituyó la filial TGI International Ltd. como vehículo de inversión para la emisión de bonos en los mercados internacionales de capital. La emisión fue realizada por USD$750 millones equivalentes a $1.533.173 más interés por $35.200 al 31 de diciembre de 2009 a 10 años con pagos de intereses semestrales en dólares a una tasa de interés de 9,50%. TGI garantiza en su totalidad la emisión de bonos realizada por su filial TGI International Ltd. En consecuencia, TGI International posee un pasivo en cabeza del Bank of New York que representa a los bonistas como agente. La emisión de los bonos asciende a USD$750 millones.

(3) Como parte del proceso de restructuración de las obligaciones financieras en mayo de 2008, la Empresa gestionó un préstamo con la Corporación Andina de Fomento CAF, con una tasa de interés Libor + 1,6% semestre vencido, y amortizaciones de capital en 14 cuotas semestrales a partir del año 2013. Esta operación se hizo para sustituir el crédito contratado con el banco ABN AMRO BANK por valor de USD$100 millones.

La deuda en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2009 asciende a USD$1.460 millones (el mismo valor en 2008), €$2.099.548 Euros (€$2.699.419 Euros en 2008) y CHF $2.073.391 Francos Suizos (CHF $2.764.522 al 31 en 2008).

Los instalamentos de deuda pagaderos en los próximos años son como siguen:

Año	Valor
2009	$ 208.070
2010	3.329
2011	3.329
2012	3.329
2013 y siguientes	2.981.721
	$ 3.199.778

Covenants – EEB y TGI en calidad de garantes de la emisión de bonos efectuada por EEB International Ltd. y TGI International Ltd. y bajo lo estipulado en el Indenture de la emisión adquirieron los siguientes compromisos para incurrir en algunas actividades:

Para EEB –

- La relación de endeudamiento entre la deuda neta consolidada y el EBITDA consolidado no debe ser superior a 4,5:1,0.

- La relación entre el EBITDA consolidado y el gasto de intereses consolidado no debe ser inferior a 2,25:1,0.

Para TGI –

- La relación de endeudamiento entre la deuda neta y el EBITDA no debe ser superior a 4.8:1.0.

- La relación entre el EBITDA y el gasto de intereses no debe ser inferior a 1.7:1.0.

En el evento en que cualquiera de los compromisos anteriores se incumpla, la Empresa y sus filiales (TGI, TGI International, Transcogas y EEB International Ltd.) tendrían las siguientes limitaciones:

- La Empresa y sus filiales no podrán crear, incurrir o asumir, ni permitirán que exista ningún gravamen sobre ninguna propiedad o activo, utilidad o ingreso (incluyendo cuentas por cobrar) o derechos con respecto a alguno de ellos.

- La Empresa y sus filiales no podrán fusionarse o consolidarse con ninguna otra sociedad. De este evento se excluye la posible fusión de TGI con Transcogas.

- La Empresa y sus filiales no podrán dedicarse a ningún negocio diferente al negocio de transmisión de energía y gas y a las actividades o negocios que estén relacionadas.

- La Empresa y sus filiales no podrán crear ni adquirir ninguna subsidiaria, ni podrán efectuar ninguna inversión en otra sociedad, excepto las inversiones relacionadas en el curso ordinario de los negocios.

- La Empresa y sus filiales no podrán enajenar ningún activo a excepción de:

  - Ventas de inventarios, activos averiados, obsoletos, usados, improductivos o sobrantes, desperdicios e inversiones en el curso ordinario de los negocios.

  - Otras enajenaciones por una contraprestación que no exceda, individualmente o en conjunto USD$30.000.000 (o su equivalente en otras monedas) al año.

- La Empresa y sus filiales no podrán incurrir en ningún endeudamiento y no podrán garantizar ninguna obligación a favor de un tercero.

Adicional a lo anterior, la Empresa y sus filiales no podrán efectuar ningún cambio en el tratamiento contable y prácticas de reportes financieros o en el tratamiento de impuestos, excepto lo exigido o permitido por los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, aplicados uniformemente durante los períodos.

13. OPERACIONES DE COBERTURA

El 6 de noviembre de 2008, EEB contrató una operación de cobertura consistente en un cupón swap (intercambio de cupones) a través de la cual EEB recibe una tasa de interés del 8,75% en dólares sobre un monto de USD$133 millones y se obliga a pagar una tasa de interés fija en pesos de 10,85% sobre un monto nocional de $311.220 (equivalente a los USD$133 millones convertidos a una tasa spot de $2.340,00).

En enero de 2009 TGI celebró operaciones de cobertura con el fin de mitigar los efectos de las fluctuaciones en la tasa de cambio sobre la deuda en dólares adquirida por la emisión de bonos en los mercados internacionales de capital, estas operaciones consisten en la combinación de

swaps y forward donde la Empresa se obliga a pagar a partir de 2011 una tasa cupón del 2 % sobre el monto nocional, convertida en pesos con la tasa spot previamente definida por la Empresa e intercambiar pesos por dólares a la tasa forward cotizada por la contraparte en la fecha del vencimiento. Estos contratos son ajustados mensualmente a su valor de mercado y el ajuste obtenido es llevado a cuentas de resultado.

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008 las valoraciones de los contratos de cobertura son las siguientes:

	2009	2008
Derechos sobre operaciones de cobertura	$ (418.760)	$ (147.682)
Obligaciones sobre operaciones de cobertura	540.616	154.933
	$ 121.856	$ 7.251

El efecto de la valoración de las operaciones de cobertura en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2009 generó un gasto por $114.605 ($7.251 a diciembre de 2008). Ver Nota 25

14. CUENTAS POR PAGAR

Proveedores nacionales	$ 45.691	$ 4.847
Acreedores varios (1)	19.179	7.417
Dividendos por pagar	199	174
Impuestos por pagar	10.033	6.750
Anticipos sobre ventas de bienes y servicios	682	518
Depósitos recibidos de terceros (2)	24.480	16.903
Compañías vinculadas (Nota 15)	4.588	117
Otras	1.476	3.663
	$ 106.328	$ 40.389

(1) Al 31 de diciembre de 2009 incluye principalmente servicios por $6.069; honorarios por $1.524 y otros acreedores por $9.354. Al 31 de diciembre de 2008 incluye principalmente $4.539 por servicios y honorarios por $1.624.

(2) Incluye depósitos de KFW y convenio suscrito con la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá S.A. E.S.P. por $5.886 ($7.816 al 31 de diciembre de 2008), retención fondo de reserva contratistas TGI $3.573 y depósitos recibidos de terceros de EEC por $14.384. El convenio suscrito con Fondatt para la adecuación del Edificio de la Calle 13 fue totalmente ejecutado durante el año 2009 ($9.087 millones a diciembre 31 de 2008).

15. TRANSACCIONES CON EMPRESAS VINCULADAS

	2009	2008
Activo:		
Cuentas por cobrar – (Ver Nota 6)		
Codensa S.A. E.S.P.	$ 2.784	$ 143
Emgesa S.A. E.S.P.	386	38
	3.170	181
Pasivo:		
Cuentas y documentos por pagar – (Ver Nota 14)		
Codensa S.A. E.S.P.	$ 3.963	$ 117
Emgesa S.A. E.S.P.	412	-
Synapsis de Colombia Ltda.	158	-
Compañía Americana de Multiservicios Ltda.	55	-
	$ 4.588	$ 117

El siguiente es el efecto en resultados de las transacciones con Empresas relacionadas adicionales a los dividendos recibidos descritos en la Nota 9:

Ingresos		
Emgesa S.A. E.S.P.	$ 1.714	$ 641
Codensa S.A. E.S.P.	2.524	3.087
	$ 4.238	$ 3.728
Costos y gastos		
Emgesa S.A. E.S.P.	$ 1.174	$ 499
Codensa S.A. E.S.P.	22.561	3.341
Synapsis de Colombia Ltda.	569	-
Compañía Americana de Multiservicios Ltda.	55	-
	$ 24.359	$ 3.840

Contratos servicios técnicos de apoyo – EEB firmó dos contratos con el objeto de brindar apoyo técnico, prestar asesoría jurídica, administrativa y financiera en la ejecución de actividades que son requeridas para el desarrollo del objeto social de Transcogás y TGI. Estos contratos se firmaron en el año 2006 y 2009, respectivamente con un plazo de 20 años cada uno. El pago anual corresponde al 6% y 1,4% del EBITDA anual de Transcogás y TGI, respectivamente.

La Empresa no presentó operaciones vinculadas con: Accionistas que poseen más del 10% de las acciones de la Empresa, Miembros de Junta Directiva, Representantes Legales y sociedades donde los anteriores tengan directa o indirectamente una participación igual o mayor al 10% de las acciones en circulación

16. RECAUDOS A FAVOR DE TERCEROS

	2009	2008
Cuota de fomento	$ 1.942	$ 1.902
Impuesto de transporte	11.447	6.250
Encargo Fiduciario- Gasoducto del Ariari	597	89
Contribución de industrias	1	10
Otras operaciones de terceros	3.191	-
	$ 17.178	$ 8.251

Cuota de fomento - Corresponde al 3% sobre el valor de la tarifa que las Filiales Transcogas y TGI facturan y recaudan de los remitentes del sistema nacional de transporte de gas por el gas efectivamente transportado de acuerdo a lo estipulado en la Ley 401 de 1997. Este fondo especial es transferido al Ministerio de Minas y Energía.

Impuesto de transporte - Por delegación del Ministerio de Minas y Energía, trimestralmente se factura a los remitentes el impuesto de transporte establecido en el Código de Petróleos (Decreto 1056 de 1953) y con base en resoluciones expedidas por el Ministerio, se efectúan los pagos a los municipios por donde pasan los gasoductos, con base en la cantidad de gas efectivamente transportado.

Contribución de industrias – Corresponde al valor recaudado a las industrias de acuerdo con lo establecido en la Ley 143 de 1994 por parte de las Filiales Transcogas y TGI.

17. PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES

Provisión para contingencias	$ 49.046	$ 29.514
Otras provisiones (1)	45.920	31.757
	94.966	61.271
Menos:		
Pasivos estimados y provisiones a largo plazo	(42.804)	(39.885)
	$ 52.162	$ 21.386

(1) Al 31 de diciembre de 2009, incluye principalmente provisión para compras de energía por $15.620, provisión opción de compra BOMT por $10.129 y provisión para estimados de cierre por $6.390. Al 31 de diciembre de 2008 incluye principalmente provisión para opción de compra BOMT por $12.334 y provisión para estimados de cierre por $6.106.

Las provisiones para contingencias corresponden a:

	2009	2008
Administrativas	$ 20.691	$ 20.870
Civiles	6.573	3.979
Laborales	3.100	3.277
Fiscales y otros	18.682	1.388
	$ 49.046	$ 29.514

Contingencias - A continuación se describen los principales asuntos contingentes que la Empresa y sus Filiales se encuentran atendiendo al 31 de diciembre de 2009 y 2008:

Acción Popular – Existe una acción popular por cuantía indeterminada contra Codensa S.A. E.S.P., la EEB y la Alcaldía Mayor de Bogotá a fin de que se ordene anular convenios y recuperar los activos del servicio de alumbrado público junto con los respectivos perjuicios económicos. En esta demanda se obtuvo sentencia favorable a la Empresa en primera instancia en el Tribunal Administrativo y actualmente se encuentra en apelación en el Consejo de Estado. La Presidencia de la Empresa y sus asesores legales consideran que estas demandas son infundadas por lo que estiman que estas contingencias son remotas.

Acción de Grupo – En el año 2001, se presentó una acción de grupo en contra de la EEB, Emgesa y la CAR por los supuestos perjuicios materiales y morales ocasionados por el daño ambiental producido en el embalse del Muña. La pretensión inicial de los demandantes es de USD$1.500 millones aproximadamente.

En la actualidad la Empresa está llevando a cabo el cumplimiento de una sentencia emitida por el Tribunal Superior de Bogotá producto de una acción popular que le ordenó a la EEB proceder a adoptar las medidas técnicas y jurídicas necesarias para mitigar los impactos ambientales que el Embalse del Muña genera sobre la población de Sibaté. La Empresa conformó una Mesa Técnica de Trabajo, coordinada por la Universidad de los Andes, con la participación de especialistas internacionales, con el objetivo de analizar la situación del Muña y proponer acciones tendientes a mejorar su calidad ambiental. Como resultado, la Empresa se encuentra adelantando un plan de acción que incluye obras civiles y acciones tendientes al mejoramiento ambiental del Embalse y a disminuir el grado de polución a índices aceptables. Estas actividades están siendo supervisadas por un comité de vigilancia que para tal efecto instaló el Juzgado Cuarto Civil del Circuito de Bogotá, éste comité está integrado por representantes de la Empresa, el Ministerio de Medio Ambiente, el Municipio de Sibaté, la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, el Ministerio Público, Ecofondo y un delegado del Defensor del Pueblo en asuntos ambientales. El comité de vigilancia es el encargado de verificar el cumplimiento de la sentencia proferida contra la Empresa y de supervisar que el plan de acción se lleve a cabo.

Por otra parte, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca mediante sentencia del 25 de agosto de 2004, en desarrollo de un proceso de acción popular relacionado con el Río Bogotá y el Embalse del Muña, aprobó el Pacto de Cumplimiento presentado por la Empresa el cual contiene las mismas obras y acciones que conforman el Plan de Acción que la Empresa está

llevando a cabo en el municipio de Sibaté, en cumplimiento de la sentencia del Tribunal Superior de Bogotá, incluyendo adicionalmente, el mantenimiento de las obras por dos años más.

Durante el año 2005, la Empresa suscribió convenios con Emgesa S.A. E.S.P. y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá S.A. E.S.P., con el objeto de participar en las obras y actividades tendientes a: a) retiro del buchón en el Embalse del Muña y terminación del estudio denominado "Definición y Valoración Técnica de Alternativas de Sectorización, Operación y Manejo y Modelación Hidrodinámica y de Calidad del Agua del Embalse del Muña", b) Definición del modelo y selección de alternativas para seguir con las obras dentro del Embalse y c) Definición de compromisos a asumir por las partes a la finalización del convenio, con el objeto de implementar fases posteriores a la ejecución. En consecuencia, se constituyó un encargo fiduciario en la Fiduciaria de Occidente cuyo saldo a 31 de diciembre de 2009 es $1.424 ($1.864 al 31 de diciembre de 2008) (Ver Nota 6).

Otras contingencias – Al 31 de diciembre de 2009, el valor de las reclamaciones de la Empresa y sus Filiales por litigios administrativos, fiscales, civiles, laborales y arbitrales ascienden a $91.904 ($54.961 al 31 de diciembre de 2008), y otros por importes indeterminados. Con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, ha provisionado $49.046 ($29.514 al 31 de diciembre de 2008) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias.

La administración de la Empresa estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para los intereses de la Empresa y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa la posición financiera de la Empresa.

18. PENSIONES DE JUBILACIÓN Y BENEFICIOS COMPLEMENTARIOS

	2009	2008
Cálculo actuarial pensiones de jubilación	$ 269.663	$ 220.548
Menos – Porción corriente	(31.854)	(27.461)
Pensiones de jubilación a largo plazo	$ 237.809	$ 193.087

El gasto registrado en el estado de resultados por concepto de pensiones de jubilación se compone así:

Pagos de pensiones (empleados jubilados) (Nota 24)	$ 26.609	$ 26.448

El valor de la obligación por concepto de pensiones al 31 de diciembre de 2009 y 2008 se determina con base en un cálculo actuarial. Dicho cálculo fue elaborado por un actuario independiente, teniendo en cuenta una tasa DANE (IPC de largo plazo, equivalente al promedio ponderado del IPC de los últimos tres años) del 6,48% al 31 de diciembre de 2009 y 5,15% a 31 de diciembre de 2008. El número de personas cobijadas en el cálculo actuarial al 31 de diciembre de 2009 es de 1.939 para EEB (1.950 a 31 de diciembre de 2008) y 324 para EEC.

En acta 1325 del 2 de noviembre de 2000, la Junta Directiva ordenó la segregación operativa del Fondo de Pensiones de la Empresa. En julio de 2002, la EEB suscribió un contrato con Fiducolombia y Consorcio Pensiones Energía (conformado por Fiduciaria Previsora y Fiduciaria Bogotá) cuyo objeto es la constitución de un patrimonio autónomo para administrar los recursos financieros destinados a respaldar las obligaciones pensionales y el pago de las mismas, así como la administración del personal pensionado. Para tal efecto, Fiducolombia participa con la administración del 60% de los pensionados y el consorcio "Pensiones Energía", con la administración del 40% restante. De acuerdo con los mencionados contratos, el patrimonio autónomo ascenderá al monto del capital necesario para atender las obligaciones pensionales a cargo de la Empresa y a favor del personal pensionado actual y futuro y debe corresponder al monto de las obligaciones pensionales, en la proporción adjudicada a cada Fiduciaria. El patrimonio autónomo tendrá ajustes o nuevos aportes en la medida en que se requiera. La vigencia del contrato es por un periodo de cinco (5) años, el cual fue renovado durante el 2007 bajo las mismas condiciones.

Al 31 de diciembre 2009, el Fondo de Pensiones asciende a $215.787 ($220.537 al 31 de diciembre de 2008) los cuales se encuentran reflejados dentro de las cuentas por cobrar a largo plazo. De acuerdo con los contratos suscritos con las Fiduciarias que manejan dichos patrimonios, la diferencia entre el valor del pasivo pensional y el valor del patrimonio autónomo al 31 de diciembre, será reintegrado o trasladado entre la Empresa y las Fiduciarias, dependiendo de la naturaleza de las diferencias, en abril y mayo de cada año, respectivamente. En mayo de 2009, la Empresa recibió recursos del Patrimonio Autónomo Consorcio Pensiones Energía por $262 y entregó recursos por $273 al Patrimonio Autónomo Fiducolombia, con el fin de ajustar el saldo de tales patrimonios autónomos con el valor de las obligaciones pensionales del cálculo actuarial a diciembre de 2008.

En adición al pasivo por pensiones de jubilación, EEB y EEC registran el pasivo por beneficios médicos y otras prestaciones adicionales a que tienen derecho los pensionados, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Para EEC estos beneficios se incluyeron a partir del 1 de enero de 2009. Los beneficios incluidos, se determinaron por medio de un cálculo actuarial, teniendo en cuenta los acuerdos laborales vigentes. Por lo tanto, se está provisionando el pasivo que, a valor presente, cubre la obligación estimada por beneficios proyectados de los pensionados a la fecha de cierre del ejercicio. Al 31 de diciembre de 2009, el cálculo actuarial por este concepto ascendió a $76.297 ($58.407 al 31 de diciembre de 2008).

	2009	2008
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación	$ 76.297	$ 58.407
Menos – Porción corriente	(6.446)	(4.986)
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación a largo plazo	$ 69.851	$ 53.421

19. OTROS PASIVOS

	2009	2008
Ingresos recibidos por anticipado (1)	$ 3.383	$ 2.815
Impuesto diferido (2)	67.330	52.631
Otros acreedores	6.090	-
	76.803	55.446
Menos – Porción corriente	(1.012)	(145)
	$ 75.791	$ 55.301

(1) Corresponde principalmente al pago anticipado del contrato de usufructo suscrito por la Empresa con Interconexión Eléctrica S.A (ISA S.A E.S.P.) cuyo objeto es el aprovechamiento de la infraestructura de transmisión de EEB para la instalación de redes de comunicaciones.

(2) Corresponde a las diferencias presentadas por mayor valor en la aplicación de la vida útil fiscal frente a la contable para realizar el cálculo de la depreciación, y la diferencia en el plazo de amortización fiscal frente al contable, correspondiente a la plusvalía derechos de negocio.

20. IMPUESTOS

Impuesto sobre la renta – La Empresa y sus filiales colombianas están sujetas al impuesto de renta a una tarifa aplicable del 33% sobre la renta líquida.

De conformidad con el Artículo 191 del Estatuto Tributario, las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios no se encuentran sujetas a renta presuntiva.

La provisión para impuestos sobre la renta y complementarios se descompone así:

Impuesto corriente del año	$ 5.143	$ 14.667
Efecto del impuesto sobre la renta diferido	20.852	26.945
	$ 25.995	$ 41.612

Impuesto al patrimonio – Mediante la Ley 1111 de 2006, el Gobierno Nacional creó el impuesto al patrimonio para los años gravables 2007 a 2010. La base imponible del Impuesto al Patrimonio está constituida por el valor del patrimonio líquido del contribuyente poseído el 1° de enero de 2007 aplicando una tarifa del 1,2%. Durante el 2009 y 2008 la empresa pagó $9.906 cada año, con cargo a cuenta revalorización del patrimonio, acogiéndose a lo dispuesto en las normas colombianas.

Impuesto de industria y comercio - La Empresa declara y paga el Impuesto de Industria y Comercio sobre sus ingresos.

Reforma tributaria - A continuación se resumen las modificaciones más importantes al régimen tributario colombiano para los años 2010 y siguientes, introducidas por la ley 1370 del 30 de diciembre de 2009:

Establece que por el año 2011 el impuesto al patrimonio sea calculado con base en el valor del patrimonio líquido poseído el 1° de enero del año 2011. La tasa aplicable será de 2,4% para patrimonios cuya base gravable este entre $3.000 y $5.000 millones y de 4,8% para patrimonios cuya base gravable sea igual o superior a $5.000 millones. Dicho impuesto seria causado una sola vez y pagadero en 8 cuotas entre 2011 y 2014. Se mantiene la opción de registrar este impuesto contra la cuenta de revalorización del patrimonio. No hace parte de la base gravable el valor patrimonial neto de la inversión en acciones de sociedades nacionales.

A partir del período gravable 2010, la deducción de las inversiones realizadas en activos fijos reales productivos pasa del 40% al 30% del valor de la inversión.

21. PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS

Capital – El capital autorizado es de 306.041.892 acciones de valor nominal de $7.744,038 cada una, de las cuales 85.871.565 acciones estaban suscritas y pagadas al 31 de diciembre de 2009, dichas acciones se encuentran distribuidas así:

	Número de acciones	%
Distrito Capital	70.023.922	81,544947
Ecopetrol S.A.	6.310.980	7,349325
Corficolombiana S.A.	3.271.505	3,809766
Trabajadores, y otros accionistas	6.217.130	7,240033
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

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Empresa, celebrada el 26 de marzo de 2009, ordenó repartir dividendos por valor de $309.283: $205.925 contra la utilidad del año 2008, $14.489 por liberación de la reserva adquisición de acciones de Emgesa, $21.403 contra la reserva ocasional (diferencia en cambio) y $67.466 contra utilidades de ejercicios anteriores; dividendos que fueron cancelados en mayo, octubre y diciembre de 2009.

Revalorización del patrimonio – La revalorización de patrimonio no puede distribuirse como utilidades pero puede capitalizarse.

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

Reserva para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas – Para efectos de que las utilidades del ejercicio 1997 disfruten de la exención del impuesto sobre la renta del artículo 211 del Estatuto Tributario, éstas fueron apropiadas como reserva para la rehabilitación, extensión y reposición de los sistemas para la prestación del servicio público domiciliario.

Reserva Decreto 2336 de 1995 – Dando cumplimiento al decreto 2336 de 1995, que trata sobre realización de las utilidades generadas por la aplicación de métodos especiales de valoración de inversiones, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas ordenó la constitución de ésta reserva con cargo a las utilidades del año 2007.

Reserva Art. 130 de ET– La asamblea general de accionistas ordenó la constitución de una reserva ocasional por $5.921, con el fin de dar cumplimiento al artículo 130 del ET por exceso de la depreciación fiscal deducible del impuesto de renta del año 2008.

Retención dividendos – El Decreto 567 de 2007, estableció la retención en la fuente para los dividendos y participaciones que se realicen a los socios, accionistas, comuneros, asociados, suscriptores o similares que sean declarantes del impuesto sobre la renta, en exceso del resultado previsto en el numeral 1 ó en el Parágrafo 1 del artículo 49 del Estatuto Tributario, están sometidos a retención en la fuente a título de impuesto sobre la renta a la tarifa del veinte por ciento (20%).Cuando el beneficiario del pago o abono en cuenta sea una persona natural no obligada a presentar declaración de renta y complementarios, la tarifa de retención en la fuente es de 33%. Para los accionistas extranjeros sin residencia o domicilio en Colombia la tarifa será del 33%, sobre los dividendos gravados.

22. COSTOS DE VENTAS

	2009	2008
Transmisión de electricidad:		
Servicios personales	$ 5.608	$ 4.520
Generales	1.494	2.048
Depreciaciones	13.765	13.724
Amortizaciones	660	107
Arrendamientos	119	167
Bienes y servicios	854	806
Contribuciones	8.656	10.222
Operación y mantenimiento	4.086	3.931
Honorarios	942	1.620
Servicios públicos	115	80
Seguros	1.063	1.288
Impuestos	867	899
Contratos de servicios	754	680
	38.983	40.092

	2009	2008
Distribución de energía:		
Servicios personales	$ 9.325	$ -
Generales	3.967	-
Depreciaciones	3.814	-
Arrendamientos	144	-
Operación y mantenimiento	24.992	-
Impuestos	51	-
Seguros	671	-
Compras de Energía	111.022	-
Uso de líneas redes y ductos	57.885	-
Otros	2.570	-
	214.441	-
Transporte de gas natural:		
Servicios personales	10.265	7.627
Generales	6.981	4.033
Depreciaciones	29.167	27.368
Amortizaciones	60.241	60.193
Arrendamientos	7.662	7.723
Operación y mantenimiento	64.081	47.356
Seguros	4.650	4.049
Otros	5.879	5.186
	188.926	163.535
	$ 442.350	$ 203.627
Gastos Administrativos asignados a Transmisión	(4.451)	(4.609)
Gastos Administrativos asignados a Distribución	(31.308)	-
Gastos Administrativos asignados a Transporte	(36.429)	(28.604)
	$ (72.188)	$ (33.213)

23. OTROS INGRESOS

Recuperación de provisiones (1)	$ 13.887	$ 19.233
Utilidad en venta de propiedades (2)	9.405	273
Arrendamientos	3.356	2.862
Servicios	1.567	950
Ajustes de ejercicios anteriores (3)	8.887	678

	2009	2008
Extraordinarios (4)	5.604	-
Otros	849	3.941
	$ 43.555	$ 27.937

(1) Al 31 de diciembre incluye principalmente recuperaciones de compartibilidad pensional por $3.382, de cuotas partes pensionales por $2.122, de pérdidas de gas por $3.296 y de litigios y demandas por $2.109. Al 31 de diciembre de 2008 incluye principalmente recuperaciones de compartibilidad pensional por $6.441, de cuotas partes pensionales por $2.452, de cálculo actuarial por $4.804 y de litigios y demandas por $1.247.

(2) Al 31 de diciembre de 2009 corresponde principalmente a la utilidad en la venta de los activos embebidos a Promigas S.A. E.S.P.

(3) Corresponde principalmente a ingresos por recuperación de inventarios por $2.030, ajustes de cartera derivados de la conciliación con el sistema de información comercial $2.552, convenios interadministrativos por $396 e ingresos no reconocidos en el año 2008 por reliquidación de transacciones bolsa de energía $2.680.

(4) A 31 de diciembre de 2009, corresponde a ajustes de cartera derivados de la conciliación con el sistema de información comercial por $2.712, a recuperación provisión de cartera $1.223, a ingresos por arrendamientos por $991 y convenios interadministrativos $678.

24. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Servicios personales	$ 11.672	$ 8.587
Contribuciones imputadas	1.312	1.213
Contribuciones efectivas	4.200	4.145
Aportes sobre nómina	326	273
Pensiones de jubilación (Ver Nota 18)	26.609	26.448
Amortización cálculo prestaciones adicionales	15.631	537
Cuotas partes pensionales	535	1.793
Servicios médicos	3.243	3.113
Honorarios (1)	4.858	4.390
Estudios y proyectos	968	806
Servicios públicos	145	275
Publicidad y propaganda	1.628	1.420
Suscripciones y afiliaciones	184	170
Impuestos (2)	12.373	11.283
Vigilancia y seguridad	714	651
Comunicación y transporte	812	626
Mantenimiento, materiales y suministros	1.617	1.574
Mejoras a propiedades ajenas	-	193
Seguros	868	930
Otros gastos generales	3.404	5.353
Depreciaciones	675	658
Amortizaciones	5.904	8.376

	2009	2008
Provisión para protección de inversiones	891	932
Provisión para deudores	625	1.105
Provisión para contingencias	3.643	3.438
Provisión diversos	2.361	-
(Menos) Gastos asignados al negocio de transmisión	(4.451)	(4.609)
	$ 100.747	$ 83.680

(1) Corresponde principalmente a los honorarios pagados por la asesoría para la implementación del nuevo modelo de negocios del grupo, honorarios de revisoría fiscal, el diseño de la estrategia para la cobertura de riesgos financieros, honorarios calificación de riesgos y honorarios banca de inversión, así como la actualización del sistema integrado de información SAP entre otros.

(2) Al 31 de diciembre de 2009 y 2008 incluye:

Gravamen al movimiento financiero	$ 444	$ 212
Impuesto de industria y comercio	8.180	7.325
Impuesto predial	993	867
Otros impuestos y contribuciones	934	186
Impuesto a las ventas descontable	1.822	2.693
	$ 12.373	$ 11.283

A continuación se relaciona el número de empleados activos de la Empresa y sus filiales a 31de diciembre de 2009 y 2008:

Empleados de dirección y confianza	27	25
Otros empleados	122	110
Total empleados EEB	149	135
Empleados de dirección y confianza	24	25
Otros empleados	153	133
Total empleados TGI	177	158
Empleados de dirección y confianza	2	2
Otros empleados	2	3
Total empleados Transcogas	4	5
Empleados de dirección y confianza	5	-
Otros empleados	13	-
Total empleados Congas Perú	18	-

En cumplimiento de lo ordenado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Empresa implantó el sistema de costos basado en actividades de que trata la Ley 142 de 1993. Los criterios y factores de distribución fueron discutidos y aprobados en Comité de Gerencia con base en un estudio preparado por la Gerencia Financiera.

25. GASTOS FINANCIEROS

	2009	2008
Intereses (1)	$ 295.967	$ 278.590
Comisiones	1.015	2.030
Operaciones de Cobertura (Ver nota 13)	114.605	7.251
Gastos bancarios	1.560	533
	$ 413.147	$ 288.404

(1) Al 31 de diciembre de 2009 y 2008 corresponde a los intereses pagados por los créditos suscritos por las Empresas para llevar a cabo el proceso de compra de los activos, derechos y contratos de Ecogás.

26. CUENTAS DE ORDEN

Deudoras de control:		
Bienes entregados en garantía	$ 57.287	$ 57.287
Contratos de obra – Gasoducto de la Sabana (1)	1.039	1.169
Fiscales	1.420.890	1.212.804
Garantías contractuales	6.560	-
Otras cuentas deudoras	211.051	7.526
	1.696.827	1.278.786
Responsabilidades contingentes:		
Garantías y avales otorgados (2)	2.780.153	3.051.282
Bienes entregados en garantía (3)	92.049	101.026
	2.872.202	3.152.308
Litigios o demandas:		
Civiles	6.670	2.225
Laborales	8.432	3.365
Administrativas	17.504	17.554
Arbitrales a favor	10.252	2.303
	42.858	25.447

	2009	2008
Acreedoras de control		
Contratos de servicios	65.806	44.224
Ordenes de compra	13.578	11.415
Fiscales	-	9.736
Aportes de capital	205.491	205.491
Capital proveniente de revalorización de patrimonio	460.043	459.501
Otras acreedoras	225.000	970
Contratos de leasing (4)	40	364
	969.958	731.701
	$ 5.581.845	$ 5.188.242

(1) Desde el año 2003 Transcogas tiene un contrato suscrito con Gas Natural S.A. E.S.P. para la construcción de los siguientes tramos de obra y estaciones, cuyo valor en dólares al 31 de diciembre de 2009 y 2008 asciende a USD$520.916.

Estaciones	Precio USD$
Río Bogotá - Calle 13	$ 520.916

(2) Corresponde a las garantías entregadas por EEB y TGI para la emisión de bonos durante los años 2008 y 2007 por USD$610 millones y USD$750 millones, respectivamente.

(3) Al 31 de diciembre de 2009, las cuentas de Orden Derechos Contingentes incluyen $92.049 ($101.026 al 31 de diciembre de 2008) por el valor de la prenda sobre las acciones que tiene la Empresa en Red de Energía del Perú S.A. como garantía de obligaciones que tiene dicha Empresa con entidades financieras.

(4) A 31 de diciembre de 2009 Transcogas S.A. E.S.P. tiene un contrato de arrendamiento leasing por concepto del gasoducto para transporte de gas natural por valor de $6.835. El valor de los cánones y opciones de compra pendientes de cancelar a esa misma fecha son como se detallan a continuación:

25421 – Financiación tramo 1	$ 40	$ 49
27212 – Financiación tramo 2	0	315
	$ 40	$ 364

El vencimiento de los cánones por pagar incluida la opción de compra es así:

2010	40
2011 y siguientes	0
	$ 40

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2009 y 2008 se llevaron a resultados pagos de cánones de arrendamiento financiero por valor de $315 y $1.723 respectivamente.

27. LEASING DE INFRAESTRUCTURA

El 21 de diciembre de 2009, la Empresa suscribió el contrato de arrendamiento financiero leasing número 106493 con Leasing Bancolombia S.A. Empresa de financiamiento, cuyo objeto es la adquisición de las oficinas 901, 1001, 2 locales y 41 parqueaderos del edificio ubicado en la carrera 9 73 - 44 con las siguientes condiciones:

Valor de los bienes adquiridos	$10.468.
Tasa de interés	DTF T.A. + 3,75 puntos.
Plazo del contrato	144 meses.
Periodicidad de pago	Mensual.
Valor de la opción de adquisición	$3.140.
Porcentaje de la opción	30%
Cuotas extraordinarias contingentes	No incluidas en el contrato
Amortización	Hasta la cuota 24, periodo de gracia en pago de capital desde la cuota 25 hasta la cuota 96 se amortiza un 15% de la obligación, desde la cuota 97 y hasta la 144 se amortiza un 55% de la obligación.

28. EVENTOS POSTERIORES

Adjudicación proyecto Guatemala - El 21 de enero de 2010 EEB resultó adjudicataria de la Licitación PET-1-2009, en Guatemala para la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica en este país. El Ministerio de Energía y Minas de Guatemala adjudicó la construcción y operación de la red, de la que la Empresa será la operadora. El proyecto demandará una inversión de entre US$373 y US$420 millones.

El proyecto consiste en 6 lotes distribuidos a lo largo del territorio Guatemalteco, constituyendo un total de 850 kms de líneas de 230 Kv y 24 obras entre las que se incluyen ampliaciones y construcción de nuevas subestaciones.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

BALANCES GENERALES AL 30 DE JUNIO DE 2011 Y 2010
(En millones de pesos colombianos)

ACTIVOS	Al 30 de junio de 2011	Al 30 de junio de 2010
ACTIVO CORRIENTE:		
Efectivo	$ 2,287	$ 167,745
Inversiones temporales	111,271	529,910
Deudores	160,143	98,884
Inventarios	8,919	8,480
Otros activos, porción corriente	2,293	1,773
Total activo corriente	284,913	806,792
CUENTAS POR COBRAR A LARGO PLAZO	667,191	758,457
DEPÓSITOS ENTREGADOS EN ADMINISTRACIÓN	211,680	543,774
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, neto	265,010	267,802
INVERSIONES PERMANENTES	4,235,266	3,017,439
OTROS ACTIVOS, neto	222,533	117,591
VALORIZACIONES	3,667,210	3,634,695
Total activos	$ 9,553,803	$ 9,146,550
CUENTAS DE ORDEN	$ 2,716,464	$ 2,989,364

PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	Al 30 de junio de 2011	Al 30 de junio de 2010
PASIVO CORRIENTE:		
Porción corriente de la deuda a largo plazo	$ 218,296	$ 120,669
Cuentas por pagar	478,669	218,952
Obligaciones laborales	1,318	1,374
Pensiones de jubilación	25,865	27,041
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación	4,256	5,089
Pasivos estimados y provisiones	1,337	3,700
Otros pasivos	2,605	3,056
Total pasivo corriente	732,346	379,881
PASIVOS A LARGO PLAZO:		
Deuda a largo plazo, menos porción corriente	1,267,187	1,365,346
Operaciones de cobertura	36,767	37,651
Cuentas por pagar largo plazo	58,848	0
Pensiones de jubilación, menos porción corriente	240,028	203,453
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación, menos porción corriente	35,922	60,492
Pasivos estimados y provisiones	62,844	29,142
Otros pasivos	24,044	9,585
Total pasivo a largo plazo	1,725,640	1,705,669
Total pasivos	2,457,986	2,085,550
PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS:		
Capital suscrito y pagado	460,272	664,993
Prima en colocación de acciones	97,412	97,412
Reservas	1,732,876	1,344,282
Resultado neto del ejercicio	281,269	776,237
Superávit donado	6,655	6,655
Superávit por valorizaciones	3,667,210	3,634,695
Superávit método de participación	314,556	1,159
Revalorización del patrimonio	535,567	535,567
Total patrimonio de los accionistas	7,095,817	7,061,000
Total pasivos y patrimonio de los accionistas	$ 9,553,803	$ 9,146,550
CUENTAS DE ORDEN	$ 2,716,464	$ 2,989,364

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.



JORGE ARMANDO PINZÓN BARRAGÁN
Representante Legal



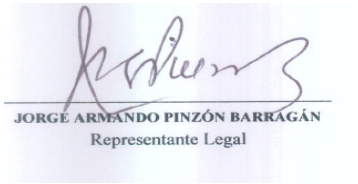
JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
TP. 53918 -T

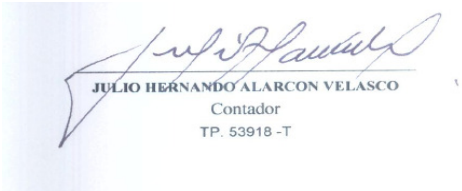
EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE RESULTADOS
POR EL PERIODO DE SEIS MESES TERMINADO EL 30 DE JUNIO DE 2010 Y 2011
(En millones de pesos colombianos, excepto el número de acciones y el resultado neto del ejercicio por acción)

	Entre el 1 de Enero y el 30 de Junio de 2011	Entre el 1 de Enero y el 30 de Junio de 2010
INGRESOS OPERACIONALES	$ 48,798	$ 46,434
COSTO DE VENTAS	(20,419)	(19,073)
Utilidad bruta	28,379	27,361
Gastos asignados	(2,395)	(2,437)
Utilidad operacional negocio de transmisión	25,984	24,924
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES		
Dividendos e intereses ganados	227,942	655,398
Diferencia en cambio	11,806	20,416
Otros ingresos	5,982	8,394
Gastos de administración	(57,831)	(49,620)
Gastos financieros	(61,362)	(65,417)
Otros gastos	(195)	(42)
	126,342	569,129
UTILIDAD METODO DE PARTICIPACIÓN	130,439	185,054
Utilidad antes de impuesto de renta	282,765	779,107
IMPUESTO DE RENTA	(1,496)	(2,870)
RESULTADO NETO DEL EJERCICIO	$ 281,269	$ 776,237
NÚMERO DE ACCIONES	85,871,565	85,871,565
RESULTADO NETO DEL EJERCICIO POR ACCIÓN	$ 3,275.46	$ 9,039.51

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.





EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

BALANCES GENERALES AL 31 DE DICIEMBRE Y 31 DE OCTUBRE DE 2010
(En millones de pesos colombianos)

ACTIVOS	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
ACTIVO CORRIENTE:		
Efectivo (Nota 4)	$ 126.425	$ 158.963
Inversiones temporales (Nota 8)	140.644	257.822
Deudores (Nota 5)	944.835	449.465
Inventarios (Nota 6)	8.548	8.552
Otros activos, porción corriente (Nota 9)	479	933
Total activo corriente	1.220.931	875.735
CUENTAS POR COBRAR A LARGO PLAZO (Nota 5)	934.329	1.342.627
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, neto (Nota 7)	269.146	269.845
INVERSIONES PERMANENTES (Nota 8)	3.430.448	3.311.930
OTROS ACTIVOS, neto (Nota 9)	131.908	114.767
VALORIZACIONES (Nota 10)	3.755.261	3.597.590
Total activos	$ 9.742.023	$ 9.512.494
CUENTAS DE ORDEN (Nota 25)	$ 2.974.312	$ 2.933.856

PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
PASIVO CORRIENTE:		
Obligaciones financieras (Nota 11)	$ 120.935	$ 105.833
Cuentas por pagar (Nota 13)	718.071	11.692
Obligaciones laborales	2.830	2.048
Pensiones de jubilación (Nota 17)	27.041	27.041
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota 17)	5.089	5.089
Pasivos estimados y provisiones (Nota 15)	1.477	6.527
Otros pasivos (Nota 16)	145	1.160
Total pasivo corriente	875.588	159.390
PASIVOS A LARGO PLAZO:		
Obligaciones financieras (Nota 11)	1.363.283	1.305.152
Operaciones de cobertura (Nota 12)	34.867	38.566
Pensiones de jubilación, menos porción corriente (Nota 17)	233.609	234.974
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación, menos porción corriente (Nota 17)	35.088	72.143
Pasivos estimados y provisiones (Nota 15)	64.480	28.911
Otros pasivos (Nota 16)	24.349	21.915
Total pasivo a largo plazo	1.755.676	1.701.661
Total pasivos	2.631.264	1.861.051
PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS: (Nota 19)		
Capital suscrito y pagado	664.993	664.993
Prima en colocación de acciones	97.412	97.412
Reservas	1.730.516	1.344.282
Resultado neto del ejercicio	2.361	1.090.584
Superávit donado	6.655	6.655
Superávit por valorizaciones	3.755.261	3.597.590
Superávit método de participación	317.994	314.360
Revalorización del patrimonio	535.567	535.567
Total patrimonio de los accionistas	7.110.759	7.651.443
Total pasivos y patrimonio de los accionistas	$ 9.742.023	$ 9.512.494
CUENTAS DE ORDEN (Nota 25)	$ 2.974.312	$ 2.933.856

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

MONICA DE GREIFF
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designada por Deloitte & Touche Ltda.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE RESULTADOS
POR EL PERIODO DE DOS MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y
POR EL PERIODO DE DIEZ MESES TERMINADO EL 31 DE OCTUBRE DE 2010
(En millones de pesos colombianos, excepto el número de acciones y el resultado neto del ejercicio por acción)

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2010
INGRESOS OPERACIONALES (Nota 20)	$ 16.241	$ 77.470
COSTO DE VENTAS (Nota 21)	(7.736)	(31.358)
Utilidad bruta	8.505	46.112
Gastos asignados (Nota 23)	(1.141)	(4.976)
Utilidad operacional negocio de transmisión	7.364	41.136
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES		
Dividendos e intereses ganados (Nota 8)	70.283	1.114.835
Diferencia en cambio	(13.789)	31.293
Otros ingresos (Nota 22)	24.621	31.676
Gastos de administración (Nota 23)	(17.592)	(134.254)
Gastos financieros (Nota 24)	(20.288)	(108.670)
Otros gastos	(247)	(41)
	42.988	934.839
(PÉRDIDA) UTILIDAD METODO DE PARTICIPACIÓN (Nota 8)	(47.199)	129.533
Utilidad antes de impuesto de renta	3.153	1.105.508
IMPUESTO DE RENTA (Nota 18)	(792)	(14.924)
RESULTADO NETO DEL PERÍODO	$ 2.361	$ 1.090.584
NÚMERO DE ACCIONES (Nota 19)	85.871.565	85.871.565
RESULTADO NETO DEL EJERCICIO POR ACCIÓN	$ 27,49	$ 12.700,18

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

MONICA DE GREIFF
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designada por Deloitte & Touche Ltda.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR EL PERIODO DE DOS MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y POR EL PERIODO DE DIEZ MESES TERMINADO EL 31 DE OCTUBRE DE 2010
(En millones de pesos colombianos)

			Reservas										
	Capital suscrito y pagado	Prima en colocación de acciones	Legal	Para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas	Reserva método de participación sociedades Decreto 2336/95	Ocasionales	Total	Resultado neto del período	Superávit donado	Superávit por valorizaciones	Superávit método de participación	Revalorización del patrimonio	Total patrimonio de los accionistas
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009	$ 664.993	$ 97.412	$ 332.495	$ 125.696	$ 294.395	$ 160.020	$ 912.606	$ 723.213	$ 6.655	$ 3.944.326	$ 1.585	$ 545.473	$ 6.896.263
Apropiaciones	-	-	-	-	261.131	170.545	431.676	(431.676)	-			-	-
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	(291.537)	-	-	-	-	(291.537)
Impuesto al patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.906)	(9.906)
Valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(346.736)	-	-	(346.736)
Superávit método de participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	312.775	-	312.775
Resultado neto del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	1.090.584	-	-	-	-	1.090.584
SALDOS AL 31 DE OCTUBRE DE 2010	664.993	97.412	332.495	125.696	555.526	330.565	1.344.282	1.090.584	6.655	3.597.590	314.360	535.567	7.651.443
Apropiaciones	-	-	-	-	162.993	223.241	386.234	(386.234)	-			-	-
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	(704.350)	-	-	-	-	(704.350)
Valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	157.671	-	-	157.671
Superávit método de participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.634	-	3.634
Resultado neto del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	2.361	-	-	-	-	2.361
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	$ 664.993	$ 97.412	$ 332.495	$ 125.696	$ 718.519	$ 553.806	$ 1.730.516	$ 2.361	$ 6.655	$ 3.755.261	$ 317.994	$ 535.567	$ 7.110.759

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

MONICA DE GREIFF
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designada por Deloitte & Touche Ltda

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADO DE CAMBIOS EN LA SITUACION FINANCIERA
POR EL PERIODO DE DOS MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y POR EL PERIODO DE DIEZ MESES TERMINADO EL 31 DE OCTUBRE DE 2010
(En millones de pesos colombianos)

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2010
CAPITAL DE TRABAJO OBTENIDO DE:		
Resultado neto del período	$ 2.361	$ 1.090.584
Partidas que no requirieron capital de trabajo:		
Depreciaciones y amortizaciones	3.736	17.574
Diferencia en cambio	19.155	(56.379)
Valuación portafolio en patrimonio autónomo	(4.708)	(41.180)
Recuperaciones y provisiones	(3.727)	(21.274)
(Utilidad) pérdida método de participación	47.199	(129.533)
Utilidad en venta de activos fijos	-	(3)
Operaciones de cobertura	(3.699)	3.362
Impuesto diferido	(17.638)	14.924
Capital de trabajo obtenido de las operaciones	42.679	878.074
Aumento en pasivos estimados y provisiones	35.538	-
Aumento de cuentas por cobrar a largo plazo	443.464	-
Disminución en otros activos	-	63.553
Devolución de capital Emgesa	-	229.120
Total capital de trabajo obtenido	521.680	1.170.747
CAPITAL DE TRABAJO UTILIZADO EN:		
Disminución de cuentas por cobrar a largo plazo	-	(166.565)
Aumento de inversiones permanentes	(152.112)	(121.484)
Aumento en propiedades, planta y equipo	(1.682)	(7.379)
Aumento en otros activos	(17)	-
Disminución de la deuda	(645)	(1.294)
Reclasificación de pensiones de jubilación de corto a largo plazo	(35.518)	-
Disminución en otros pasivos	(145)	(1.152)
Dividendos decretados	(704.350)	(291.537)
Impuesto al patrimonio	-	(9.906)
Total capital de trabajo utilizado	(894.469)	(599.318)
(DISMINUCIÓN) AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ (372.789)	$ 571.429
CAMBIOS NETOS EN LOS COMPONENTES DEL CAPITAL DE TRABAJO:		
Efectivo	$ (32.538)	$ 158.677
Inversiones temporales	(117.178)	(53.889)
Deudores	495.370	399.903
Inventarios	(4)	24
Gastos pagados por anticipado	(454)	430
Porción corriente de la deuda a largo plazo	(15.102)	67.030
Cuentas por pagar	(706.379)	3.804
Obligaciones laborales	468	125
Pensiones de jubilación	(1.787)	(335)
Pasivos estimados y provisiones	3.800	(3.325)
Otros pasivos	1.015	(1.015)
(DISMINUCIÓN) AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ (372.789)	$ 571.429

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de la Empresa.

MONICA DE GREIFF
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designada por Deloitte & Touche Ltda

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO
POR EL PERIODO DE DOS MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y POR EL PERIODO DE DIEZ MESES TERMINADO EL 31 DE OCTUBRE DE 2010
(En millones de pesos colombianos)

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2010
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Resultado neto del período	$ 2.361	$ 1.090.584
Ajustes para conciliar el resultado con el efectivo neto (usado en) provisto por las actividades de operación:		
Depreciaciones y amortizaciones	3.736	17.574
Diferencia en cambio	13.790	(31.226)
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(4.708)	(41.180)
Recuperaciones y provisiones	(3.572)	(2.852)
(Utilidad) pérdida método de participación	47.199	(129.533)
Utilidad en venta de activos fijos	-	(3)
Utilidad valoración operaciones de cobertura	(3.699)	3.362
Impuesto diferido	(17.942)	14.924
	37.166	921.650
Cambios en activos y pasivos de operación, neto		
Deudores	(52.062)	(567.287)
Inventarios	4	(110)
Gastos pagados por anticipado	454	(430)
Cuentas y documentos por pagar	706.377	(3.822)
Obligaciones laborales	(35.986)	44.536
Pasivos estimados y provisiones	31.738	1.782
Calculo actuarial cuotas partes pensionales	1.787	-
Otros pasivos	(856)	(136)
Fondos netos provistos por las actividades de operación	688.621	396.183
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Aumento de activos fijos	(1.682)	(7.379)
Aumento de inversiones permanentes	(152.112)	(121.485)
Disminución (aumento) de otros activos	(17)	3.252
Devolución de capital Emgesa	-	229.120
Disminución de inversiones temporales	122.545	28.752
Fondos netos (usados) provistos por las actividades de inversión	(31.266)	132.260
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
(Disminución) aumento de la deuda	14.457	(68.324)
Dividendos decretados	(704.350)	(291.535)
Impuesto al patrimonio	-	(9.906)
Fondos netos usados en las actividades de financiación	(689.893)	(369.765)
CAMBIOS NETOS EN EL EFECTIVO	(32.538)	158.677
EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	158.963	286
EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	$ 126.425	$ 158.963

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de la Empresa.

MONICA DE GREIFF
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designada por Deloitte & Touche Ltda

Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.

Estados Financieros por el Período de Dos Meses Terminado el 31 de Diciembre de 2010 y por el Período de Diez Meses Terminado el 31 de Octubre de 2010 e Informe del Revisor Fiscal.

1. ENTE ECONÓMICO Y OPERACIONES

De conformidad con la Ley 142 de 1994 y el Acuerdo 01 de 1996 del Concejo Distrital, el 31 de mayo de 1996 la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. se transformó de empresa industrial y comercial del estado del orden distrital a una sociedad por acciones. La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (en adelante EEB o la Empresa) transformada en empresa de servicios públicos bajo la Ley 142 continuó dedicada a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.

Plan de reestructuración – El 24 de enero de 1997, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Empresa aprobó el plan presentado por la Gerencia y la Junta Directiva para la reestructuración de la Empresa y la vinculación de inversionistas privados. El 23 de octubre de 1997, dicho plan culminó con la segregación de los negocios a través de la creación de dos Compañías, EMGESA S.A. E.S.P. dedicada a la generación y CODENSA S.A. E.S.P. a distribución y comercialización de energía. Para la constitución de las nuevas compañías, EEB aportó a cada una los activos y pasivos de generación y distribución y comercialización, respectivamente, a cambio de una participación del 51,5% en el capital de dichas compañías.

La Empresa tiene como objeto social principalmente la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía incluido dentro de ella el gas y líquidos combustibles en todas sus formas, igualmente, puede participar como socia o accionista en otras empresas de servicios públicos directamente o asociándose con otras personas. Actualmente la Empresa desarrolla la actividad operativa relacionada con la transmisión de energía, y cuenta con un portafolio de inversiones en el sector energético.

Proyecto reducción de capital – La Asamblea General de Accionistas en reunión extraordinaria celebrada el 26 de julio de 2010, autorizó la reducción de capital por $204.721 millones y ordenó a la administración adelantar los trámites de ley ante las autoridades competentes para obtener su aprobación. La Empresa a diciembre 31 de 2010, ha obtenido la autorización por parte de la Superintendencia de Sociedades de acuerdo con la resolución No. 341-012454 expedida el 18 de enero de 2011, a la fecha de este informe se encuentra en proceso la autorización del Ministerio de Protección Social.

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La Empresa se rige principalmente por la Ley 142 ó Estatuto de Servicios Públicos, la Ley 143, que estableció las disposiciones que norman las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, sus estatutos y las demás disposiciones contenidas en el Código de Comercio.

Las leyes 142 y 143 del 11 de julio de 1994 establecieron una nueva estructura de competencia, el régimen económico, tarifario y de subsidios para las ventas de electricidad y demás aspectos de operación y regulación del sector.

Las tarifas aplicables al servicio de transmisión de energía son reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es un Organismo Técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía.

3. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Los estados financieros fueron preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, los cuales están prescritos por disposiciones legales. Asimismo, aplica el Plan de Contabilidad para Entes Prestadores de Servicios Públicos, el Sistema Unificado de Costos y Gastos y el Plan General expedido por la Superintendencia de Servicios Públicos. Ciertos principios contables aplicados por la Empresa que están de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, podrían no estar de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en otros países.

Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera - El 28 de junio de 2010 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios mediante Resolución SSPD – 20101300021335 adopta el Modelo General de Contabilidad para Empresas Prestadoras de Servicios Públicos, en convergencia con los Estándares Internacionales de Contabilidad e Información Financiera de aceptación mundial y se derogó la Resolución SSPD-20091300009995 de 2009. De acuerdo con la Resolución SSPD–20101300021335 el Modelo General de Contabilidad para las Empresas Prestadoras de Servicios Públicos, deberá ser implementado a partir de la entrada en vigencia de dicha resolución hasta el año terminando el 31 de diciembre de 2012.

La resolución No. 201013000050115 del 30 de diciembre de 2010, modifica los plazos y las etapas para la implementación del Módulo General de Contabilidad para empresas prestadoras de servicios públicos, se fija como balance de apertura inicial el 1 de enero de 2012.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas por la Empresa para la elaboración de sus estados financieros:

a. *Unidad monetaria* – De acuerdo con disposiciones legales, la unidad monetaria utilizada por la Empresa para su contabilidad es el peso colombiano.

b. *Período contable* – La Empresa tiene definido por estatutos efectuar un corte de sus cuentas, preparar y difundir estados financieros de propósito general una vez al año, al 31 de diciembre.

   Por decisión de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas en Acta No. 032 de agosto 22 de 2002 y mediante Reforma Estatutaria debidamente autorizada y protocolizada, se autorizó a la Junta Directiva para que previo estudio y análisis de los estados financieros y de acuerdo con lo establecido en el Código del Comercio, pueda en cualquier momento

determinar los cortes de cuentas que estime necesarios, con el propósito de distribuir utilidades.

La Junta Directiva No. 1463 del 19 de agosto de 2010 ordenó a la Administración efectuar un corte de estados financieros con carácter extraordinarios al 31 de octubre de 2010, con el fin de someter a consideración de la Asamblea Extraordinaria de Accionistas la aprobación de los mismos y una distribución de dividendos. Propuesta que se aprobó en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas No. 57 del 14 de diciembre de 2010.

Los estados financieros adjuntos por los periodos terminados el 31 de diciembre de 2010 y el 31 de octubre de 2010 corresponden a periodos de 2 y 10 meses respectivamente situación que afecta la comparabilidad de las cifras de los estados financieros.

c. *Materialidad* - Los estados financieros y las notas incluyen los ajustes, reclasificaciones y revelaciones requeridas por las disposiciones legales. Con base en la información analizada durante el cierre de los estados financieros y hasta la fecha de elaboración de este informe, la administración de la Empresa no conoce de situaciones de excepción en cuantías superiores al 5% de la utilidad neta o de los activos netos que no hubieran sido objeto de registro o revelación en los estados financieros o en las notas sobre los mismos.

d. *Ajustes por inflación* – Mediante resoluciones 351 y 364 de 2001, la Contaduría General de la Nación ordenó la eliminación de los ajustes por inflación. Hasta el 31 de diciembre de 2001, los activos y pasivos no monetarios, con excepción de los inventarios, y las cuentas de patrimonio, con excepción del superávit por valorizaciones, se ajustaron para reconocer los efectos de la inflación utilizando porcentajes de ajuste determinados con base en la variación del índice general de precios al consumidor. El valor de los ajustes por inflación registrados hasta el 31 de diciembre de 2001 hace parte del saldo de los activos y del valor en libros para todos los efectos.

e. *Conversión de moneda extranjera* – Las operaciones en moneda extranjera se contabilizan a las tasas de cambio aplicables que estén vigentes en el momento de realizarse la transacción. Al cierre de cada ejercicio los saldos por cobrar o por pagar en moneda extranjera se actualizan a la tasa de cambio representativa de mercado certificada por el Banco de la República de Colombia ($1.913,98 y $1.831,64 por USD$1 al 31 de diciembre de 2010 y 31 de octubre de 2010 respectivamente). La ganancia o pérdida en cambio, así determinada, es incluida en los resultados del período, salvo la causada por deudas contraídas para la adquisición de activos, la cual es capitalizada hasta que los mismos estén en condiciones de enajenación y/o uso y la caudada por inversiones controladas en el exterior.

f. *Inversiones*

Temporales – Son registradas al costo y los rendimientos financieros se causan con base en la Tasa Interna de Retorno - TIR - resultante al momento de la compra de cada título valor. Las inversiones que constituyen los patrimonios autónomos en Fideicomisos de Administración de Pensiones son valuadas a precios de mercado determinados por las fiduciarias y su efecto es reconocido en resultados.

Inversiones permanentes en no controladas – Las inversiones permanentes de renta variable de compañías donde no se tiene el control y que no cotizan en bolsas de valores, se registran al costo. Si al cierre del ejercicio el valor intrínseco de las inversiones es superior o inferior a su valor en libros, se registra un cargo a la cuenta de valorizaciones en el activo con una contrapartida al superávit por valorizaciones en el patrimonio, o una provisión con cargo al estado de resultados, respectivamente.

Inversiones permanentes en controladas – Las inversiones en compañías subordinadas, en las cuales la Empresa posee en forma directa más del 50% del capital social, se contabilizan por el método de participación patrimonial y se ajustan al valor patrimonial, reconociendo la diferencia como provisión o como una valorización de las mismas.

La diferencia en cambio generada en la actualización de las inversiones en controladas en el exterior se lleva a patrimonio como superávit por método de participación.

Los estados financieros adjuntos incluyen los activos, pasivos, patrimonio de los accionistas y el resultado de las operaciones de la Empresa, pero no las operaciones consolidadas de EEB con sus filiales.

g. *Provisión para deudores* – Representa la cantidad estimada necesaria para suministrar una protección adecuada contra pérdidas en deudores.

h. *Inventarios* – Se registran al costo promedio o a su valor neto de realización, el menor.

i. *Propiedades, planta y equipo* – Se contabilizan al costo y se ajustaban por inflación hasta el 31 de diciembre de 2001. Se deprecian en línea recta de acuerdo con las siguientes tasas promedio de depreciación:

Activo	Tasa depreciación	Vida útil
Edificaciones	2%	50 años
Plantas y ductos / subestaciones	4%	25 años
Redes, líneas y cables	2%	50 años
Maquinaria y equipo	6,6%	15 años
Equipo científico	10%	10 años
Muebles y enseres	10%	10 años
Equipo de comunicación	10%	10 años
Equipo de transporte, tracción y elevación	20%	5 años
Equipo de comedor, cocina y despensa	10%	10 años
Equipo de computación	20%	5 años

j. *Valorizaciones*

De propiedades, planta y equipo – Corresponden a las diferencias existentes entre el valor de los avalúos técnicos y el valor en libros de las propiedades, planta y equipo.

Estas valorizaciones se contabilizan en cuentas separadas dentro de los activos y como un superávit por valorizaciones, el cual no es susceptible de distribución. El avalúo de activos fijos se realiza cada tres años. Si al cierre del ejercicio el valor de los avalúos es menor al valor en libros, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

De inversiones permanentes – Para las inversiones en compañías controladas y no controladas registradas en pesos colombianos ó en moneda extranjera, cualquier exceso del valor de mercado o del valor intrínseco sobre el costo ajustado al cierre del ejercicio es contabilizado como valorización, con crédito a la cuenta patrimonial de superávit por valorizaciones. Si al cierre del ejercicio su valor de mercado o su valor intrínseco es menor que el costo ajustado, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

k. *Otros activos*

Diferidos – Corresponde principalmente a los costos incurridos en la compra de software y proyectos de inversión, los cuales se amortizan en línea recta por un período de cinco y veinte años, respectivamente.

Intangibles – Se registra principalmente el crédito mercantil adquirido correspondiente a la diferencia entre el costo de adquisición de las inversiones en acciones de capital y el valor intrínseco de las acciones adquiridas. El crédito mercantil es amortizado en un periodo máximo de veinte años por el método de línea recta.

Derechos fiduciarios – La Empresa registra como derechos fiduciarios el valor neto de los derechos y obligaciones contractuales derivados de los contratos de fiducia mercantil. Así mismo causa mensualmente como ingresos o gastos de la empresa el valor neto de los ingresos y gastos devengados o incurridos por la fiducia mercantil.

La Empresa no consolida los estados financieros de los fideicomisos en virtud de que son un patrimonio autónomo.

l. *Derivados financieros* – La Empresa realiza operaciones con instrumentos financieros derivados, con el propósito de reducir su exposición a fluctuaciones en el tipo de cambio de sus obligaciones en moneda extranjera. Estos contratos son ajustados mensualmente a su valor de mercado y el ajuste resultante es llevado a cuentas de resultados.

m. *Obligaciones laborales* – Las obligaciones laborales se ajustan al fin de cada ejercicio con base en las disposiciones legales y los convenios laborales vigentes.

Los ajustes periódicos del pasivo por pensiones de jubilación, directamente a cargo de la Empresa, se hacen con base en estudios actuariales ceñidos a las normas legales. Los incrementos en la obligación actuarial son cargados directamente a resultados.

n. *Beneficios complementarios* – La Empresa registra el pasivo y sus actualizaciones por beneficios complementarios a pensiones de jubilación, tales como servicio médico y

educación, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Por lo tanto, se está aprovisionando el pasivo que, a valor presente, cubre la obligación estimada por éstos beneficios proyectados a la fecha de cierre del ejercicio con cargo a resultados.

o. *Leasing de infraestructura* – Los contratos de arrendamiento financiero de bienes inmuebles iguales o superiores a 60 meses y para bienes muebles iguales o superiores a 36 meses de duración, son considerados como arrendamiento operativo. La Empresa registra como gasto la totalidad de los canon de arrendamiento causados, sin que deba reconocer el activo con su correspondiente obligación, de conformidad con el numeral 1 Art 127-1 del Estatuto Tributario.

p. *Depósitos recibidos en administración* – Se registran con cargo a este rubro los recursos recibidos por parte de terceros con una destinación específica. Estos recursos son controlados en forma separada y los rendimientos generados se registran como mayor valor de la obligación.

q. *Impuesto de renta* – La provisión para impuesto de renta se determina con base en la utilidad comercial con el objeto de relacionar adecuadamente los ingresos del período con sus costos y gastos correspondientes y se registra por el monto del pasivo estimado. El efecto de las diferencias temporales que implique el pago de un menor o mayor impuesto en el período corriente, calculado a tasas actuales, se registra como un impuesto diferido por pagar o por cobrar según aplique, siempre que exista una expectativa razonable de que dichas diferencias se revertirán.

r. *Impuesto al patrimonio* – De acuerdo con lo permitido en la ley 1111 de 2006, la Empresa registra el impuesto al patrimonio con cargo a la cuenta revalorización del patrimonio.

s. *Cuentas de orden* – Se registran bajo cuentas de orden principalmente los derechos y responsabilidades contingentes y las diferencias entre las cifras contables y fiscales y otras cuentas de control.

t. *Reconocimiento de ingresos, costos y gastos* – Los ingresos por ventas se reconocen en el período cuando se prestan los servicios. Los costos y gastos se registran con base en su causación.

u. *Uso de estimaciones* – Las políticas contables que sigue la Empresa están de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, lo que requiere que la Administración efectúe ciertas estimaciones y utilice ciertos supuestos para determinar la valuación de algunas de las partidas individuales de los estados financieros y para efectuar las revelaciones que se requiere efectuar en los mismos. Aún cuando pueden llegar a diferir de su efecto final, la administración considera que las estimaciones y supuestos utilizados fueron los adecuados en las circunstancias.

v. *Utilidad neta por acción* – Se determina tomando como base la utilidad neta del ejercicio dividida entre el número de acciones suscritas y pagadas en circulación.

w. *Equivalentes de Efectivo* - Para propósitos de la presentación en el estado de flujos de efectivo, la Compañía clasifica en el rubro de equivalentes de efectivo, inversiones con vencimiento de tres meses o menos contados a partir de la fecha de su emisión inicial.

x. *Estado de flujos de efectivo* – Los estados de flujos de efectivo se han preparado de acuerdo al método indirecto.

4. EFECTIVO

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Caja	$ 24	$ 62
Bancos (1)	126.401	158.901
	$ 126.425	$ 158.963

(1) A diciembre 31 y octubre 31 de 2010 el saldo en bancos corresponde a depósitos en cuentas bancarias remuneradas las cuales han tenido un rendimiento promedio de 3,8% E.A. El efectivo de la Empresa no tiene restricciones.

5. DEUDORES

Prestación de servicios	$ 17.888	$ 17.531
Cuentas por cobrar a vinculados (Ver Nota 14)	1.168.706	1.128.738
Avances y anticipos entregados	547	794
Anticipo de impuestos y contribuciones	15.099	10.803
Depósitos entregados (1)	663.018	617.083
Otros deudores (2)	39.433	42.515
Deudas de difícil cobro	760	760
Subtotal	1.905.451	1.818.224
Menos – Provisión para deudas de dudoso recaudo	(26.287)	(26.132)
	1.879.164	1.792.092
Menos – Cuentas por cobrar y depósitos a largo Plazo	(934.329)	(1.342.627)
	$ 944.835	$ 449.465

(1) Al 31 de diciembre y al 31 de octubre de 2010 el saldo de depósitos entregados corresponde a:

Depósitos judiciales	$ 3.322	$ 2.913
Administración pensiones (Ver Nota 17)	214.890	222.905
Patrimonio Autónomo Fidubogotá EEB (a)	441.197	388.784
Patrimonio Autónomo Muña (Ver Nota 15)	1.056	329
Otros	2.553	2.152
	$ 663.018	$ 617.083

(a) Corresponde al Patrimonio Autónomo constituido por la Empresa a través de un contrato de fiducia mercantil irrevocable con la Fiduciaria Bogotá, con el fin de transferir recursos a su filial Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. para el desarrollo del proyecto de expansión desde Cusiana. Los activos, pasivos, ingresos y gastos netos de este patrimonio autónomo al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de octubre de 2010 y son los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Activos totales	$ 443.351	$ 388.784
Pasivos totales	(2.154)	-
Bienes fideicomitidos (Ver Nota 14)	$ 441.197	$ 388.784
Ingresos y gastos, neto	$ 19.190	$ 13.160

(2) Al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de octubre de 2010 el saldo de otros deudores corresponde a:

Dividendos por cobrar	$ 46	$ 3.372
Cuotas partes pensionales	15.766	15.477
Compartibilidad pensional	18.547	18.704
Préstamos de vivienda a empleados y pensionados	3.575	3.549
Otros deudores	1.499	1.413
	$ 39.433	$ 42.515

El detalle de la provisión de cartera es el siguiente:

Saldo inicial	$ 26.132	$ 25.313
Ajustes con cargo a resultados	155	819
Saldo final	$ 26.287	$ 26.132

6. INVENTARIOS

Almacenes	$ 9.102	$ 9.149
Inventario en poder de terceros	117	673
Menos – Provisión para inventarios	(671)	(1.270)
	$ 8.548	$ 8.552

El movimiento de la provisión de inventarios es el siguiente:

Saldo inicial	$ 1.270	$ 1.184
Ajuste con cargo a resultados	(599)	86
Saldo final	$ 671	$ 1.270

7. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

Al 31 de diciembre de 2010, los siguientes son los valores de propiedades, planta y equipo:

	Costo histórico	Depreciación acumulada	Neto
No depreciables:			
Terrenos	$ 3.516	$ -	$ 3.516
Construcciones en curso (1)	2.059	-	2.059
	5.575	-	5.575
Depreciables:			
Edificaciones	24.037	(10.635)	13.402
Plantas y ductos / subestaciones	124.326	(61.754)	62.572
Redes, líneas y cables	296.602	(83.529)	213.073
Maquinaria y equipo	2.348	(941)	1.407
Muebles y enseres	457	(364)	93
Equipo de computación y comunicación	6.500	(5.653)	847
Equipo de transporte, tracción y elevación	875	(695)	180
Equipo de comedor, cocina, despensa	58	(49)	9
Subtotal	455.203	(163.620)	291.583
Provisión para propiedades, planta y equipo	(28.012)	-	(28.012)
	$ 432.766	$ (163.620)	$ 269.146

Al 31 de octubre de 2010, los siguientes son los valores de propiedades, planta y equipo:

	Costo histórico	Depreciación acumulada	Neto
No depreciables:			
Terrenos	$ 2.974	$ -	$ 2974
Construcciones en curso (1)	4.933	-	4.933
	7.907	-	7.907
Depreciables:			
Edificaciones	23.791	(10.557)	13.234
Plantas y ductos / subestaciones	123.182	(61.512)	61.670
Redes, líneas y cables	294.877	(82.130)	212.747
Maquinaria y equipo	2.348	(916)	1.432
Muebles y enseres	457	(361)	96
Equipo de computación y comunicación	6.210	(5.597)	613
Equipo de transporte, tracción y elevación	875	(678)	197
Equipo de comedor, cocina, despensa	58	(48)	10
Subtotal	451.798	(161.799)	289.999
Provisión para propiedades, planta y equipo	(28.061)	-	(28.061)
	$ 431.644	$ (161.799)	$ 269.845

(1) Al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de octubre de 2010 corresponde a:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Inversiones estabilización torres de transmisión de energía	$ 252	$ 1.975
Subestaciones	847	2.587
Centro de control	8	44
Otros	952	327
	$ 2.059	$ 4.933

Para efectos fiscales la Empresa está depreciando sus activos con tasas diferenciales de depreciación. De acuerdo con lo anterior, la Empresa al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de octubre de 2010 registró un impuesto diferido pasivo por $20.182 y $19.390 respectivamente (Ver Nota 16).

Los activos fijos enunciados anteriormente, son de plena propiedad de la Empresa y no presentan condicional alguno ni garantizan obligaciones con terceros.

El avalúo técnico de la Propiedad, Planta y Equipo fue elaborado al 30 de septiembre de 2010 por CONSULTORES UNIDOS S.A., bajo la metodología de costos de reposición y/o valores de mercado, neto de depreciación.

8. INVERSIONES

Inversiones temporales:		
Certificados de depósito a término	$ 61.173	$ 137.821
Bonos y títulos	65.130	64.100
Títulos hipotecarios	1.996	2.139
Derechos fiduciarios	12.349	53.762
Subtotal inversiones temporales	140.648	257.822
Inversiones permanentes :		
En Compañías controladas	1.829.985	1.775.300
Menos – Provisión	-	(2.271)
Subtotal inversiones en compañías controladas	1.829.985	1.773.029
En Compañías no controladas	1.603.242	1.541.690
Menos – Provisión	(2.779)	(2.789)
Subtotal inversiones en Compañías no controladas	1.600.463	1.538.901
	$ 3.571.096	$ 3.569.752

Las inversiones en Bonos y Títulos que posee la Empresa son en moneda nacional y extranjera, estas se han adquirido principalmente en entidades del sector privado como Codensa S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P., y del sector público como el Banco de la República y el Distrito Capital.

A continuación se presenta el detalle de los certificados de depósito a término y las inversiones permanentes mantenidas por la Empresa al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de octubre de 2010:

Certificados de depósito a término a 31 de diciembre de 2010

Tipo de Inversión	Entidad	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa facial	Valor de compra	Valor TIR
Inversiones en moneda nacional						
CDT	COLPATRIA	13-jul-10	40563	3,8	2.010	$ 2.045
CDT	AV VILLAS	08-nov-10	40582	3,6	10.193	10.245
CDT	AV VILLAS	15-dic-10	40618	3,6	13.438	13.459
CDT	COLPATRIA	15-dic-10	40618	3,85	17.000	17.028
CDT	SUDAMERIS	15-dic-10	40618	3,85	17.000	17.028
						59.805
Inversiones en moneda extranjera						
Time Deposit	Bogotá	28-dic-10	40660	1,3	457	875
Bono	Bono de la República (Ecopetrol)	23-jul-09	43669	7,63	250	493
						1.368
						$ 61.173

Certificados de depósito a término a 31 de octubre de 2010.

Tipo de Inversión	Entidad	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa facial	Valor de compra	Valor TIR
Inversiones en moneda nacional						
C.D.T.	AV Villas	6 de mayo de 2010	8 de noviembre de 2010	3,85	$ 10.000	$ 10.184
C.D.T.	Colpatria	13 de julio de 2010	20 de enero de 2011	3,80	2.010	2.033
						12.217
Inversiones en moneda extranjera						
Time Deposit	Banco de Bogota N.Y	21 de octubre de 2010	10 de noviembre de 2010	0,37	5.000	9.159
Time Deposit	Banco de Bogota N.Y	27 de octubre de 2010	10 de noviembre de 2010	0,30	6.998	12.819
Time Deposit	Banco de Bogota N.Y	18 de junio de 2010	18 de noviembre de 2010	1,10	8.700	16.001
Time Deposit	Banco de Bogota N.Y	23 de junio de 2010	18 de noviembre de 2010	1,10	10.000	18.389
Time Deposit	Barclays Capital Inc.	13 de septiembre de 2010	24 de noviembre de 2010	0,73	5.652	10.362
Time Deposit	Banco Santander N.Y.	15 de septiembre de 2010	24 de noviembre de 2010	0,75	17.363	31.833
Time Deposit	Banco de Bogota N.Y	21 de septiembre de 2010	24 de noviembre de 2010	0,73	184	338
Time Deposit	Banco Santander N.Y.	6 de octubre de 2010	24 de noviembre de 2010	0,65	77	141
Time Deposit	Banco de Bogota N.Y	27 de octubre de 2010	9 de diciembre de 2010	0,80	7.573	13.873
Time Deposit	Banco de Bogota N.Y	12 de agosto de 2010	15 de diciembre de 2010	1,20	1.100	2.020
Time Deposit	Banco Santander N.Y.	3 de agosto de 2010	15 de diciembre de 2010	1,20	5.553	10.203
Bono	Bono de la Republica (Ecopetrol)	23 de julio de 2009	23 de julio de 2019	7,63	250	466
						125.604
						$ 137.821

Inversiones permanentes a 31 de diciembre de 2010

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Resultado a Diciembre 2010	Porcentaje accionario	Costo	Utilidad método de participación	Pérdida método de participación	Valor en libros
En compañías controladas:									
TGI S.A. E.S.P. (1)	Transporte de gas	75.982.238	Ordinarias	Col$ 69,831	97,91%	$ 1.521.685	$ -	$ (47.656)	$ 1.521.685
EEB International Ltd. (2)	Vehiculo de inversión	1.000	Ordinarias	-	100,00%	2	-	-	2
Contugas Perú S.A.C. (3)	Transporte de gas	185.234.597	Ordinarias	Col$ (3,614)	75,00%	120.705	-	(925)	120.705
DECSA S.A. E.S.P. (4)	Distribución de Energía	108.502.500.000	Ordinarias	Col$ 32,344	51,00%	124.904	1.313	-	126.217
TRECSA S.A. (5)	Transporte de Energía	2.576.045	Ordinarias	Col$ 132	90,00%	61.307	69	-	61.376
						$ 1.828.603	$ 1.382	$ (48.581)	$ 1.829.985

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Resultado a Diciembre 2010	Porcentaje accionario	Costo	Provisión	Valor en libros	Valorización (Ver Nota 10)
En compañías no controladas:									
Emgesa S.A. E.S.P. (6)	Generación de energía	55.758.250	Ordinarias	Col$$155,324	37,44%	$ 736.514	$ -	$ 736.514	$ 1.184.910
Emgesa S.A. E.S.P. (6)	Generación de energía	20.952.601	Preferenciales		14,07%	254.002	-	254.002	469.133
Codensa S.A. E.S.P. (6)	Distribución de energía	48.025.920	Ordinarias	Col$ $133,502	36,36%	184.930	-	184.930	813.857
Codensa S.A. E.S.P. (6)	Distribución de energía	20.010.799	Preferenciales		15,15%	77.048	-	77.048	340.071
Consorcio Transmantaro S.A. (7)	Transporte de energía	153.505.704	Ordinarias	USD$	40,00%	152.471	-	152.471	29.708
Red de Energía del Perú S.A.	Transporte de energía	28.864.000	Ordinarias	USD$	40,00%	86.184	-	86.184	69.027
Gas Natural S.A. E.S.P.	Distribución de gas	9.229.121	Ordinarias	Col$ 69,278	24,99%	47.640	-	47.640	176.065
Isagén S.A. E.S.P.	Generación de energía	68.716.000	Ordinarias	Col$	2,52%	34.611	-	34.611	147.640
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	Transporte de energía	18.448.050	Ordinarias	Col$	1,83%	21.462	-	21.462	241.496
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	Distribución de energía	31.026	Ordinarias	Col$	16,23%	4.077	-	4.077	25.709
Gestión Energética S.A. E.S.P.	Generación de energía	161.811.391	Ordinarias	No disponible	0,05%	2.662	(2.531)	131	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Distribución de energía	18.781.876	Ordinarias	Col$	0,04%	1.013	(227)	786	-
Banco Popular	Servicos Financieros	8.772.703	Ordinarias	No disponible	0,11%	599	-	599	1.312
Hidrosogamoso S.A. E.S.P.	Generación de energía	1	Ordinarias	No disponible	0,70%	20	(20)	-	-
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	Servicio de acueducto	10	Ordinarias	No disponible	0,07%	10	(1)	9	-
Grupo Nacional de Chocolates S.A.	Alimentos	223	Ordinarias	No disponible	0,00%	-	-	-	6
						$ 1.603.242	$ (2.779)	$ 1.600.463	$ 3.498.934

Inversiones permanentes a 31 de octubre de 2010

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Resultado a Octubre 2010	Porcentaje accionario	Costo	Utilidad método de participación	Provision	Valor en libros
En compañías controladas:									
TGI S.A. E.S.P. (1)	Transporte de gas	75.982.238	Ordinarias	Col$ 118.470	97,91%	$ 1.453.260	$ 116.075		$ 1.569.335
EEB International Ltd. (2)	Vehiculo de inversión	1.000	Ordinarias	-	100,00%	2	-		2
Contugas Perú S.A.C. (3)	Transporte de gas	37.059.614	Ordinarias	Col$ (2.380)	75,00%	22.300	-	(2.187)	20.113
DECSA S.A. E.S.P. (4)	Distribución de Energía	108.502.500.000	Ordinarias	Col$ 29.770	51,00%	109.723	15.183		124.906
TRECSA S.A. (5)	Transporte de Energía	2.576.045	Ordinarias	Col$ 62	90,00%	58.697	60	(84)	58.673
						$ 1.643.982	$ 131.318	$ (2.271)	$ 1.773.029

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Resultado a Octubre 2010	Porcentaje accionario	Costo	Provisión	Valor en libros	Valorización (Ver Nota 10)
En compañías no controladas:									
Emgesa S.A. E.S.P. (6)	Generación de energía	55.758.250	Ordinarias	Col$ 450.066	37,44%	$ 736.514	$ -	$ 736.514	$ 1.141.017
Emgesa S.A. E.S.P. (6)	Generación de energía	20.952.601	Preferenciales		14,07%	254.002	-	254.002	448.037
Codensa S.A. E.S.P. (6)	Distribución de energía	48.025.920	Ordinarias	Col$ 390.547	36,36%	184.930	-	184.930	781.431
Codensa S.A. E.S.P. (6)	Distribución de energía	20.010.799	Preferenciales		15,15%	77.048	-	77.048	325.907
Consorcio Transmantaro S.A. (7)	Transporte de energía	153.505.704	Ordinarias	USD$ 13.484	40,00%	94.626	-	94.626	25.260
Red de Energía del Perú S.A.	Transporte de energía	28.864.000	Ordinarias	USD$ 16.841	40,00%	82.476	-	82.476	64.999
Gas Natural S.A. E.S.P.	Distribución de gas	9.229.121	Ordinarias	Col$ 210.570	24,99%	47.640	-	47.640	139.342
Isagén S.A. E.S.P.	Generación de energía	68.716.000	Ordinarias	Col$ 265.930	2,52%	34.611	-	34.611	142.748
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	Transporte de energía	18.448.050	Ordinarias	Col$ 296.099	1,83%	21.462	-	21.462	245.788
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	Distribución de energía	31.026	Ordinarias	Col$ 23.688	16,23%	4.077	-	4.077	24.462
Gestión Energética S.A. E.S.P.	Generación de energía	161.811.391	Ordinarias	No disponible	0,05%	2.662	(2.541)	121	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Distribución de energía	18.781.876	Ordinarias	Col$ 122.117	0,04%	1.013	(228)	785	-
Banco Popular	Servicos Financieros	8.772.703	Ordinarias	Col$ 275.173 sept 2010	0,11%	599	-	599	1.237
Hidrosogamoso S.A. E.S.P.	Generación de energía	1	Ordinarias	No disponible	0,70%	20	(20)	-	-
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	Servicio de acueducto	10	Ordinarias	No disponible	0,07%	10	-	10	-
Grupo Nacional de Chocolates S.A.	Alimentos	223	Ordinarias	Col$ 185.698 Sept 2010	0,00%	-	-	-	6
						$ 1.541.690	$ (2.789)	$ 1.538.901	$ 3.340.234

(1) TGI S.A. E.S.P. – La Empresa fue constituida mediante la escritura pública No. 67 del 16 de febrero de 2007 de la Notaría Once de Bucaramanga inscrita en la Cámara de Comercio de Bucaramanga el 19 de febrero de 2007 con vigencia indefinida. El objeto social de TGI consiste en la planeación, organización, construcción, expansión, ampliación, mantenimiento, operación y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios. También puede explotar comercialmente la capacidad de los gasoductos de propiedad de terceros por los cuales pague una tarifa de disponibilidad.

El 2 de marzo de 2007, se protocolizó el cierre financiero del proceso de Enajenación de los Activos, Derechos y Contratos de Ecogás por $3,25 billones de pesos (aproximadamente USD$1,460 millones). Como parte de este proceso TGI adquirió una red de gasoductos que incluyeron: (a) seis gasoductos con sus respectivos ramales para operación directa de TGI o a través de los contratos de operación y mantenimiento que Ecogás tenía suscritos con contratistas independientes los cuales fueron celebrados originalmente con Ecogás y cedidos a TGI como parte del proceso de enajenación y (b) tres gasoductos sobre los cuales la propiedad es de terceros, quienes se encargan de construirlos, operarlos y realizar el mantenimiento correspondiente bajo la modalidad BOMT (Build, Operate, Maintain and Transfer / Construcción, operación, mantenimiento y transferencia).

Fusión TCG S.A. E.S.P. y TGI S.A. E.S.P – A través de la resolución No. 341005670 del 23 de abril de 2010 la Superintendencia de Sociedades autorizó la fusión de TGI S.A. E.S.P. con TCG S.A. E.S.P. El 31 de mayo de 2010 se realizó la toma de control por parte de TGI quien asumió como sociedad absorbente activos por $82.271, pasivos por $47.385, patrimonio por $34.886, ingresos por $12.032, costos por $5.350 y gastos por $3.801, de TCG S.A. E.S.P.

Con la fusión, la participación accionaria de EEB en TGI pasó del 97,91% al 97,98%.

Proceso de capitalización – La empresa culminó el proceso de evaluación para la incorporación de un inversionista de capital, Credit Suisse fue la Banca de Inversión que realizó el análisis correspondiente. El resultado del proceso de selección permitió a través de una oferta vinculante, incorporar a Citi Venture Capital International como nuevo accionista de TGI, la inversión ascenderá a US$ 400 millones, equivalente a una participación accionaria aproximada de 31.9%. El cierre de la operación se realizará una vez se hayan realizado todos los trámites societarios correspondientes de conformidad con la normatividad correspondiente.

El Grupo Energía de Bogotá mantiene el control accionario y administrativo de TGI.

(2) EEB International Ltd. – Con el fin de llevar a cabo la emisión de bonos en los mercados de capitales internacionales, la Empresa constituyó una filial en Islas Cayman (EEB International Ltd.), con el propósito de servir de vehículo de inversión. Dicha operación se encuentra garantizada por EEB.

Los activos están representados por las cuentas por cobrar a largo plazo por $1.184.556 al Hollandsche Bank – Unie N.V. (hoy The Royal Bank of Scotland N.V., en adelante RBS N.V.). Los pasivos corresponden a la deuda financiera que lidera The Bank of New York que representa a los tenedores de los bonos. La emisión de bonos asciende a $1.184.554, (Ver Nota 11).

(3) *Congas Perú S.A.C.* – El 13 de junio de 2008 fue constituida bajo las leyes peruanas la Transportadora de Gas Internacional del Perú S.A.C. (hoy Contugas Perú S.A.C.), empresa dedicada a la distribución y comercialización de gas natural en la región de Ica en Perú. De acuerdo con la reforma estatutaria aprobada el día 26 de septiembre de 2008, el capital de esta sociedad está conformado por aportes de EEB en un 75% y

TGI con el 25%. En noviembre 27 de 2009, se realizó una capitalización de la sociedad por un monto de USD$1,000,000 (EEB USD$750,000 – TGI USD$250,000) y al 31 de diciembre de 2010 se han capitalizado USD$80,534,000 (EEB USD$60,400,500 – TGI USD$20,133,500).

(4) *DECSA S.A. E.S.P.* – Con el objeto de participar en el proceso de adjudicación de las electrificadoras que el Gobierno Nacional tiene para la venta, el 11 de febrero de 2009 se constituyó la Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. (en adelante DECSA), donde EEB participa con el 51% y Codensa con el 49% de las acciones. DECSA resultó adjudicataria en subasta pública del 82,34% de participación accionaria en la Electrificadora de Cundinamarca E.S.P. (hoy Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.), por un valor de $218.332. De acuerdo con el contrato interadministrativo de compraventa de acciones, DECSA se comprometió a no enajenar la participación accionaria en la Empresa que adquirió como consecuencia de la invitación, dentro de los tres años siguientes a la fecha del cierre de la operación, sin autorización previa y escrita del Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar a favor de la Nación el 50% del valor de las acciones.

(5) *TRECSA S.A.* – El 8 de febrero de 2010 se constituyó bajo las leyes guatemaltecas la Transportadora de Energía de Centroamérica S.A. (en adelante TRECSA) como encargada de cumplir los requerimientos de la licitación PET-1-2009 adjudicada a la EEB el 21 de enero de 2010. El proyecto consiste en seis lotes distribuidos a lo largo del territorio guatemalteco, con un total de 850 Kms de líneas de transmisión de 230 kv y 24 obras que comprenden la realización de los diseños, construcción, operación y explotación comercial de activos de transmisión de energía eléctrica y construcción de subestaciones para la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica en este país. EEB tiene una participación accionaria del 96.97% de esta sociedad. A diciembre 31 de 2010, la EEB ha realizado capitalizaciones por USD$32,000,000.

(6) Del total de acciones de Codensa S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P., 20.010.799 y 20.952.601 respectivamente, corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de USD$0.10 por acción para Codensa y USD$0.1107 por acción para Emgesa. El 6 de mayo de 2010 Emgesa pagó a sus accionistas la reducción de capital con reembolso efectivo de aportes por $450.000 disminuyendo el valor nominal de la acción, de los cuales EEB recibió $229.120.

(7) Durante el año 2010 la EEB ha realizado dos capitalizaciones al Consorcio Transmantaro S.A. por USD$60,000,000 destinados a los proyectos que está adelantando ésta Empresa en el Perú.

Inversiones en compañías controladas – Los activos, pasivos y resultados de las compañías controladas es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2010

	TRECSA	TGI	EEB International Ltd.	DECSA	Contugas Perú
Activos totales	63.451	4.048.485	1.184.556	248.235	162.873
Pasivos totales	156	2.495.403	1.184.554	751	1.933
Patrimonio	63.295	1.553.082	2	247.484	160.940
Utilidad (pérdida) del período	132	69.831	-	32.344	(3.614)

Al 31 de octubre de 2010

	TRECSA	TGI	EEB International Ltd.	DECSA	Contugas Perú
Activos totales	60.704	4.002.429	1.117.302	253.483	27.967
Pasivos totales	197	2.400.713	1.117.300	8.569	1.150
Patrimonio	60.507	1.601.716	2	244.914	26.817
Utilidad (pérdida) del período	62	118.470	-	29.770	(2.380)

El siguiente es el detalle de los dividendos e intereses recibidos:

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2010
Dividendos ganados:		
Codensa S.A. E.S.P.	$ -	$ 443.189
Emgesa S.A. E.S.P.	-	479.674
Gas Natural S.A. E.S.P.	47.438	69.004
Interconexión Eléctrica S.A.	-	2.915
Banco Popular	-	174
Isagén S.A. E.S.P.	-	3.849
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	-	4.617
Subtotal dividendos ganados	47.438	1.003.422
Intereses financieros ganados	22.845	111.413
	$ 70.283	$ 1.114.835

9. OTROS ACTIVOS

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Gastos pagados por anticipado	$ 479	$ 933
Cargos diferidos	22.451	22.920
Impuesto diferido por cobrar (1)	18.430	-
Intangibles	171.928	171.743
Otros	3.150	2.856
	216.438	198.452
Menos amortización acumulada	(84.051)	(82.752)
Menos – Porción corriente	(479)	(933)
	$ 131.908	$ 114.767

El detalle de intangibles al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de octubre de 2010 se detalla a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Crédito mercantil (2)	$ 111.899	$ 111.899
Derechos	57.287	57.287
Software	2.742	2.557
	$ 171.928	$ 171.743

(1) Representa la diferencia temporal presentada por el reconocimiento de los ajustes por inflación contables de los activos fijos que comparado con los ajustes fiscales generó un mayor valor de impuesto por pagar.

(2) El crédito mercantil fue generado por la adquisición de acciones en Transcogas S.A ESP., (hoy fusionada con TGI S.A. ESP.), y Consorcio Transmantaro de acuerdo con el siguiente detalle:

Crédito Mercantil Transcogas S.A. E.S.P. (a)	$ 42.531
Crédito Mercantil Consorcio Transmantaro (b)	69.368
	$ 111.899

(a) El crédito mercantil se originó por la adquisición de acciones de la Transportadora Colombiana de Gas S.A. E.S.P. (sociedad fusionada con TGI S.A. E.S.P.) en dos operaciones así:

- En junio de 2005 se adquirió 53.999.985 acciones equivalentes al 71,9998% por $29.179 (USD$12,500,000 a una TRM de $2.334,27 por USD$1 del 15 de junio de 2005), el valor patrimonial de la inversión era $10.207 y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por $18.972 que se está amortizando en un periodo de 20 años.

- En julio de 2008 EEB compró el 27,999% de capital accionario, representado en 71.400.006 acciones por $33.000, quedando la participación de EEB en 99,99%. El valor patrimonial de la inversión era $9.441 y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por $23.559 que se está amortizando en un periodo de 20 años.

(b) En diciembre de 2006, EEB adquirió el 40% de la participación del Consorcio Transmantaro S.A. localizado en Perú por USD$50,078,471. La adquisición originó un crédito mercantil por USD$30,154,335 ($69.368), dada la diferencia entre el valor patrimonial de las acciones al 30 de noviembre de 2006 (USD$19,924,136) y el valor pagado por EEB (USD$50,078,471). Dicho crédito mercantil se está amortizando en un periodo de 20 años.

10. VALORIZACIONES

Inversiones (Ver nota 8)	$ 3.498.934	$ 3.340.234
Propiedades planta y equipo		
Terrenos	104.796	104.796
Edificaciones	72.074	72.074
Plantas y ductos / subestaciones	31.351	32.380

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Redes, líneas y cables	45.640	45.640
Maquinaria y equipo	767	767
Equipo de comunicación y computación	1.497	1.497
Equipo de transporte, tracción y elevación	202	202
	$ 3.755.261	$ 3.597.590

11. DEUDA A LARGO PLAZO

	Tasa de Interés	Fecha de Vencimiento		
Kreditansantal Fur Wiederaufbau	5.5%	30/06/2013	$ 3.843	$ 4.666
Credit Suisse	Sin interés	10/08/2012	2.829	2.574
Banco de Bogotá	DTF + 2%	24/02/2011	100.566	101.063
RBS N.V. (1)	8,75%	31/10/2014	1.184.554	1.117.301
Corporación Andina de Fomento (2)	Libor + 1,6%	30/05/2020	191.787	185.035
Leasing Bancolombia	DTF + 3.75%	31/08/2015	639	346
Subtotal			1.484.218	1.410.985
Menos – Porción corriente			(120.935)	(105.833)
			$ 1.363.283	$ 1.305.152

(1) Según se explica en la Nota 8, EEB constituyó la filial EEB International Ltd. como vehículo de inversión para la emisión de bonos en los mercados internacionales de capitales. La amortización del capital es en 2014. La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., garantiza en su totalidad la emisión de bonos realizada por su filial EEB International Ltd. En consecuencia, EEB International posee un pasivo en cabeza del Bank of New York que representa a los bonistas como agente. La emisión de los bonos asciende a USD$610 millones.

(2) Como parte del proceso de restructuración de las obligaciones financieras en mayo de 2008, la Empresa gestionó un préstamo con la Corporación Andina de Fomento CAF, con una tasa de interés Libor + 1,6% semestre vencido, y amortizaciones de capital en 14 cuotas semestrales a partir del año 2013. Esta operación se hizo para sustituir el crédito contratado con el banco ABN AMRO BANK por valor de USD$100 millones.

La deuda en dólares al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de octubre de 2010 asciende a USD$710,000,000, en Euros a €$1,499,677 (€$1,799,612 al 31 de octubre 2010) y en Francos Suizos a CHF$1,382.261 (CHF $1,382.261 al 31 de octubre de 2010).

Los instalamentos de deuda pagaderos en los próximos años son como sigue:

Año	Valor
2011	$ 120.935
2012	2.951
2013	769
2014	1.167.528
2015 y siguientes	192.035
	$ 1.484.218

Covenants – La Empresa adquirió unos compromisos en calidad de garante de la emisión de bonos efectuada por EEB International Ltd. y bajo lo estipulado en el Indenture de la emisión. A continuación se describen los más relevantes de carácter financiero:

- La relación de endeudamiento entre la deuda neta consolidada y el EBITDA consolidado no debe ser superior a 4,5:1,0

- La relación entre el EBITDA consolidado y el gasto de intereses consolidado no debe ser inferior a 2,25:1,0.

En el evento en que cualquiera de los compromisos anteriores se incumpla, la Empresa y su subsidiaria (TGI) tendrían las siguientes limitaciones:

- La Empresa y su subsidiaria no podrán crear, incurrir o asumir, ni permitirán que exista ningún gravamen sobre ninguna propiedad o activo, utilidad o ingreso (incluyendo cuentas por cobrar) o derechos con respecto a alguno de ellos.

- La Empresa y su subsidiaria no podrán dedicarse a ningún negocio diferente al negocio de transmisión de energía, transporte de gas y a las actividades o negocios que estén relacionadas.

- La Empresa y su subsidiaria no podrán crear ni adquirir ninguna subsidiaria, ni podrán efectuar ninguna inversión en otra sociedad, excepto las inversiones relacionadas en el curso ordinario de los negocios.

- La Empresa y su subsidiaria no podrá enajenar ningún activo a excepción de:

    - Ventas de inventarios, activos averiados, obsoletos, usados, improductivos o sobrantes, desperdicios e inversiones en el curso ordinario de los negocios.

    - Otras enajenaciones por una contraprestación que no exceda, individualmente o en conjunto USD$30,000,000 (o su equivalente en otras monedas) al año.

- La Empresa y su subsidiaria no podrán incurrir en ningún endeudamiento y no podrán garantizar ninguna obligación a favor de un tercero.

Adicional a lo anterior, la Empresa y su subsidiaria no podrán efectuar ningún cambio en el tratamiento contable y prácticas de reportes financieros o en el tratamiento de impuestos, excepto lo exigido o permitido por los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, aplicados uniformemente durante el período.

12. OPERACIONES DE COBERTURA

El 6 de noviembre de 2008, EEB contrató una operación de cobertura consistente en un cupón swap (intercambio de cupones) a través de la cual EEB recibe una tasa de interés del 8,75% en dólares sobre un monto de USD$133 millones y se obliga a pagar una tasa de interés fija en pesos de 10,85% sobre un monto nocional de $311.220 (equivalente a los USD$133 millones convertidos a una tasa spot de $2.340,00).

El resultado de la valoración del swap al 31 de diciembre de 2010, generó un ingreso por $3.699 (gasto de $3.363 al 31 de octubre de 2010) y un pasivo acumulado por $34.867 ($38.566 al 31 de octubre de 2010. (Ver Nota 25).

13. CUENTAS POR PAGAR

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Proveedores nacionales	$ 857	$ 892
Acreedores	6.236	2.067
Dividendos por pagar (1)	704.558	212
Impuestos por pagar	943	678
Depósitos recibidos de terceros (2)	3.674	4.168
Compañías vinculadas (Ver Nota 14)	274	2.089
Otras	1.529	1.586
	$ 718.071	$ 11.692

(1) Según Acta número 056 del 14 de diciembre de 2010, la Asamblea General de Accionistas autorizó decretar dividendos por $704.350, correspondiente a las utilidades del periodo enero 1 a octubre 31 de 2010, los cuales serán cancelados durante 2011.

(2) Incluye depósitos por diferencial de intereses del crédito con el KFW por $3.674, ($4.168 al 31 de octubre de 2010).

14. TRANSACCIONES CON COMPAÑÍAS VINCULADAS

Activo:		
Cuentas por cobrar – (Ver Nota 5)		
Codensa S.A. E.S.P.	$ 75	$ 102
Emgesa S.A. E.S.P.	18	94
TGI S.A. E.S.P. (1)	761.565	721.494
Subtotal cuentas por cobrar	761.658	721.690
Dividendos por cobrar		
Codensa S.A. E.S.P.	179.642	179.642
Emgesa S.A. E.S.P.	227.406	227.406
Subtotal dividendos por cobrar	407.048	407.048
Subtotal cuentas por cobrar y dividendos	1.168.706	1.128.738
Depósitos entregados – (Ver Nota 5)		
Patrimonio Autónomo Fidubogotá - EEB	441.197	388.784
Subtotal depósitos entregados	441.197	388.784
	$ 1.609.903	$ 1.517.522

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Pasivo:		
Cuentas y documentos por pagar – (Ver Nota 13)		
Codensa S.A. E.S.P.	$ 96	$ 4
Emgesa S.A. E.S.P.	176	-
TGI S.A. E.S.P.	-	2.083
EEB International Ltd.	2	2
	$ 274	$ 2.089

(1) A diciembre 31 de 2010 incluye préstamos otorgados por la Empresa a TGI por USD$370,000,000, en pesos $708.173 y $709.090 al 31 de octubre de 2010 a una tasa del 8,75% anual con vencimiento en 2017 y $43.529 con una tasa de DTF + 6% y vencimiento en octubre de 2011 (este préstamo fue cedido por Transcogas a TGI bajo las mismas condiciones de plazo e intereses como producto de la fusión). El valor de los intereses al 31 de diciembre es de $9.863, a octubre los intereses fueron cancelados en su totalidad.

El siguiente es el efecto en resultados de las transacciones con empresas relacionadas, descritos en la Nota 8:

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2010
Ingresos		
Emgesa S.A. E.S.P.	$ 23	$ 470
Codensa S.A. E.S.P.	257	1.639
Decsa S.A. E.S.P.	-	4
TGI S.A. E.S.P. (1)	12.144	60.382
	12.424	62.495
Ingresos por dividendos (2)		
Emgesa S.A. E.S.P.	-	479.674
Codensa S.A. E.S.P.	-	443.189
	-	922.863
	$ 12.424	$ 985.358
Costos y gastos		
Emgesa S.A. E.S.P.	$ 358	$ 432
Codensa S.A. E.S.P.	185	1.713
	$ 543	$ 2.145

(1) A diciembre 31 de 2010, $11.007 por el total de los intereses de los préstamos otorgados por USD$370,0000,000 a TGI y el crédito cedido por Transcogas con la fusión, así mismo incluye honorarios por los contratos de apoyo técnico de TCG y TGI por $1.137. Al 31 de octubre de 2010 incluye intereses de los préstamos a TGI por valor de $54.666, así como el contrato de apoyo técnico por $5.716.

(2) Acumulado por dividendos decretados a favor de la Empresa por los periodos 2009 y corte intermedio de cuentas al 30 de septiembre de 2010.

Contratos servicios técnicos de apoyo – EEB firmó dos contratos con el objeto de brindar apoyo técnico, prestar asesoría jurídica, administrativa y financiera en la ejecución de actividades que son requeridas para el desarrollo del objeto social de Transcogas y TGI. Estos contratos se firmaron en el año 2006 y 2009, respectivamente con un plazo de 20 años cada uno. El pago anual corresponde al 6% y 1,4% del EBITDA anual de Transcogas y TGI, respectivamente. El contrato firmado por Transcogas fue cedido a TGI producto de la fusión de estas dos compañías.

La Empresa no presentó operaciones vinculadas con: Accionistas que poseen más del 10% de las acciones de la Empresa, Miembros de Junta Directiva, Representantes Legales y sociedades donde los anteriores tengan directa o indirectamente una participación igual o mayor al 10% de las acciones en circulación.

15. PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES

El siguiente es el detalle de las provisiones contabilizadas por la Empresa al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de octubre de 2010:

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Provisión para contingencias	$ 64.480	$ 28.911
Otras provisiones	1.477	6.527
	65.957	35.438
Menos- Largo plazo	(64.480)	(28.911)
	$ 1.477	$ 6.527
Las provisiones para contingencias corresponden a:		
Administrativas	$ 19.573	$ 19.733
Civiles	6.324	6.277
Laborales (1)	38.583	2.901
	$ 64.480	$ 28.911

(1) Al 31 de diciembre de 2010 incluye provisión por contingencias derivadas por la suspensión de los beneficios complementarios de energía y recreación a los pensionados de la Empresa por $35.767, en cumplimiento de lo estipulado en el Acto Legislativo 001 de 2005 que modificó los regímenes especiales de pensiones. Al 31 de octubre de 2010 este valor estaba clasificado como prestaciones adicionales pensiones de jubilación.

Contingencias – Al 31 de diciembre de 2010, el valor de las reclamaciones contra la Empresa por litigios administrativos, civiles y laborales ascienden a $88.939 ($53.640 al 31 de octubre de 2010), y otros por importes indeterminados. Con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, la Empresa ha provisionado $64.480, ($28.911 al 31 de octubre de 2010) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias.

La administración de la Empresa estima con concurso de los asesores externos e internos, que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para los intereses de la Empresa y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa la posición financiera de la Empresa.

Acción de grupo – Por los supuestos perjuicios materiales y morales ocasionados por el daño ambiental producido en el embalse del Muña, en el año 2001 se interpusieron acciones de grupo y otras acciones jurídicas contra EEB, Emgesa y la CAR, durante las audiencias y consideraciones judiciales, se concluyó que la problemática se centraba principalmente en la contaminación de las aguas del rio Bogotá, por lo cual se aceptó que estos procesos fueron acumulados con otros de similar naturaleza. Actualmente, este proceso judicial se encuentra en trámite de segunda instancia ante el Consejo de Estado.

Con el propósito de atender este proceso, EEB, Emgesa y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EAAB), convocaron en el año 2003, una mesa con reconocidos expertos internacionales en materia de saneamiento de activos hídricos, quienes recomendaron una metodología técnica para la recuperación ambiental y paisajística del embalse Muña.

De acuerdo con las conclusiones y recomendaciones señaladas por la mesa de expertos, EEB conjuntamente con Emgesa, presentaron ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, un Pacto de Cumplimiento el cual fue aprobado, según consta en la sentencia de primera instancia.

La evolución técnica de las obras que conformaban el Pacto de Cumplimiento, indicaron la necesidad de realizar algunas modificaciones en el contenido del mismo, por lo tanto, se convocó nuevamente una Segunda Mesa de Expertos en el año 2005, las modificaciones fueron debatidas, expuestas y aprobadas por el comité de verificación convocado por la señora Magistrada Ponente de primera instancia.

En la actualidad se lleva a cabo un riguroso plan de mantenimiento tal y como lo ordenó la sentencia de primera instancia hasta que se pronuncie el Consejo de Estado.

Por último, es preciso mencionar que este tipo de acciones judiciales dada su naturaleza son de difícil cuantificación, ya que lo se pretende con ellas es la realización de actividades tendientes a mitigar la vulnerabilidad de un derecho colectivo y no un fin de carácter económico. De acuerdo al análisis de riesgo realizado por la Empresa con el apoyo de sus asesores externos esta contingencia está clasificada como remota.

16. OTROS PASIVOS

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Ingresos recibidos por anticipado (1)	$ 2.525	$ 3.685
Impuesto diferido (2)	20.182	19.390
Otros	1.787	-
	24.494	23.075
Menos – Porción corriente (1)	(145)	(1.160)
	$ 24.349	$ 21.915

(1) Corresponde al pago anticipado del contrato de usufructo suscrito por la Empresa con Interconexión Eléctrica S.A E.S.P. (ISA S.A. E.S.P.) el 6 de septiembre de 2007, cuyo objeto es el aprovechamiento de la infraestructura de transmisión de EEB para la instalación de redes de comunicaciones por un período de 20 años por $2.549 de los cuales $145 corresponden a porción corriente, también están clasificados como otros pasivos de corto plazo el pago anticipado por el año 2010 del contrato de apoyo técnico suscrito con TGI por $1.137 millones.

(2) Representa la diferencia temporal presentada por el exceso de la depreciación fiscal sobre la depreciación contable (Ver Nota 7).

17. PENSIONES DE JUBILACIÓN Y BENEFICIOS COMPLEMENTARIOS

Cálculo actuarial pensiones de jubilación	$ 260.650	$ 262.015
Menos – Porción corriente	(27.041)	(27.041)
Pensiones de jubilación a largo plazo	$ 233.609	$ 234.974

El valor de la obligación por concepto de pensiones al 31 de diciembre de 2010 se determina con base en un cálculo actuarial. Dicho cálculo fue elaborado por un actuario independiente, teniendo en cuenta una tasa DANE (IPC de largo plazo, equivalente al promedio ponderado del IPC de los últimos tres años) del 4,8% al 31 de diciembre de 2010. El número de personas cobijadas en el cálculo actuarial fue 1.925.

En acta 1325 del 2 de noviembre de 2000, la Junta Directiva ordenó la segregación operativa del Fondo de Pensiones de la Empresa. En julio de 2002, la EEB suscribió un contrato con Fiducolombia y Consorcio Pensiones Energía (conformado por Fiduciaria Previsora y Fiduciaria Bogotá) cuyo objeto es la constitución de un patrimonio autónomo para administrar los recursos financieros destinados a respaldar las obligaciones pensionales y el pago de las mismas, así como la administración del personal pensionado. Para tal efecto, Fiducolombia participa con la administración del 60% de los pensionados y el consorcio “Pensiones Energía”, con la administración del 40% restante. De acuerdo con los mencionados contratos, el patrimonio autónomo ascenderá al monto del capital necesario para atender las obligaciones pensionales a cargo de la Empresa y a favor del personal pensionado actual y futuro y debe corresponder al monto de las obligaciones pensionales, en la proporción adjudicada a cada Fiduciaria. El patrimonio autónomo tendrá ajustes o nuevos aportes en la medida en que se

requiera. La vigencia del contrato es por un periodo de cinco (5) años, el cual fue renovado durante el 2007 bajo las mismas condiciones.

Al 31 de diciembre de 2010, el Fondo de Pensiones asciende a $214.890 y $222.905 al 31 de octubre de 2010, los cuales se encuentran reflejados dentro de los depósitos entregados a largo plazo (Ver Nota 5). De acuerdo con los contratos suscritos con las Fiduciarias que manejan dichos patrimonios, la diferencia entre el valor del pasivo pensional y el valor del patrimonio autónomo al 31 de diciembre, será reintegrado o trasladado entre la Empresa y las Fiduciarias, dependiendo de la naturaleza de las diferencias, en abril y mayo de cada año, respectivamente. En mayo de 2010, la Empresa entregó recursos del Patrimonio Autónomo Consorcio Pensiones Energía por $6.834 y al Patrimonio Autónomo Fiducolombia por $6.384, con el fin de ajustar el saldo de tales patrimonios autónomos con el valor de las obligaciones pensionales del cálculo actuarial a diciembre de 2009.

En adición al pasivo por pensiones de jubilación, la Empresa registró al 31 de diciembre de 2010 el pasivo por beneficios médicos y otras prestaciones adicionales a que tienen derecho los pensionados, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Por lo tanto, se está aprovisionando el pasivo que a valor presente, cubre la obligación estimada por beneficios proyectados de los pensionados a la fecha de cierre del ejercicio.

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Beneficios complementarios a pensiones	$ 40.177	$ 77.232
Menos – Porción corriente	(5.089)	(5.089)
Beneficios complementarios a pensiones a largo plazo	$ 35.088	$ 72.143

El cálculo de Beneficios Complementarios se ajusta anualmente con base en los estudios actuariales que están en proceso y los pagos por estos conceptos se cargan directamente a resultados del periodo. Teniendo en cuenta el propósito de emisión de éstos estados financieros, el cálculo actuarial se ajustó con corte al 31 de diciembre de 2010 con base en un estudio actuarial.

El acto legislativo 001 de 2005, estableció la eliminación de los regímenes especiales de pensión convenidos en pactos y convenciones colectivas de trabajo a partir del 31 de julio de 2010.

El gasto registrado en el estado de resultados por concepto de nómina de pensiones de jubilación y amortización de pensiones y prestaciones adicionales al 31 de diciembre de 2010 y al 31 octubre de 2010 es el siguiente:

Pensiones de jubilación – nómina (Ver Nota 24)	$ 5.440	$ 20.705
Amortización pensiones (1)	248	33.011
Amortización prestaciones adicionales	-	11.650
	$ 5.688	$ 65.366

(1) El incremento obedece principalmente a que recientemente fueron actualizadas por la Superintendencia Financiera las tablas de mortalidad en la Resolución número 1555 de 2010.

18. IMPUESTOS

Impuesto sobre la renta – La Empresa está sujeta al impuesto de renta a una tarifa aplicable del 33% sobre la renta líquida.

De conformidad con el Artículo 191 del Estatuto Tributario, las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios no se encuentran sujetas a renta presuntiva.

Los años gravables 2008 y 2009 están abiertos para revisión de las autoridades tributarias.

La liquidación y pago del impuesto de renta es anual; sin embargo por efecto del corte al 31 de octubre de 2010, se presenta la provisión para impuestos sobre la renta y complementarios por cada período así:

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Gasto impuesto de renta	$ -	$ -
Efecto del impuesto sobre la renta diferido	792	14.924
	$ 792	$ 14.924

A continuación se presentan las partidas conciliatorias entre la utilidad comercial y la renta líquida gravable así:

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2010
Utilidad antes de impuestos	$ 1.108.661
Menos:	
Ingresos no constitutivos de renta	(1.055.619)
Otros gastos deducibles	(52.584)
Ingresos no fiscales	(174.826)
Más:	
Ingresos fiscales	17.008
Gastos y costos no deducibles	125.926
Renta líquida gravable	$ -
Tarifa del impuesto	33%
Impuesto a cargo	$ -

A continuación se presentan las partidas conciliatorias entre el patrimonio contable y el fiscal:

Patrimonio contable	$	7.110.759
Reajustes fiscales		647.428
Activos y provisiones		(697.644)
Pasivos estimados y provisiones		127.328
Valorizaciones		(3.755.261)
Patrimonio fiscal	$	3.432.610

Impuesto al patrimonio – Mediante la Ley 1111 de 2006, el Gobierno Nacional creó el impuesto al patrimonio para los años gravables 2007 a 2010. La base imponible del Impuesto al Patrimonio está constituida por el valor del patrimonio líquido del contribuyente poseído el 1º de enero de 2007 aplicando una tarifa del 1,2% para cada año. Durante el 2010 la Empresa pagó $9.906, con cargo a la cuenta revalorización del patrimonio, acogiéndose a lo dispuesto en las normas colombianas.

Impuesto de industria y comercio – La Empresa declara y paga el Impuesto de Industria y Comercio sobre sus ingresos a las tarifas del 1,104%, 0.966%, 0.414% en Bogotá, 0.6% en Mosquera, 0,8% en Cartagena y Cúcuta, 0,4% en La Mesa y 1% en El Colegio, Funza, Soacha, Ubalá, Pasto 0.5%, Yaguará 0.8%, Altamira 1.0% y Mocoa 0.8%.

19. PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS

Capital – El capital autorizado es de 306.041.892 acciones de valor nominal de $7.744,038 cada una, de las cuales 85.871.565 acciones estaban suscritas y pagadas al 31 de diciembre de 2010, distribuidas así:

	Número de acciones	%
Distrito Capital	70.023.922	81,544947
Ecopetrol S.A.	6.310.980	7,349325
Corficolombiana S.A.	3.271.505	3,809765
Fondo de pensiones obligatorias Porvenir	1.856.743	2,162233
Fondo de pensiones obligatorias Horizonte	990.285	1,153216
Fondo de pensiones obligatorias Colfondos	786.520	0,915926
Empresa de Telecomunicaciones de Santafé de Bogotá	39.303	0,045770
Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá	7.861	0,009154
Financiera Energética Nacional S.A. – FEN	393	0,000457
Asociación de Ingenieros de la EEB	393	0,000457
Sociedad de Pensionados de la EEB	39	0,000045
Fondo de Empleados de la EEB	39	0,000045
Trabajadores y otros accionistas minoritarios	2.583.582	3,008658
	85.871.565	100,00

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Empresa, celebrada el 30 de julio de 2010 autorizó la reducción de capital con efectivo reembolso a los accionistas por $204.721, la cual se encuentra pendiente de aprobación por las autoridades pertinentes.

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Empresa, celebrada el 14 de diciembre de 2010, autorizó decretar dividendos por $704.350 con cargo a las utilidades del periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2010.

Revalorización del patrimonio – La revalorización de patrimonio no puede distribuirse como utilidades pero puede capitalizarse.

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

Reserva para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas – Para efectos de que las utilidades del ejercicio 1997 disfruten de la exención del impuesto sobre la renta del artículo 211 del Estatuto Tributario, éstas fueron apropiadas como reserva para la rehabilitación, extensión y reposición de los sistemas para la prestación del servicio público domiciliario.

Reserva Decreto 2336 de 1995 – Dando cumplimiento al decreto 2336 de 1995, que trata sobre realización de las utilidades generadas por la aplicación de métodos especiales de valoración de inversiones, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas ordenó incluir $162.993 en ésta reserva con cargo a las utilidades del periodo enero – octubre de 2010.

Reserva ocasional Art. 130 de ET*– C*on el fin de dar cumplimiento al artículo 130 del ET por exceso de la depreciación fiscal deducible del impuesto de renta, la Asamblea General de Accionistas ordenó incluir $5.124 en esta reserva con cargo a las utilidades del periodo enero – octubre de 2010.

20. INGRESOS OPERACIONALES

Al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de octubre de 2010, los ingresos operacionales ascienden a $16.241 y $77.470 respectivamente, de los cuales $16.158 corresponden a los servicios facturados a XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P., como administrador y liquidador de cuentas del Sistema de Transmisión Nacional, por el uso de líneas y redes de la Empresa para transmisión de energía en Colombia ($77.232 al 31 de octubre de 2010) y $83 de ingresos recibidos por concepto de aprovechamientos y arrendamientos transmisión ($238 al 31 de octubre de 2010).

21. COSTOS DE VENTAS

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2010
Servicios personales	$ 1.096	$ 4.563
Generales	356	1.157
Depreciaciones	2.292	11.452
Amortizaciones	238	208
Arrendamientos	-	38
Bienes y servicios	145	714
Contribuciones	1.579	7.422
Operación y mantenimiento	1.427	3.232
Honorarios	164	491
Servicios públicos	12	60
Seguros	253	1.229
Impuestos	143	715
Seguridad y vigilancia	31	77
	$ 7.736	$ 31.358

22. OTROS INGRESOS

Honorarios y arrendamientos vinculados	$ 1.137	$ 5.717
Recuperación de provisiones (1)	3.921	17.685
Otras recuperaciones (2)	19.114	4.528
Utilidad en venta de propiedades	-	3
Arrendamientos	422	3.058
Servicios	27	685
	$ 24.621	$ 31.676

(1) Al 31 de diciembre de 2010 se incorporaron recuperación de provisión para inversiones por $1.426, ajuste a cálculo actuarial pensiones de jubilación y beneficios complementarios $2.891 y Ajuste a contingencias litigiosas por $106. Al 31 de octubre de 2010 incluye $17.453 millones, recuperación de provisión activos fijos del estudio de inventario y valoración de activos realizado al 30 de septiembre de 2010, recuperación provisión de litigios y contingencias por $117, recuperación provisión inversiones por $65 y ejercicios anteriores $50.

(2) Al 31 de diciembre y 31 de octubre de 2010, incluye principalmente:

Impuesto diferido por cobrar (Ver nota 9)	$ 18.430	$ -
Recuperación compartibilidad pensional	16	1.922
Recuperación cuotas partes pensionales	436	2.122
	$ 18.882	$ 4.044

23. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2010
Servicios personales	$ 2.792	$ 9.838
Contribuciones imputadas	24	1.193
Contribuciones efectivas	700	3.482
Aportes sobre nómina	64	287
Pensiones de jubilación (Ver Nota 17)	5.440	20.705
Amortización pensiones y prestaciones adicionales	248	44.662
Cuotas partes pensiónales	1.902	407
Servicios médicos	278	3.200
Honorarios (1)	1.662	4.470
Estudios y proyectos	-	2.409
Servicios públicos	28	131
Publicidad y propaganda	770	1.121
Suscripciones y afiliaciones	13	386
Impuestos (2)	1.478	17.770
Vigilancia y seguridad	182	567
Comunicación y transporte	204	683
Mantenimiento, materiales y suministros	316	1.133
Seguros	179	975
Otros gastos generales (3)	898	3.302
Donaciones (4)	-	1.763
Depreciaciones	138	627
Amortizaciones	1.069	5.287
Provisión para protección de inversiones	1	1.100
Provisión para deudores	155	818
Provisión inventarios	-	86
Provisión propiedad planta y equipo (5)	-	11.862
Provisión para contingencias	192	966
(Menos) gastos asignados al negocio de transmisión	(1.141)	(4.976)
	$ 17.592	$ 134.254

(1) Corresponde principalmente a los honorarios por asesoría legal, estudio de inventario y valoración de activos fijos, gestión documental, revisión periódica calificación de riesgo, honorarios revisoría fiscal, proyecto sistema de gestión, y banca de inversión entre otros.

(2) Al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de octubre de 2010 incluye principalmente:

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2010
Gravamen al movimiento financiero	$ 41	$ 210
Impuesto de industria y comercio	858	14.389
Impuesto predial	3	1.110
Otros impuestos y contribuciones	20	403
Impuesto a las ventas no descontable	556	1.658
	$ 1.478	$ 17.770

(3) Al 31 de diciembre y 31 de octubre de 2010 incluye los pagos realizados por concepto leasing de infraestructura firmado con Leasing Bancolombia S.A. cuyo objeto es la adquisición de las oficinas 901, 1001, 2 locales y 41 parqueaderos del edificio ubicado en la Carrera 9 N° 73 – 44, adecuaciones y adquisición de muebles con las siguientes condiciones:

	Leasing adquisición de oficinas	Leasing adecuaciones	Leasing adquisición de muebles
Valor de los bienes adquiridos	$10.468	$1.816	$876
Tasa de interés	DTF T.A. + 3,75 puntos	DTF T.A. + 3,75 puntos	DTF T.A. + 3,75 puntos
Plazo del contrato	144 meses	144 meses	60 meses
Periodicidad de pago	Mensual	Mensual	Mensual
Valor de la opción de adquisición	$3.140	$544	$88
Porcentaje de la opción	30%	30%	10%
Cuotas extraordinarias contingentes	No incluidas en el contrato	No incluidas en el contrato	No incluidas en el contrato
Amortización	Hasta la cuota 24, período de gracia en pago de capital desde la cuota 25 hasta la 96 se amortiza un 15% de la obligación, desde la cuota 97 y hasta la 144 se amortiza un 55% de la obligación	Hasta la cuota 24, período de gracia en pago de capital desde la cuota 25 hasta la 96 se amortiza un 15% de la obligación, desde la cuota 97 y hasta la 144 se amortiza un 55% de la obligación	Hasta la cuota 24, período de gracia en pago de capital
Pagos realizados durante 2010	$668 millones	N/A	N/A

(4) La política de responsabilidad social Empresarial de EEB está siendo ejecutada a través de la Fundación Grupo Energía de Bogotá, entidad sin ánimo de lucro creada para tal fin, a octubre 31de 2010 la Empresa realizó donaciones a la Fundación Grupo Energía de Bogotá por $1.570, así mismo, se realizó donación de libros, revistas y publicaciones al Instituto Técnico Central por un valor de $193.

(5) Dando cumplimiento a las normas contables colombianas y en especial a lo establecido en los artículos 63 y 64 del Decreto Reglamentario 2649, EEB contrató a la firma Consultores Unidos S.A. para efectuar el inventario y avalúo técnico de los activos fijos y de los materiales en bodega de la Empresa a mayo 31 de 2010.

En cumplimiento de lo ordenado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en enero de 2008 la Empresa implantó el sistema de costos basado en actividades que trata la Ley 142 de 1994. Los criterios y factores de distribución fueron discutidos y aprobados en Comité de Presidencia con base en un estudio preparado por la Vicepresidencia Financiera.

Los gastos de administración arriba mencionados fueron redistribuidos a los siguientes centros de costos:

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2010
Asociados al negocio regulado de transmisión:		
Transporte de Energía	$ 1.141	$ 4.976
Actividades administrativas y financieras no asociadas al negocio de transmisión	13.418	90.761
	14.599	95.737
Impuestos	1.478	17.770
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	1.555	20.747
	$ 17.592	$ 134.254

24. GASTOS FINANCIEROS

Intereses (1)	$ 18.797	$ 104.752
Comisiones (2)	166	475
Valoración operaciones de cobertura (Ver Nota 12)	-	3.362
Pérdida valoración patrimonios autónomos	1.322	-
Gastos bancarios	3	81
	$ 20.288	$ 108.670

(1) Al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de octubre de 2010, corresponde a los intereses pagados por los créditos suscritos por la Empresa para llevar a cabo el proceso de compra de los activos, derechos y contratos de Ecogás, y la liquidación de operaciones de cobertura.

(2) Corresponde al pago realizado a The Royal Bank of Scotland N.V. por el servicio de la deuda.

25. CUENTAS DE ORDEN

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Deudoras de control:		
Bienes entregados en garantía	$ 57.287	$ 57.287
Fiscales	885.983	896.989
Otras cuentas deudoras	962	955
	944.232	955.231

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 31 de octubre de 2010
Responsabilidades contingentes:		
Garantías y avales otorgados (1)	1.167.528	1.117.300
Bienes entregados en garantía (2)	86.184	82.476
	1.253.712	1.199.776
Litigios o demandas:		
Civiles	4.208	4.208
Laborales	2.833	2.894
Administrativas	17.418	17.627
	24.459	24.729
Acreedoras de control:		
Contratos de servicios	80.030	81.652
Ordenes de compra	6.887	7.476
Aportes de capital	205.491	205.491
Capital proveniente de revalorización de patrimonio	459.501	459.501
	751.909	754.120
	$ 2.974.312	$ 2.933.856

(1) Al 31 de diciembre de 2010, las cuentas de Orden Derechos Contingentes incluyen la garantía sobre la emisión de bonos internacionales por USD$610 millones $1.167.528 (1.117.300 a octubre de 2010), realizada por EEB International Ltd. Estos bonos tienen vencimiento el 31 de octubre de 2014 y una tasa de interés en dólares de 8,75%.

(2) Al 31 de diciembre de 2010, las cuentas de Orden Derechos Contingentes incluyen $86.184 (82.476 a octubre de 2010) por el valor de la prenda sobre las acciones que tiene la Empresa en Red de Energía del Perú S.A. como garantía de obligaciones que tiene dicha compañía con entidades financieras.

26. REFORMA TRIBUTARIA

A continuación se resumen las modificaciones más importantes al impuesto al patrimonio y al impuesto sobre la renta para los años 2011 y siguientes, introducidas por la Ley 1370 de 2009 complementada por el Decreto 4825 y la Ley 1430 del 29 de diciembre de 2010:

- Por el año 2011 el impuesto al patrimonio se calcula con base en el valor del patrimonio líquido poseído el 1° de enero del año 2011. La tasa aplicable será de 1% para patrimonios cuya base gravable este entre $1.000 y $2.000 millones, de 1.4% para patrimonios entre $2.000 y $3.000 millones, de 2.4% para patrimonios entre $3.000 y $5.000 millones y de 4.8% para patrimonios iguales o superiores a $5.000 millones. Para patrimonios superiores a $3.000 millones se establece una sobretasa del 25% sobre la respectiva tarifa aplicable del impuesto al patrimonio. Se indica que el impuesto al patrimonio creado para los patrimonios inferiores a $3.000 millones y la sobretasa creada para los patrimonios superiores a $3.000 millones no podrán ser objeto de contratos de estabilidad jurídica.

Dicho impuesto debe ser pagado en 8 cuotas entre 2011 y 2014. Se mantiene la opción de registrar este impuesto contra la cuenta de revalorización del patrimonio. No hace parte de la base gravable el valor patrimonial neto de la inversión en acciones de sociedades nacionales.

- A partir del período gravable 2011, ningún contribuyente de impuesto a la renta y complementarios podrá hacer uso de la deducción especial por inversión en activos reales productivos.

27. EVENTOS POSTERIORES

El 19 de enero de 2011, la Empresa suscribió un acuerdo para la compra de las inversiones que posee el Fondo Ashmore en Cálidda (Perú) y en Promigas (Colombia).

EEB adquirió la compañía AEI Perú Holding Ltd, que posee el 60% de las acciones de Cálidda, empresa encargada de la distribución de gas natural en el departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao.

En Colombia la transacción se hizo en conjunto con Corficolombiana y dos fondos de inversión, con quienes se adquirieron las compañías AEI Promigas Ltd, AEI Promigas Holdings Ltd y AEI Promigas Investments Ltd, empresas que poseen el 52,13% de Promigas, hecho que le representa a EEB la adquisición de forma indirecta del 15,6% de dicha compañía.

El monto de esta operación es de U$351 millones aproximadamente.

El 20 de enero de 2011 La Junta Directiva de la Empresa, autorizó a la administración para gestionar créditos hasta por $700.000 ó su equivalente en dólares para garantizar la disponibilidad de recursos financieros que permitan ejecutar el plan de inversiones a nivel nacional e internacional.

El cierre de las operaciones de compra de Promigas y Cálidda se realizaron el 10 y 14 de febrero de 2011, con los pagos efectuados por EEB por US$237,862,830 y US$111,240,000, respectivamente.

Deloitte.

Deloitte & Touche Ltda.
Cra. 7 No. 74 - 09
A.A. 075874
Nit. 860.005.813-4
Bogotá D.C.
Colombia

Tel: +57 (1) 5461810 - 5461815
Fax: +57 (1) 2178088
www.deloitte.com/co

INFORME DEL REVISOR FISCAL, SOBRE LOS ESTADOS FINANCIEROS SUJETOS A REVISIÓN DE LA JUNTA DIRECTIVA Y APROBACIÓN DE LA ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS

A los Accionistas de
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.:

He auditado los balances generales de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de octubre de 2010 y los correspondientes estados de resultados, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por el periodo de dos meses comprendido entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2010 y por el período de diez meses comprendido entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2010, y el resumen de las principales políticas contables y otras notas explicativas.

La administración es responsable por la preparación y correcta presentación de estos estados financieros de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener un sistema de control interno adecuado para la preparación y presentación de los estados financieros, libres de errores significativos, bien sea por fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas, así como efectuar las estimaciones contables que resulten razonables en las circunstancias.

Mi responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros con base en mis auditorías. Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones y llevar a cabo mi trabajo de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Tales normas requieren que planifique y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de errores significativos. Una auditoría de estados financieros incluye examinar, sobre una base selectiva, la evidencia que soporta las cifras y las revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos de auditoría seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo su evaluación de los riesgos de errores significativos en los estados financieros. En la evaluación del riesgo, el auditor considera el control interno de la Empresa que es relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye, evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones contables significativas hechas por la administración, así como evaluar la

©2010 Deloitte Touche Tohmatsu / Deloitte & Touche S.A. Todos los derechos reservados. Deloitte se refiere a Deloitte Touche Tohmatsu -asociación suiza- y a su red de firmas miembro, cada una como una entidad única e independiente. Por favor, vea en www.deloitte.com/co conózca la descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu y sus Firmas miembro.

Una firma miembro de **Deloitte Touche Tohmatsu**

presentación general de los estados financieros. Considero que mis auditorías me proporcionan una base razonable para expresar mi opinión.

En mi opinión, los estados financieros antes mencionados, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de octubre de 2010, los resultados de sus operaciones, los cambios en su patrimonio, los cambios en su situación financiera y sus flujos de efectivo de dos meses comprendido entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2010 y por el período de diez meses comprendido entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2010, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia.

Nuestro examen fue practicado con el propósito de formarnos una opinión de los estados financieros básicos arriba mencionados tomados en su conjunto. Como información suplementaria se presenta el estado de resultados pro forma del año 2010, junto con el estado de resultados del año 2009 . El estado de resultados pro forma por el año 2010 se preparó a partir de la suma de los saldos de las cuentas de los estados de resultados por los periodos del 1 de Enero al 31 de Octubre de 2010 y del 1 de noviembre al 31 de diciembre de 2010. Dicho estado de resultados pro forma del año 2010 se presenta con fines comparativos con los del año 2009 y no se requiere como parte de los estados financieros básicos. Esta información ha sido sometida a los procedimientos de auditoría aplicados en nuestro examen de los estados financieros básicos y, en nuestra opinión, se exponen razonablemente en todos sus aspectos importantes en relación con los estados financieros básicos en conjunto.

Además, basado en el alcance de mi auditoría, informo que la Empresa ha llevado su contabilidad conforme a las normas legales y a la técnica contable; las operaciones registradas en los libros de contabilidad y los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y de la Junta Directiva; la correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas y de registro de acciones se llevan y se conservan debidamente; el informe de gestión de los administradores guarda la debida concordancia con los estados financieros básicos, y la Empresa no se encuentra en mora por concepto de aportes al Sistema de Seguridad Social Integral. Mi evaluación del control interno, efectuada con el propósito de establecer el alcance de mis pruebas de auditoría, no puso de manifiesto que la Empresa no haya seguido medidas adecuadas de control interno y de conservación y custodia de sus bienes y de los de terceros que estén en su poder.



DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal
T.P. 116.710 - T
Designada por Deloitte & Touche Ltda.

17 de febrero de 2011.

Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.

Estados Financieros por los Años Terminados el 31 de Diciembre 2009 y 2008 e Informe del Revisor Fiscal.

Deloitte.

Deloitte & Touche Ltda
Cra. 7 Nº 74 - 09
A.A. 075874
Nit. 860.005.813-4
Bogotá D.C.
Colombia

Tel: +57(1) 5461810 - 5461815
Fax: +57(1) 2178088
www.deloitte.com/co

INFORME DEL REVISOR FISCAL

A los Accionistas de
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.:

He auditado los balances generales de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2009 y 2008 y los correspondientes estados de resultados, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, y el resumen de las principales políticas contables y otras notas explicativas.

La administración es responsable por la preparación y correcta presentación de estos estados financieros de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener un sistema de control interno adecuado para la preparación y presentación de los estados financieros, libres de errores significativos, bien sea por fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas, así como efectuar las estimaciones contables que resulten razonables en las circunstancias.

Mi responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros con base en mis auditorías. Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones y llevar a cabo mi trabajo de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Tales normas requieren que planifique y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de errores significativos. Una auditoría de estados financieros incluye examinar, sobre una base selectiva, la evidencia que soporta las cifras y las revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos de auditoría seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo su evaluación de los riesgos de errores significativos en los estados financieros. En la evaluación del riesgo, el auditor considera el control interno de la Empresa que es relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye, evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones contables significativas hechas por la administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros. Considero que mis auditorías me proporcionan una base razonable para expresar mi opinión.

En mi opinión, los estados financieros antes mencionados, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2009 y 2008, los resultados de sus operaciones, los cambios en su patrimonio, los cambios en su situación financiera y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, aplicados sobre bases uniformes.

Además, informo que la Empresa ha llevado su contabilidad conforme a las normas legales y a la técnica contable; las operaciones registradas en los libros de contabilidad y los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y de la Junta Directiva; la correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas y de registro de acciones se llevan y se conservan debidamente; el informe de gestión de los administradores guarda la debida concordancia con los estados financieros básicos, y la Empresa no se encuentra en mora por concepto de aportes al Sistema de Seguridad Social Integral . Mi evaluación del control interno, efectuada con el propósito de establecer el alcance de mis pruebas de auditoría, no puso de manifiesto que la Empresa no haya seguido medidas adecuadas de control interno y de conservación y custodia de sus bienes y de los de terceros que estén en su poder.

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal
T.P. 116.710 - T
Designada por Deloitte & Touche Ltda.

18 de febrero de 2010.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

BALANCES GENERALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008
(En millones de pesos colombianos)

ACTIVOS	2009	2008
ACTIVO CORRIENTE:		
Efectivo (Nota 4)	$ 286	$ 365
Inversiones temporales (Nota 8)	311.709	410.935
Deudores (Nota 5)	49.562	61.159
Inventarios (Nota 6)	8.528	7.596
Otros activos, porción corriente (Nota 9)	503	1.071
Total activo corriente	370.588	481.126
CUENTAS POR COBRAR A LARGO PLAZO (Nota 5)	806.944	881.558
DEPÓSITOS ENTREGADOS EN ADMINISTRACIÓN (Nota 5)	407.612	220.537
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, neto (Nota 7)	268.951	281.453
INVERSIONES PERMANENTES (Nota 8)	2.994.330	2.642.529
OTROS ACTIVOS, neto (Nota 9)	123.514	123.953
VALORIZACIONES (Nota 10)	3.944.326	3.649.427
Total activos	$ 8.916.265	$ 8.280.583
CUENTAS DE ORDEN (Nota 25)	$ 3.373.834	$ 3.485.685

PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	2009	2008
PASIVO CORRIENTE:		
Porción corriente de la deuda a largo plazo (Nota 11)	$ 172.863	$ 125.509
Cuentas por pagar (Nota 13)	15.496	26.459
Obligaciones laborales	2.173	737
Pensiones de jubilación (Nota 17)	26.706	27.461
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota 17)	5.089	4.986
Pasivos estimados y provisiones (Nota 15)	3.202	6.944
Otros pasivos (Nota 16)	145	145
Total pasivo corriente	225.674	192.241
PASIVOS A LARGO PLAZO:		
Deuda a largo plazo, menos porción corriente (Nota 11)	1.458.536	1.603.870
Operaciones de cobertura (Nota 12)	35.204	7.251
Pensiones de jubilación, menos porción corriente (Nota 17)	202.299	193.087
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación, menos porción corriente (Nota 17)	60.492	53.421
Pasivos estimados y provisiones (Nota 15)	29.655	27.484
Otros pasivos (Nota 16)	8.142	5.461
Total pasivo a largo plazo	1.794.328	1.890.574
Total pasivos	2.020.002	2.082.815
PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS: (Nota 19)		
Capital suscrito y pagado	664.993	664.993
Prima en colocación de acciones	97.412	97.412
Reservas	912.606	935.308
Resultados de ejercicios anteriores	-	67.466
Resultado neto del ejercicio	723.213	219.115
Superávit donado	6.655	6.655
Superávit por valorizaciones	3.944.326	3.649.427
Superávit método de participación	1.585	2.013
Revalorización del patrimonio	545.473	555.379
Total patrimonio de los accionistas	6.896.263	6.197.768
Total pasivos y patrimonio de los accionistas	$ 8.916.265	$ 8.280.583
CUENTAS DE ORDEN (Nota 25)	$ 3.373.834	$ 3.485.685

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

MONICA DE GREIFF LINDO
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional Nº 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designada por Deloitte & Touche Ltda.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE RESULTADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008
(En millones de pesos colombianos, excepto el número de acciones y el resultado neto por acción)

	2009	2008
INGRESOS OPERACIONALES (Nota 20)	$ 92.696	$ 91.152
COSTO DE VENTAS (Nota 21)	(38.983)	(40.092)
Utilidad bruta	53.713	51.060
Gastos asignados (Nota 23)	(4.451)	(4.609)
Utilidad operacional negocio de transmisión	49.262	46.451
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES		
Dividendos e intereses ganados (Nota 8)	636.918	582.036
Diferencia en cambio	31.912	(21.403)
Utilidad (pérdida) método de participación (Nota 8)	259.770	(172.426)
Otros ingresos (Nota 22)	19.364	20.796
Gastos de administración (Nota 23)	(100.747)	(83.680)
Gastos financieros (Nota 24)	(168.647)	(146.937)
Otros gastos	(1.691)	(2.931)
	676.879	175.455
Utilidad antes de impuesto de renta	726.141	221.906
IMPUESTO DE RENTA (Nota 18)	(2.928)	(2.791)
RESULTADO NETO DEL EJERCICIO	$ 723.213	$ 219.115
NÚMERO DE ACCIONES (Nota 19)	85.871.565	85.871.565
RESULTADO NETO POR ACCIÓN	$ 8.422,03	$ 2.551,66

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

MONICA DE GREIFF LINDO
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designada por Deloitte & Touche Ltda.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008
(En millones de pesos colombianos)

			Reservas											
	Capital suscrito y pagado	Prima en colocación de acciones	Legal	Para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas	Reserva método de participación sociedades Dec. 2336/95	Ocasionales	Total	Resultados de ejercicios anteriores	Resultado neto del período	Superávit donado	Superávit por valorizaciones	Superávit método de participación	Revalorización del patrimonio	Total patrimonio de los accionistas
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007	$ 664.993	$ 97.412	$ 238.323	$ 125.696	$ -	$ 1.386	$ 365.405	$ 67.466	$ 869.037	$ 6.655	$ 3.458.983	$ 2.320	$ 565.285	$ 6.097.556
Apropiaciones	-	-	86.904	-	288.474	194.525	569.903	-	(569.903)	-	-	-	-	-
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	-	(299.134)	-	-	-	-	(299.134)
Impuesto al patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.906)	(9.906)
Valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	190.444	-	-	190.444
Superávit método de participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(307)	-	(307)
Resultado neto del período	-	-	-	-	-	-	-	-	219.115	-	-	-	-	219.115
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008	664.993	97.412	325.227	125.696	288.474	195.911	935.308	67.466	219.115	6.655	3.649.427	2.013	555.379	6.197.768
Apropiaciones	-	-	7.268	-	5.921	-	13.189	-	(13.189)	-	-	-	-	-
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	(35.891)	(35.891)	(67.466)	(205.926)	-	-	-	-	(309.283)
Impuesto al patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.906)	(9.906)
Valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	294.899	-	-	294.899
Superávit método de participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(428)	-	(428)
Resultado neto del período	-	-	-	-	-	-	-	-	723.213	-	-	-	-	723.213
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009	$ 664.993	$ 97.412	$ 332.495	$ 125.696	$ 294.395	$ 160.020	$ 912.606	$ -	$ 723.213	$ 6.655	$ 3.944.326	$ 1.585	$ 545.473	$ 6.896.263

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

MONICA DE GREIFF LINDO
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designada por Deloitte & Touche Ltda.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE CAMBIOS EN LA SITUACIÓN FINANCIERA
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008
(En millones de pesos colombianos)

	2009	2008
CAPITAL DE TRABAJO OBTENIDO DE:		
Resultado neto del período	$ 723.213	$ 219.115
Partidas que no requirieron capital de trabajo:		
Depreciaciones y amortizaciones	21.004	22.865
Diferencia en cambio	(53.408)	52.185
Valuación portafolio en patrimonio autónomo	(34.229)	(24.899)
Recuperaciones y provisiones	4.219	(1.839)
Pérdida (utilidad) método de participación	(259.770)	172.426
Utilidad en venta de activos fijos	(341)	(273)
Utilidad en venta de inversiones	-	(9.842)
Operaciones de cobertura	27.953	-
Impuesto diferido	2.825	2.791
Capital de trabajo obtenido de las operaciones	431.466	432.529
Aumento de la deuda	-	198.178
Aumento en operaciones de cobertura	-	7.251
Aumento en otros pasivos	-	2.670
Reclasificación de pensiones de jubilación de corto a largo plazo	16.283	1.870
Total capital de trabajo obtenido	447.749	642.498
CAPITAL DE TRABAJO UTILIZADO EN:		
Aumento de cuentas por cobrar a largo plazo	(154.694)	(34.022)
Aumento de inversiones permanentes	(105.768)	(18.678)
Aumento en propiedades, planta y equipo	(1.554)	(1.172)
Aumento en otros activos	(6.121)	(12.454)
Disminución de la deuda	(2.965)	-
Disminución en pasivos estimados y provisiones	(1.284)	(333)
Disminución en otros pasivos	(144)	-
Pago de dividendos	(309.284)	(299.134)
Impuesto al patrimonio	(9.906)	(9.906)
Total capital de trabajo utilizado	(591.720)	(375.699)
AUMENTO (DISMINUCIÓN) EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ (143.971)	$ 266.799
CAMBIOS NETOS EN LOS COMPONENTES DEL CAPITAL DE TRABAJO:		
Efectivo	$ (79)	$ (55.743)
Inversiones temporales	(99.226)	56.980
Deudores	(11.597)	(79.036)
Inventarios	932	1.128
Gastos pagados por anticipado	(568)	(1.508)
Porción corriente de la deuda a largo plazo	(47.354)	272.560
Cuentas por pagar	10.963	69.484
Obligaciones laborales	(1.436)	(61)
Pensiones de jubilación y beneficios complementarios	652	1.333
Pasivos estimados y provisiones	3.742	698
Otros pasivos	-	964
AUMENTO (DISMINUCIÓN) EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ (143.971)	$ 266.799

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de la Empresa.

MONICA DE GREIFF LINDO
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designada por Deloitte & Touche Ltda.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008
(En millones de pesos colombianos)

	2009	2008
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Resultado neto del período	$ 723.213	$ 219.115
Ajustes para conciliar el resultado con el efectivo neto (usado en) provisto por las actividades de operación:		
Depreciaciones y amortizaciones	21.004	25.083
Diferencia en cambio	(31.850)	21.391
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(34.229)	(24.899)
Recuperaciones y provisiones	4.820	4.055
Pérdida (utilidad) método de participación	(259.770)	172.426
Recuperación pensiones de jubilación	-	(4.804)
Utilidad en venta de activos fijos	(341)	(273)
Utilidad en venta de inversiones permanentes	-	(9.842)
Pérdida (utilidad) valoración operaciones de cobertura	27.953	7.251
Impuesto diferido	2.825	2.791
	453.625	412.294
Cambios en activos y pasivos de operación, neto		
Deudores	(143.723)	43.909
Inventarios	(908)	(1.114)
Gastos pagados por anticipado	568	(710)
Otros activos	(6.121)	(31.432)
Cuentas y documentos por pagar	(10.959)	(63.964)
Obligaciones laborales	17.067	61
Pasivos estimados y provisiones	(5.026)	(1.031)
Otros pasivos	(143)	2.243
Fondos netos provistos por las actividades de operación	304.380	360.256
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Aumento de activos fijos	(1.554)	(1.172)
(Aumento) disminución de inversiones permanentes	(105.768)	300
(Aumento) disminución de inversiones temporales	77.663	(31.705)
Fondos netos usados en las actividades de inversión	(29.659)	(32.577)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Aumento (disminución) de la deuda	44.389	(74.382)
Pago de dividendos	(309.283)	(299.134)
Impuesto al patrimonio	(9.906)	(9.906)
Fondos netos usados en las actividades de financiación	(274.800)	(383.422)
CAMBIOS NETOS EN EL EFECTIVO	(79)	(55.743)
EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	365	56.108
EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	$ 286	$ 365

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de la Empresa.

MONICA DE GREIFF LINDO
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designada por Deloitte & Touche Ltda.

1. ENTE ECONÓMICO Y OPERACIONES

De conformidad con la Ley 142 de 1994 y el Acuerdo 01 de 1996 del Concejo Distrital, el 31 de mayo de 1996 la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. se transformó de empresa industrial y comercial del estado del orden distrital a una sociedad por acciones. La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (en adelante EEB o la Empresa) transformada en empresa de servicios públicos bajo la Ley 142 continuó dedicada a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.

Emgesa S.A. E.S.P. y Codensa S.A. E.S.P. - El 24 de enero de 1997, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Empresa aprobó el plan presentado por la Gerencia y sus Asesores para la reestructuración de la Empresa y la vinculación de inversionistas privados. El 23 de octubre de 1997, dicho plan culminó con la segregación de los negocios a través de la creación de dos Compañías, una dedicada a la generación (EMGESA S.A. E.S.P.) y otra a la distribución y comercialización de energía (CODENSA S.A. E.S.P.), quedando en EEB, únicamente la actividad de transmisión de energía, el Centro Regional de Despacho y un portafolio de inversiones en el sector energético principalmente. El término de la duración legal de la sociedad es indefinido.

Para la constitución de las nuevas compañías, EEB aportó a cada una los activos y pasivos de generación y distribución y comercialización, respectivamente, a cambio de una participación del 51,5% en el capital de dichas compañías.

Proceso de compra activos de Ecogas – Mediante el Decreto 1404 de Mayo de 2005, el Gobierno Nacional aprobó el programa de enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de la Empresa Colombiana de Gas (en adelante Ecogas), relacionados con el transporte de gas natural, su operación y explotación, mediante la constitución por suscripción sucesiva de acciones de la sociedad Transportadora de Gas Internacional S. A. E.S.P. (en adelante TGI).

El 6 de diciembre de 2006 la Empresa resultó adjudicataria del 97,15% de las acciones de TGI por $3,25 billones de pesos correspondientes al valor ofertado por la Empresa que fueron financiados mediante la colocación de bonos y créditos con la banca y los mercados de capitales internacionales. (Ver Nota 11)

El 16 de febrero de 2007 fue celebrada la Asamblea General de Accionistas, en la cual se formalizó la constitución de la empresa Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. la cual se llevó a cabo en la ciudad de Bucaramanga. Actualmente la Empresa posee una participación accionaria en TGI del 97,91%.

Constitución de la Fundación Grupo Energía de Bogotá - En agosto de 2008, se constituyó la FUNDACIÓN GRUPO ENERGÍA DE BOGOTA entidad sin ánimo de lucro, cuyo objeto es cooperar con el desarrollo sostenible de los territorios nacionales e internacionales en donde las empresas del grupo ejercen su actividad económica. Las asignaciones permanentes del fondo social de la fundación es: 40% EEB; 40% TGI y 20% Transcogas.

Constitución Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. - El 11 de febrero de 2009, se constituyó la sociedad DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P. (en adelante DECSA S.A. E.S.P.), donde EEB participa con el 51% y Codensa con el 49% de las acciones, cuyo objeto era participar en el proceso de adjudicación de las electrificadoras que el Gobierno Nacional tiene para la venta. DECSA S.A. E.S.P., resultó adjudicataria en subasta pública del 82,34% de participación accionaria en la Electrificadora de Cundinamarca E.S.P., por un valor de $218.332. De acuerdo con el contrato interadministrativo de compraventa de acciones, DECSA S.A. E.S.P. se comprometió a no enajenar la participación accionaria en la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. que adquiera como consecuencia de la invitación, dentro de los tres años siguientes a la fecha del cierre de la operación, sin autorización previa y escrita del Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar a favor de la Nación el 50% del valor de las acciones.

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La Empresa se rige principalmente por la Ley 142 ó Estatuto de Servicios Públicos, la Ley 143, que estableció las disposiciones que norman las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, sus estatutos, los acuerdos marcos de inversión y las demás disposiciones contenidas en el Código de Comercio.

Las Leyes 142 y 143 del 11 de Julio de 1994 establecieron una nueva estructura de competencia, el régimen económico, tarifario y de subsidios para las ventas de electricidad y demás aspectos de operación y regulación del sector.

Las tarifas aplicables al servicio de transmisión de energía son reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es un Organismo Técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía.

3. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Los estados financieros fueron preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, los cuales están prescritos por disposiciones legales. Asimismo, aplica el Plan de Contabilidad para Entes Prestadores de Servicios Públicos, el Sistema Unificado de Costos y Gastos y el Plan General expedido por la Superintendencia de Servicios Públicos. Ciertos principios contables aplicados por la Empresa que están de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, podrían no estar de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en otros países.

Los estados financieros adjuntos deben ser leídos junto con los estados financieros consolidados para una mejor comprensión.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas por la Empresa:

a. *Unidad monetaria* – De acuerdo con disposiciones legales, la unidad monetaria utilizada por la Empresa para su contabilidad es el peso colombiano.

b. *Período contable* – La Empresa tiene definido por estatutos efectuar un corte de sus cuentas, preparar y difundir estados financieros de propósito general una vez al año, al 31 de diciembre. Por decisión de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas en Acta No. 032 de agosto 22 de 2002 y mediante Reforma Estatutaria debidamente autorizada y protocolizada, se autorizó a la Junta Directiva para que previo estudio y análisis de los estados financieros y de acuerdo con lo establecido en el Código del Comercio, podrá en cualquier momento determinar los cortes de cuentas que estime necesarios, con el propósito de distribuir utilidades. En los años 2009 y 2008 no se aprobaron cortes intermedios de estados financieros por lo que se presentan períodos anuales.

c. *Materialidad* - Los estados financieros y las notas incluyen los ajustes, reclasificaciones y revelaciones requeridas por las disposiciones legales. Con base en la información analizada durante el cierre de los estados financieros y hasta la fecha de elaboración de este informe, la administración de la Empresa no conoce de situaciones de excepción en cuantías superiores al 5% de la utilidad neta o de los activos netos que no hubieran sido objeto de registro o revelación en los estados financieros o en las notas sobre los mismos.

d. *Ajustes por inflación* – Hasta el 31 de diciembre de 2001, los activos y pasivos no monetarios, con excepción de los inventarios, y las cuentas de patrimonio, con excepción del superávit por valorizaciones, se ajustaron para reconocer los efectos de la inflación utilizando porcentajes de ajuste determinados con base en la variación del índice general de precios al consumidor. El valor de los ajustes por inflación registrados hasta el 31 de diciembre de 2001 hace parte del saldo de los activos y del valor en libros para todos los efectos.

e. *Conversión de moneda extranjera* – Las operaciones en moneda extranjera se contabilizan a las tasas de cambio aplicables que estén vigentes en el momento de realizarse la transacción. Al cierre de cada ejercicio los saldos por cobrar o por pagar en moneda extranjera se actualizan a la tasa de cambio representativa de mercado certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia ($2.044,23 y $2.243,59 por USD$1 al 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente). La ganancia o pérdida en cambio, así determinada, es incluida en los resultados del período, salvo la causada por deudas contraídas para la adquisición de activos, la cual es capitalizada hasta que los mismos estén en condiciones de enajenación y/o uso.

f. *Inversiones temporales* – Son registradas al costo y los rendimientos financieros se causan con base en la Tasa Interna de Retorno - TIR - resultante al momento de la compra de cada título valor.

Las inversiones que constituyen los patrimonios autónomos en Fideicomisos de Administración de Pensiones son valuadas a precios de mercado determinados por las fiduciarias y su efecto es reconocido en resultados.

g. *Provisión para deudores* – Representa la cantidad estimada necesaria para suministrar una protección adecuada contra pérdidas en cuentas por cobrar.

h. *Inventarios* – Se registran al costo promedio o a su valor neto de realización, el menor.

i. *Propiedades, planta y equipo* – Se contabilizan al costo y se ajustaban por inflación hasta el 31 de diciembre de 2001. Se deprecian en línea recta de acuerdo con las siguientes tasas promedio de depreciación:

Activo	Tasa depreciación	Vida útil
Edificaciones	2%	50 años
Plantas y ductos / subestaciones	4%	25 años
Redes, líneas y cables	2%	50 años
Maquinaria y equipo	6,6%	15 años
Equipo científico	10%	10 años
Muebles y enseres	10%	10 años
Equipo de comunicación	10%	10 años
Equipo de transporte, tracción y elevación	20%	5 años
Equipo de comedor, cocina y despensa	10%	10 años
Equipo de computación	20%	5 años

j. *Valorizaciones*

De propiedades, planta y equipo – Corresponden a las diferencias existentes entre el valor de los avalúos técnicos y el valor en libros de las propiedades, planta y equipo.

Estas valorizaciones se contabilizan en cuentas separadas dentro de los activos y como un superávit por valorizaciones, el cual no es susceptible de distribución. El avalúo de activos fijos se realiza cada tres años. Si al cierre del ejercicio el valor de los avalúos es menor al valor en libros, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

De inversiones permanentes – Para las inversiones en compañías controladas y no controladas, cualquier exceso del valor de mercado o del valor intrínseco sobre el costo ajustado al cierre del ejercicio es contabilizado como valorización, con crédito a la cuenta patrimonial de superávit por valorizaciones. Si al cierre del ejercicio su valor de mercado o su valor intrínseco es menor que el costo ajustado, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

k. *Inversiones permanentes* – Las inversiones en acciones en compañías no controladas se registran a su costo de adquisición y en compañías controladas se registran inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se ajustan bajo el método de participación patrimonial. Las inversiones en el exterior se actualizan con estados financieros homogenizados, se convierten a pesos colombianos a tasas de cierre y su resultado se compara con el valor intrínseco.

Los estados financieros adjuntos incluyen los activos, pasivos, patrimonio de los accionistas y el resultado de las operaciones de la Empresa, pero no las operaciones consolidadas de EEB con sus filiales. Los estados financieros consolidados se consideran de información suplementaria y se presentan por separado.

l. *Otros activos*

Diferidos – Corresponde principalmente a los costos incurridos en la compra de software y proyectos de inversión, los cuales se amortizan en línea recta por un período de cinco y veinte años, respectivamente.

Intangibles – Se registra principalmente el crédito mercantil adquirido correspondiente a la diferencia entre el costo de adquisición de las inversiones en acciones de capital y el valor intrínseco de las acciones adquiridas. El crédito mercantil es amortizado en un periodo máximo de 20 años por el método de línea recta.

Derechos fiduciarios – La Empresa registra como derechos fiduciarios el valor neto de los derechos y obligaciones contractuales derivados de los contratos de fiducia mercantil. Así mismo causa mensualmente como ingresos o gastos de la empresa el valor neto de los ingresos y gastos devengados o incurridos por la fiducia mercantil.

La Empresa no consolida los estados financieros del fideicomiso en virtud de que es un patrimonio autónomo.

m. *Derivados financieros*- La Empresa realiza operaciones con instrumentos financieros derivados, con el propósito de reducir su exposición a fluctuaciones en el tipo de cambio de sus obligaciones en moneda extranjera. Estos contratos son ajustados mensualmente a su valor de mercado y el ajuste resultante es llevado a cuentas de resultados.

n. *Obligaciones laborales* – Las obligaciones laborales se ajustan al fin de cada ejercicio con base en las disposiciones legales y los convenios laborales vigentes.

Los ajustes periódicos del pasivo por pensiones de jubilación, directamente a cargo de la Empresa, se hacen con base en estudios actuariales ceñidos a las normas legales. Los incrementos en la obligación actuarial son cargados directamente a resultados.

o. *Beneficios complementarios* –La Empresa registra el pasivo y sus actualizaciones por beneficios complementarios a pensiones de jubilación tales como servicios médicos y otras prestaciones adicionales a que tienen derecho los jubilados, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Por lo tanto, se está aprovisionando el

pasivo que, a valor presente, cubre la obligación estimada por éstos beneficios proyectados a la fecha de cierre del ejercicio con cargo a resultados.

p. *Depósitos recibidos en administración* - Se registran con cargo a este rubro los recursos recibidos por parte de terceros con una destinación específica. Estos recursos son controlados en forma separada y los rendimientos generados se registran como mayor valor de la obligación.

q. *Impuesto de renta* – La provisión para impuesto de renta se determina con base en la utilidad comercial con el objeto de relacionar adecuadamente los ingresos del período con sus costos y gastos correspondientes y se registra por el monto del pasivo estimado. El efecto de las diferencias temporales que implique el pago de un menor o mayor impuesto en el año corriente, calculado a tasas actuales, se registra como un impuesto diferido por pagar o por cobrar según aplique, siempre que exista una expectativa razonable de que dichas diferencias se revertirán.

r. *Impuesto al patrimonio* – De acuerdo con lo permitido en la ley 1111 de 2006, la Empresa registra el impuesto al patrimonio con cargo a la cuenta revalorización del patrimonio.

s. *Cuentas de orden* – Se registran bajo cuentas de orden principalmente los derechos y responsabilidades contingentes y las diferencias entre las cifras contables y fiscales y otras cuentas de control.

t. *Reconocimiento de ingresos, costos y gastos* – Los ingresos por ventas se reconocen en el período cuando se prestan los servicios. Los costos y gastos se registran con base en su causación.

u. *Uso de estimaciones* – Las políticas contables que sigue la Empresa están de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, lo que requiere que la Administración efectúe ciertas estimaciones y utilice ciertos supuestos para determinar la valuación de algunas de las partidas individuales de los estados financieros y para efectuar las revelaciones que se requiere efectuar en los mismos. Aún cuando pueden llegar a diferir de su efecto final, la administración considera que las estimaciones y supuestos utilizados fueron los adecuados en las circunstancias.

v. *Utilidad neta por acción* – Se determina tomando como base la utilidad neta del ejercicio dividida entre el número de acciones suscritas y pagadas en circulación.

w. *Estado de flujos de efectivo* – Los estados de flujos de efectivo se han preparado de acuerdo al método indirecto.

4. EFECTIVO

	2009	2008
Caja	$ 19	$ 31
Bancos	267	334
	$ 286	$ 365

5. DEUDORES

	2009	2008
Prestación de servicios	$ 16.900	$ 17.580
Cuentas por cobrar a vinculados (Ver Nota 14)	811.139	885.223
Avances y anticipos entregados	265	394
Anticipo de impuestos y contribuciones	11.189	12.860
Depósitos entregados (1)	410.828	233.031
Otros deudores (2)	38.350	39.542
Deudas de difícil cobro	760	760
Subtotal	1.289.431	1.189.390
Menos – Provisión para deudas de dudoso recaudo	(25.313)	(26.136)
	1.264.118	1.163.254
Menos – Cuentas por cobrar a largo plazo	(806.944)	(881.558)
Depósitos entregados largo plazo	(407.612)	(220.537)
	$ 49.562	$ 61.159

(1) Al 31 de diciembre el saldo de depósitos entregados corresponde a:

Depósitos judiciales	$ 1.808	$ -
Administración pensiones (Ver Nota 17)	215.787	220.537
Patrimonio Autónomo Fidubogotá EEB (a)	190.017	-
Patrimonio Autónomo Muña (Ver Nota 15)	1.424	1.864
Otros	1.792	10.630
	$ 410.828	$ 233.031

(a) Corresponde al Patrimonio Autónomo constituido por la Empresa a través de un contrato de fiducia mercantil irrevocable con la Fiduciaria Bogotá, con el fin de transferir recursos a su filial Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. para el desarrollo del proyecto de expansión desde Cusiana. Los activos, pasivos, ingresos y gastos netos de este patrimonio autónomo al 31 de diciembre de 2009 son los siguientes:

Activos totales	$ 190.615
Pasivos totales	(598)
Bienes fideicomitidos	190.017
Ingresos y gastos, neto	7.335

(2) Al 31 de diciembre el saldo de otros deudores corresponde a:

	2009	2008
Dividendos por cobrar	$ 35	$ 1.843
Cuotas partes pensionales	15.078	16.074
Compartibilidad pensional	18.439	16.989
Préstamos de vivienda a empleados y pensionados	3.074	3.685
Otros deudores	1.724	950
	$ 38.350	$ 39.541

El detalle de la provisión de cartera es el siguiente:

Saldo inicial	$ 26.136	$ 25.031
Provisión	625	1.105
Castigos	(1.448)	-
Saldo final	$ 25.313	$ 26.136

Al 31 de diciembre el saldo de los deudores a largo plazo corresponde a:

Cuentas por cobrar a vinculados	$ 806.944	$ 881.558
Patrimonio Autónomo Fidubogotá EEB	190.017	-
Depósitos judiciales	1.808	-
Administración pensiones (Ver Nota 17)	215.787	220.537
	$ 1.214.556	$ 1.102.095

6. INVENTARIOS

Almacenes	$ 9.168	$ 8.253
Inventario en poder de terceros	544	551
Menos – Provisión para inventarios	(1.184)	(1.208)
	$ 8.528	$ 7.596

El movimiento de la provisión de inventarios es el siguiente:

Saldo inicial	$ 1.208	$ 1.222
Recuperaciones	(24)	(14)
Saldo final	$ 1.184	$ 1.208

7. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO

Al 31 de diciembre de 2009, los siguientes son los valores de propiedades, planta y equipo:

	Costo histórico	Depreciación acumulada	Neto
No depreciables:			
Terrenos	$ 2.974	$ -	$ 2.974
Construcciones en curso (1)	3.001	-	3.001
	5.975	-	5.975
Depreciables:			
Edificaciones	19.110	(10.177)	8.933
Plantas y ductos / subestaciones	123.061	(57.237)	65.824
Redes, líneas y cables	294.718	(75.156)	219.562
Maquinaria y equipo	1.945	(797)	1.148
Muebles y enseres	480	(365)	115
Equipo de computación y comunicación	6.119	(5.386)	733
Equipo de transporte, tracción y elevación	875	(573)	302
Equipo de comedor, cocina, despensa	62	(51)	11
	446.370	(149.742)	296.628
Subtotal	452.345	(149.742)	302.603
Provisión para propiedades, planta y equipo	(33.652)	-	(33.652)
	$ 418.693	$ (149.742)	$ 268.951

Al 31 de diciembre de 2008, los siguientes son los valores de propiedades, planta y equipo:

No depreciables:			
Terrenos	$ 2.974	$ -	$ 2.974
Construcciones en curso (1)	1.104	-	1.104
	4.078	-	4.078
Depreciables:			
Edificaciones	19.110	(9.804)	9.306
Plantas y ductos / subestaciones	123.360	(52.170)	71.190
Redes, líneas y cables	294.837	(66.830)	228.007
Maquinaria y equipo	1.945	(679)	1.266
Muebles y enseres	469	(348)	121

	Costo histórico	Depreciación acumulada	Neto
Equipo de computación y comunicación	5.863	(5.141)	722
Equipo de transporte, tracción y elevación	973	(526)	447
Equipo de comedor, cocina, despensa	62	(50)	12
	446.619	(135.549)	310.071
Subtotal	450.398	(135.549)	315.149
Provisión para propiedades, planta y equipo	(33.696)	-	(33.696)
	$ 416.702	$ (135.549)	$ 281.453

(1) Al 31 de diciembre de 2009 y 2008 corresponde a:

Concepto	2009	2008
Inversiones estabilización torres de transmisión de energía	$ 1.501	$ 641
Subestaciones	916	-
Centro de control	557	203
Otros	27	260
	$ 3.001	$ 1.104

Los activos fijos enunciados anteriormente, son de plena propiedad de la Empresa y no presentan condicional alguno ni garantizan obligaciones con terceros.

8. INVERSIONES

Inversiones temporales:		
Certificados de depósito a término	$ 208.290	$ 362.296
Bonos y Títulos	90.334	36.745
Títulos hipotecarios	2.834	3.705
Derechos fiduciarios	10.251	8.189
Subtotal inversiones temporales	311.709	410.935
Inversiones permanentes :		
Acciones	2.998.864	2.646.328
Menos – Provisión para protección de inversiones	(4.534)	(3.799)
	2.994.330	2.642.529
	$ 3.306.039	$ 3.053.464

A continuación se presenta el detalle de los certificados de depósito a término y las inversiones permanentes mantenidas por la Empresa al 31 de diciembre de 2009 y 2008:

Certificados de deposito a termino a 31 de diciembre de 2009

Tipo de Inversión	Entidad	Fecha de emision	Fecha de vencimiento	Tasa facial	Valor de compra	Valor TIR
Inversiones en moneda nacional						
					$	$
C.D.T.	AV Villas	6 de octubre de 2009	28 de enero de 2010	5,00	15.000	15.173
C.D.T.	Bancolombia	3 de septiembre de 2009	13 de enero de 2010	5,00	1.934	1.965
C.D.T.	Bancolombia	6 de octubre de 2009	28 de enero de 2010	5,00	18.000	18.207
						35.345
					USD$ 000	$
Inversiones en moneda extranjera						
Time Deposit	Banco de Bogota N.Y	24 de septiembre de 2009	14 de enero de 2010	0,85	8.693	17.811
Time Deposit	Banco de Bogota N.Y	28 de septiembre de 2009	14 de enero de 2010	0,85	4.000	8.195
Time Deposit	Banco de Bogota N.Y	2 de octubre de 2009	14 de enero de 2010	0,85	786	1.611
Time Deposit	Banco de Bogota N.Y	8 de octubre de 2009	14 de enero de 2010	0,86	2.000	4.097
Time Deposit	Barclays Capital Inc.	28 de octubre de 2009	27 de abril de 2010	0,39	10.000	20.456
Time Deposit	Banco Santander N.Y.	28 de octubre de 2009	27 de abril de 2010	0,39	10.000	20.456
Time Deposit	Banco de Bogota N.Y	28 de octubre de 2009	27 de abril de 2010	1,22	13.900	28.475
Time Deposit	Banco Santander N.Y.	9 de noviembre de 2009	27 de abril de 2010	0,25	2.500	5.112
Time Deposit	Banco de Bogota N.Y	9 de noviembre de 2009	27 de abril de 2010	1,27	2.561	5.245
Time Deposit	Banco de Bogota N.Y	25 de noviembre de 2009	27 de abril de 2010	1,17	9.227	18.885
Time Deposit	Banco de Bogota N.Y	27 de noviembre de 2009	27 de abril de 2010	0,20	7.513	15.361
Time Deposit	Banco Santander N.Y.	27 de noviembre de 2009	27 de abril de 2010	1,17	6.572	13.448
Time Deposit	Banco de Bogota N.Y	27 de noviembre de 2009	27 de abril de 2010	0,20	3.780	7.730
Time Deposit	BNP Paribas	3 de diciembre de 2009	27 de abril de 2010	1,07	1.946	3.981
Time Deposit	Banco de Bogota N.Y	9 de diciembre de 2009	27 de abril de 2010	1,02	427	873
Time Deposit	Banco de Bogota N.Y	17 de diciembre de 2009	27 de abril de 2010	1,07	234	479
Time Deposit	Banco de la República (Euro)	22 de diciembre de 2009	14 de enero de 2010	0,20	100	204
Time Deposit	Banco de Bogota N.Y	23 de julio de 2009	23 de julio de 2019	7,63	250	526
BONO	Banco de la República (Ecopetrol)				USD$ 84.489	172.945
						$ 208.290

Certificados de deposito a termino a 31 de diciembre de 2008

Tipo de Inversión	Entidad	Fecha de emision	Fecha de vencimiento	Tasa facial	Valor de compra	Valor TIR
Inversiones en moneda nacional						
C.D.T.	Banco de Bogotá	12 de Noviembre de 2008	18 de Febrero de 2009	10,75	$ 10.000	$ 10.137
C.D.T.	Banco de Bogotá	26 de Noviembre de 2008	26 de Febrero de 2009	10,76	5.000	5.049
C.D.T.	Bancolombia	29 de Septiembre de 2008	30 de Marzo de 2009	11,05	1.776	1.824
C.D.T.	Bancolombia	27 de Octubre de 2008	2 de Marzo de 2009	10,95	2.165	2.205
C.D.T.	Bancolombia	18 de Noviembre de 2008	18 de Febrero de 2009	10,90	11.102	11.237
C.D.T.	Bancolombia	26 de Noviembre de 2008	26 de Febrero de 2009	10,90	5.000	5.050
C.D.T.	Bancolombia	14 de Octubre de 2008	22 de Enero de 2009	10,95	10.968	11.212
C.D.T.	Banco Colpatria	26 de Noviembre de 2008	26 de Febrero de 2009	11,10	5.000	5.050
C.D.T.	Banco Colpatria	17 de Septiembre de 2008	17 de Marzo de 2009	10,85	5.383	5.547
C.D.T.	Banco de Crédito	12 de Noviembre de 2008	18 de Febrero de 2009	11,00	10.000	10.140
C.D.T.	Banco de Crédito	18 de Noviembre de 2008	18 de Febrero de 2009	10,85	15.140	15.324
C.D.T.	BBVA	26 de Noviembre de 2008	26 de Febrero de 2009	10,85	5.000	5.049
C.D.T.	BBVA	29 de Diciembre de 2008	2 de Marzo de 2009	10,00	5.011	5.014
C.D.T.	BBVA	14 de Octubre de 2008	22 de Enero de 2009	10,80	10.000	10.220
C.D.T.	Corficolombiana	26 de Noviembre de 2008	26 de Febrero de 2009	10,75	10.000	10.098
C.D.T.	Davivienda	26 de Noviembre de 2008	26 de Febrero de 2009	11,00	12.135	12.256
C.D.T.	AV Villas					125.412
					USD$ 000	
Inversiones en moneda extranjera						
Time Deposit	BNP Paribas	20 de Noviembre de 2008	27 de Abril de 2009	2,40	20.412	$ 45.918
Time Deposit	BNP Paribas	10 de Diciembre de 2008	27 de Abril de 2009	1,76	4.286	9.626
Time Deposit	Barclays	26 de Noviembre de 2008	5 de Marzo de 2009	2,30	20.754	46.665
Time Deposit	Barclays	9 de Diciembre de 2008	28 de Abril de 2009	1,68	3.000	6.738
Time Deposit	Banco Bogota N.Y	4 de Noviembre de 2008	27 de Abril de 2009	3,07	4.000	9.017
Time Deposit	Banco Bogota N.Y	6 de Noviembre de 2008	27 de Abril de 2009	2,76	3.636	8.190
Time Deposit	Banco Bogota N.Y	24 de Noviembre de 2008	23 de Febrero de 2009	2,82	15.239	34.287
Time Deposit	Banco Bogota N.Y	9 de Diciembre de 2008	27 de Abril de 2009	2,39	3.150	7.078
Time Deposit	Banco Bogota N.Y	17 de Diciembre de 2008	27 de Abril de 2009	2,09	5.175	11.620
Time Deposit	Banco Bogota N.Y	18 de Diciembre de 2008	27 de Abril de 2009	2,09	38	86
Time Deposit	Citibank	28 de Octubre de 2008	28 de Enero de 2009	3,50	13.011	29.369
Time Deposit	Citibank	29 de Octubre de 2008	28 de Enero de 2009	3,45	7.841	17.695
Time Deposit	Citibank	30 de Octubre de 2008	28 de Enero de 2009	3,22	4.000	9.023
Time Deposit	Citibank	10 de Noviembre de 2008	27 de Abril de 2009	2,57	698	1.572
					USD$ 105.240	236.884
						$ 362.296

Inversiones permanentes a 31 de diciembre de 2009

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Resultado 2009	Porcentaje accionario	Costo	Utilidad método de participación	Perdida método de participación	Valor en libros
En compañías controladas:									
TCG S.A. E.S.P.	Transporte de gas	254.999.996	Ordinarias	Col$ 6.444	99,99%	$ 32.298	$ 6.444	$ -	$ 38.742
TGI S.A. E.S.P	Transporte de gas	73.435.860	Ordinarias	Col$ 247.663	97,91%	865.557	242.498	-	1.108.055
EEB International Ltd. (1)	Vehiculo de inversión	1.000	Ordinarias	-	100,00%	2	-	-	2
DECSA S.A. E.S.P. (2)	Distribución de energía	108.502.500.000	Ordinarias	Col$ 23.898	51,00%	108.503	12.188	-	120.691
Congas Perú SAC (3)	Transporte de gas	14.873.717	Ordinarias	Col$ (1.815)	75,00%	10.872	-	(1.360)	9.512
						1.017.232	261.130	(1.360)	1.277.002
Provisión Inversiones en controladas									(1.681)
									$ 1.275.321

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Resultado 2009	Porcentaje accionario	Costo	Provisión	Valor en libros	Valorización
En compañías no controladas:									
Emgesa S.A. E.S.P. (4)	Generación de energía	55.758.250	Ordinarias	Col$ 538.424	37,44%	$ 903.053	$ -	$ 903.053	$ 1.320.413
Emgesa S.A. E.S.P. (4)	Generación de energía	20.952.601	Preferenciales		14,07%	316.583	-	316.583	523.684
Codensa S.A. E.S.P. (4)	Distribución de energía	48.025.920	Ordinarias	Col$ 507.408	36,36%	184.930	-	184.930	959.116
Codensa S.A. E.S.P. (4)	Distribución de energía	20.010.799	Preferenciales		15,15%	77.048	-	77.048	403.729
Consorcio Transmantaro S.A.	Transporte de energía	56.921.704	Ordinarias	USD$ 12,246	40,00%	36.105	-	36.105	19.367
Red de Energía del Perú S.A.	Transporte de energía	28.864.000	Ordinarias	USD$ 4,902	40,00%	92.049	-	92.049	57.706
Gas Natural S.A. E.S.P.	Distribución de gas	9.229.121	Ordinarias	Col$ 271.435	24,99%	47.640	-	47.640	157.025
Isagén S.A. E.S.P.	Generación de energía	68.716.000	Ordinarias	Col$ 385.752	2,52%	34.611	-	34.611	115.716
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	Transporte de energía	18.448.050	Ordinarias	Col$ 314.878	1,83%	21.462	-	21.462	217.383
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	Distribución de energía	31.026	Ordinarias	Col$ 21.130	16,23%	4.077	-	4.077	25.503
Gestión Energética S.A. E.S.P.	Generación de energía	161.811.391	Ordinarias	No disponible	0,05%	2.662	(2.573)	89	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Distribución de energía	18.781.876	Ordinarias	No disponible	0,04%	1.013	(257)	756	-
Banco Popular	Servicos Financieros	8.772.703	Ordinarias	Col$ 155.410	No disponible	598	-	598	889
Hidrosogamoso S.A. E.S.P.	Generación de energía	1	Ordinarias	No disponible	0,70%	20	(20)	-	-
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	Servicio de acueducto	10	Ordinarias	No disponible	0,07%	10	(3)	7	-
Grupo Nacional de Chocolates S.A.	Alimentos	223	Ordinarias	Col$ 291.006	0,00%	-	-	-	5
						1.721.862	(2.853)	1.719.009	3.800.536
						$ 2.998.864	$ (4.534)	$ 2.994.330	$ 3.800.536

Inversiones permanentes a 31 de diciembre de 2008

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Resultado 2008	Porcentaje accionario	Costo	Utilidad método de participación	Perdida método de participación	Valor en libros
En compañías controladas:									
TCG S.A. E.S.P.	Transporte de gas	254.999.996	Ordinarias	Col$ 4.616	99,99%	$ 32.401	$ 4.616	$ -	$ 37.017
TGI S.A. E.S.P	Transporte de gas	73.435.860	Ordinarias	Col$ (180.700)	97,91%	1.042.488	-	(176.931)	865.557
EEB International Ltd. (1)	Vehiculo de inversión	1.000	Ordinarias	-	100,00%	2	-	-	2
Congas Perú SAC (3)	Transporte de gas	14.873.717	Ordinarias	Col$ (148)	75,00%	9.504	-	(111)	9.393
						1.084.395	4.616	(177.042)	911.969
Provisión Inversiones en controladas									(964)
									$ 911.005

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Resultado 2008	Porcentaje accionario	Costo	Provisión	Valor en libros	Valorización
En compañías no controladas:									
Emgesa S.A. E.S.P. (4)	Generación de energía	55.758.250	Ordinarias	Col$ 454.310	37,44%	$ 903.053	$ -	$ 903.053	$ 1.255.573
Emgesa S.A. E.S.P. (4)	Generación de energía	20.952.601	Preferenciales		14,07%	316.583	-	316.583	499.278
Codensa S.A. E.S.P. (4)	Distribución de energía	48.025.920	Ordinarias	Col$ 434.789	36,36%	184.930	-	184.930	933.472
Codensa S.A. E.S.P. (4)	Distribución de energía	20.010.799	Preferenciales		15,15%	77.048	-	77.048	393.443
Consorcio Transmantaro S.A.	Transporte de energía	56.921.704	Ordinarias	USD$ 9,745	40,00%	39.626	-	39.626	11.045
Red de Energía del Perú S.A.	Transporte de energía	28.864.000	Ordinarias	USD$ 18,198	40,00%	101.026	-	101.026	58.753
Gas Natural S.A. E.S.P.	Distribución de gas	9.229.121	Ordinarias	Col$ 250.024	24,99%	47.640	-	47.640	128.941
Isagén S.A. E.S.P.	Generación de energía	68.716.000	Ordinarias	Col$ 260.321	2,52%	34.611	-	34.611	88.534
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	Transporte de energía	18.448.050	Ordinarias	Col$ 236.593	1,83%	21.462	-	21.462	111.233
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	Distribución de energía	31.026	Ordinarias	Col$ 20 981	16,23%	4.077	-	4.077	24.610
Gestión Energética S.A. E.S.P.	Generación de energía	161.811.391	Ordinarias	No disponible	0,05%	2.662	(2.508)	154	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Distribución de energía	18.781.876	Ordinarias	No disponible	0,04%	1.013	(305)	708	-
Banco Popular	Servicos Financieros	8.772.703	Ordinarias	Col$ 121.005		598	-	598	415
Hidrosogamoso S.A. E.S.P.	Generación de energía	1	Ordinarias	No disponible	0,70%	20	(20)	-	-
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	Servicio de acueducto	10	Ordinarias	No disponible	0,07%	10	(2)	8	-
Grupo Nacional de Chocolates S.A.	Alimentos	223	Ordinarias	Col$ 299.051	0,00%	-	-	-	3
						1.734.359	(2.835)	1.731.524	3.505.300
						$ 2.646.328	$ (3.799)	$ 2.642.529	$ 3.505.300

(1) Con el fin de llevar a cabo la emisión de bonos en los mercados de capitales internacionales, la Empresa constituyó una filial en Islas Cayman (EEB International Ltd), con el propósito de servir de vehículo de inversión para la emisión de dichos bonos. Dicha operación se encuentra garantizada por EEB.

Los activos están representados por las cuentas por cobrar a largo plazo por $1.246.982 más intereses por cobrar por $18.185 al Hollandsche Bank –Unie N.V. (HBU Bank N.V.). Los pasivos corresponden a la deuda financiera que lidera The Bank of New York que representa los tenedores de los bonos. La emisión de bonos asciende a $1.265.165, la cual incluye capital e intereses causados al 31 de diciembre de 2009 (Ver Nota 11).

(2) El 11 de febrero de 2009, se constituyó la sociedad DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P. (en adelante DECSA S.A. E.S.P.), donde EEB participa con el 51% y Codensa con el 49% de las acciones, cuyo objeto fue participar en el proceso de adjudicación de las electrificadoras que el Gobierno Nacional tiene para la venta. DECSA S.A. E.S.P. resultó adjudicataria en subasta pública del 82,34% de participación accionaria en la Electrificadora de Cundinamarca E.S.P. por un valor de $218.332.

(3) El 13 de junio de 2008 fue constituida la Transportadora de Gas Internacional del Perú S.A.C. (hoy Congas Perú S.A.C.) con un capital de S/.1.000, representado en 1000 acciones ordinarias con un valor nominal de S/.1 cada una. EEB y TGI realizaron un aporte inicial de S/.500, de manera tal que la participación accionaria inicial de cada empresa en la entidad concesionaria fue del 50%.

De acuerdo con la reforma estatutaria aprobada el día 26 de septiembre de 2008, se acordó aumentar el capital social de Transcogás Perú S.A.C. / (hoy Congas Perú SAC) a través de la realización de aportes en efectivo por un monto de USD$5,466,000 (EEB USD$4,099,580 – TGI USD$1,366,420), dado lo anterior las participaciones se modificaron quedando EEB con el 75% y TGI con el 25%. Al 31 de diciembre de 2008 el valor de la inversión asciende a $9.392. En noviembre 27 de 2009, se realizó capitalización de la sociedad por un monto de USD$1,000,000 (EEB USD$750,000 – TGI USD$250,000).

(4) Del total de acciones de Codensa S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P., 20.010.799 y 20.952.601 respectivamente, corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de USD$0.10 por acción para Codensa y USD$0.1107 por acción para Emgesa. Actualmente Emgesa S.A. E.S.P. se encuentra adelantando un proceso de reducción de capital por $444.778, el cual se encuentra pendiente de aprobación por las autoridades pertinentes.

Inversiones en compañías controladas – A 31 de diciembre de 2009, los activos, pasivos y resultados de las compañías controladas es el siguiente:

	Transcogas	TGI	EEB International Ltd.	Distribuidora Eléctrica de C/marca	Congas Perú
Activos totales	$ 88.528	$ 3.677.131	$ 1.265.167	$ 242.593	$ 12.880
Pasivos totales	50.297	2.545.475	1.265.165	5.945	1.758
Patrimonio	38.231	1.131.656	2	236.648	11.122
Utilidad (pérdida)	6.444	247.663	-	23.898	(1.815)

El siguiente es el detalle de los dividendos e intereses recibidos:

	2009	2008
Dividendos ganados:		
Codensa S.A. E.S.P.	$ 226.254	$ 196.754
Emgesa S.A. E.S.P.	213.304	189.957
Gas Natural S.A. E.S.P.	62.841	48.099
Interconexión Eléctrica S.A.	2.749	2.527

	2009	2008
Banco Popular	127	112
Isagén S.A. E.S.P.	3.759	3.415
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	1.532	5.030
Subtotal dividendos ganados	510.566	445.894
Intereses financieros ganados	126.352	136.142
	$ 636.918	$ 582.036

9. OTROS ACTIVOS, NETO

Gastos pagados por anticipado	$ 503	$ 1.071
Cargos diferidos	26.029	20.915
Intangibles	171.315	171.003
Otros	2.704	280
	200.551	193.269
Menos amortización acumulada	(76.534)	(68.245)
Menos – Porción corriente	(503)	(1.071)
	$ 123.514	$ 123.953

El detalle de intangibles al 31 de diciembre de 2009 y 2008 se detalla a continuación:

Crédito mercantil (1)	$ 111.899	$ 111.899
Derechos	57.287	57.287
Software	2.129	1.817
	$ 171.315	$ 171.003

(1) Al 31 de diciembre de 2009 y 2008 el saldo de crédito mercantil es como sigue:

Crédito Mercantil Transcogas S.A. E.S.P. (a)	$ 42.531	$ 42.531
Crédito Mercantil Consorcio Transmantaro (b)	69.368	69.368
	$ 111.899	$ 111.899

(a) El crédito mercantil se originó por la adquisición de acciones de la Transportadora Colombiana de Gas S.A. E.S.P. en dos operaciones así:

- En el mes de junio de 2005 - Corresponde a 53.999.985 acciones equivalentes al 71.9998% por USD$12,500,000 a la tasa representativa del mercado ($2.334,27 por USD$1 del 15 de junio de 2005), el valor patrimonial de la inversión era $10.207 y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por $18.972.

- En el mes de julio de 2008 - EEB compró el 27.999% de capital accionario, representado en 71.400.006 acciones por valor de $33.000, quedando la participación de EEB en 99.99%. El valor

patrimonial de la inversión era $9.441 y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por $23.559 (Ver Nota 8).

(b) En diciembre de 2006, EEB adquirió el 40% de la participación del Consorcio Transmantaro S.A. localizado en Perú por USD$50,078,471. La adquisición originó un crédito mercantil por USD$30,154,335 ($69.368), dada la diferencia entre el valor patrimonial de las acciones al 30 de noviembre de 2006 (USD$19,924,136) y el valor pagado por EEB (USD$50,078,471).

10. VALORIZACIONES

	2009	2008
Inversiones	$ 3.800.536	$ 3.505.300
Propiedades, planta y equipo	143.790	144.127
	$ 3.944.326	$ 3.649.427

El avalúo técnico de la Propiedad, Planta y Equipo fue elaborado al 30 de septiembre de 2007 por PRATCO S.A., bajo la metodología de costos de reposición y/o valores de mercado.

11. DEUDA A LARGO PLAZO

	Tasa de interés	Fecha de Vencimiento		
Kreditansantal Fur Wiederaufbau	5.5%	30/06/2013	$ 6.159	$ 8.420
Credit Suisse	Sin interés	10/08/2012	4.101	5.830
BBVA	3.6%	22/01/2010	15.011	-
HELM BANK	DTF+1%	12/03/2010	35.084	-
Banco de Bogotá	DTF+3%	22/02/2010	100.958	101.318
HBU Bank N.V. (1)	8.75%	31/10/2014	1.265.165	1.388.548
Corporación Andina de Fomento (2)	Libor + 1.6%	30/05/2020	204.921	225.263
Subtotal			1.631.399	1.729.379
Menos – Porción corriente			(172.863)	(125.509)
			$ 1.458.536	$ 1.603.870

(1) Según se explica en la Nota 8, EEB constituyó la filial EEB International Ltd. como vehículo de inversión para la emisión de bonos en los mercados internacionales de capitales. La emisión fue realizada por USD$610 millones ($1.246.980 más interés por $18.185 al 31 de diciembre de 2009) a 7 años con una tasa de interés en dólares de 8,75% con pagos semestrales. La amortización del capital es en 2014. La Empresa de Energía de Bogotá S.A., garantiza en su totalidad la emisión de bonos realizada por su filial EEB International Ltd. En consecuencia, EEB International posee un pasivo en cabeza del Bank of New York que representa a los bonistas como agente. La emisión de los bonos asciende a USD$610 millones.

(2) Como parte del proceso de restructuración de las obligaciones financieras en mayo de 2008, la Empresa gestionó un préstamo con la Corporación Andina de Fomento CAF, con una tasa de interés Libor + 1.6% semestre vencido, y amortizaciones de capital en 14 cuotas semestrales a partir del año 2013. Esta operación se hizo para sustituir el crédito contratado con el banco ABN AMRO BANK por valor de USD$100 millones.

La deuda en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2009 asciende a USD$710.000.000, €$2.099.548 Euros (€$2.699.419 Euros al 31 de diciembre 2008) y CHF $2.073.391 Francos Suizos (CHF $2.764.522 al 31 de diciembre de 2008).

Los instalamentos de deuda pagaderos en los próximos años son como sigue:

Año		Valor
2010	$	172.863
2011		3.126
2012		3.126
2013 y siguientes		1.452.284
	$	1.631.399

Covenants – La Empresa en calidad de garante de la emisión de bonos efectuada por EEB International Ltd. y bajo lo estipulado en el Indenture de la emisión adquirió los siguientes compromisos para incurrir en algunas actividades:

- La relación de endeudamiento entre la deuda neta consolidada y el EBITDA consolidado no debe ser superior a 4,5:1,0

- La relación entre el EBITDA consolidado y el gasto de intereses consolidado no debe ser inferior a 2,25:1,0.

En el evento en que cualquiera de los compromisos anteriores se incumpla, la Empresa y sus subsidiarias (TGI y Transcogás) tendrían las siguientes limitaciones:

- La Empresa y sus subsidiarias no podrán crear, incurrir o asumir, ni permitirán que exista ningún gravamen sobre ninguna propiedad o activo, utilidad o ingreso (incluyendo cuentas por cobrar) o derechos con respecto a alguno de ellos.

- La Empresa y sus subsidiarias no podrán fusionarse o consolidarse con ninguna otra sociedad. De este evento se excluye la posible fusión de TGI con Transcogas.

- La Empresa y sus subsidiarias no podrán dedicarse a ningún negocio diferente al negocio de transmisión de energía, transporte de gas y a las actividades o negocios que estén relacionadas.

- La Empresa y sus subsidiarias no podrán crear ni adquirir ninguna subsidiaria, ni podrán efectuar ninguna inversión en otra sociedad, excepto las inversiones relacionadas en el curso ordinario de los negocios.

- La Empresa y sus subsidiarias no podrá enajenar ningún activo a excepción de:

  - Ventas de inventarios, activos averiados, obsoletos, usados, improductivos o sobrantes, desperdicios e inversiones en el curso ordinario de los negocios.

  - Otras enajenaciones por una contraprestación que no exceda, individualmente o en conjunto USD$30,000,000 (o su equivalente en otras monedas) al año.

- La Empresa y sus subsidiarias no podrán incurrir en ningún endeudamiento y no podrán garantizar ninguna obligación a favor de un tercero.

Adicional a lo anterior, la Empresa y sus subsidiarias no podrán efectuar ningún cambio en el tratamiento contable y prácticas de reportes financieros o en el tratamiento de impuestos, excepto lo exigido o permitido por los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, aplicados uniformemente durante el período.

12. OPERACIONES DE COBERTURA

El 6 de noviembre de 2008, EEB contrató una operación de cobertura consistente en un cupón swap (intercambio de cupones) a través de la cual EEB recibe una tasa de interés del 8.75% en dólares sobre un monto de USD$133 millones y se obliga a pagar una tasa de interés fija en pesos de 10.85% sobre un monto nocional de $311.220 (equivalente a los USD$133 millones convertidos a una tasa spot de $2.340,00).

El resultado de la valoración del swap al 31 de diciembre de 2009, generó un gasto de $27.953 ($7.251 a diciembre de 2008) y un pasivo por $35.204 a diciembre de 2009, $7.251 a diciembre de 2008 (Ver Nota 24).

13. CUENTAS POR PAGAR

	2009	2008
Proveedores nacionales	$ 1.013	$ 2.218
Acreedores	5.369	3.291
Dividendos por pagar	199	174
Impuestos por pagar	866	970
Depósitos recibidos de terceros (1)	5.886	16.903
Compañías vinculadas (Ver Nota 14)	687	119
Otras	1.476	2.784
	$ 15.496	$ 26.459

(1) Incluye depósitos de KFW y convenio suscrito con la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá S.A. E.S.P. por $5.886, ($7.816 al 31 de diciembre de 2008). El convenio suscrito con Fondatt para la adecuación del Edificio de la Calle 13 fue totalmente ejecutado durante el año 2009 ($9.087 a diciembre 31 de 2008).

14. TRANSACCIONES CON COMPAÑÍAS VINCULADAS

Activo:		
Cuentas por cobrar – (Ver Nota 5)		
Codensa S.A. E.S.P.	$ 248	$ 143
Emgesa S.A. E.S.P.	214	38
Transcogas S.A. E.S.P. (1)	44.045	43.641
TGI S.A. E.S.P. (2)	766.632	841.401
	$ 811.139	$ 885.223

	2009	2008
Pasivo:		
Cuentas y documentos por pagar – (Ver Nota 13)		
Codensa S.A. E.S.P.	$ 685	$ 117
EEB International Ltd.	2	2
	$ 687	$ 119

(1) En octubre 17 de 2008, EEB unificó cuatro préstamos otorgados a Transcogas por $43.529 a una tasa del DTF + 6% con vencimiento en 2011. Al 31 de diciembre de 2009 los intereses por cobrar a Transcogas ascienden a $306.

(2) Incluye préstamos otorgados por la Empresa a TGI por USD$370.000.000 a una tasa del 8.75% anual con vencimiento en 2017. Dichas obligaciones tienen las mismas condiciones y compromisos contenidas en el Indenture de la emisión de los bonos. Valor del capital a diciembre 31 de 2009 $756.365 ($830.128 a diciembre de 2008). Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, el valor de intereses por cobrar a TGI asciende a $10.267 y $11.245, respectivamente.

El siguiente es el efecto en resultados de las transacciones con empresas relacionadas adicionales a los dividendos recibidos descritos en la Nota 8:

Ingresos		
Emgesa S.A. E.S.P.	$ 499	$ 641
Codensa S.A. E.S.P.	1.804	3.087
Transcogas S.A. E.S.P. (1)	6.622	6.968
TGI S.A. E.S.P. (2)	76.297	64.285
	$ 85.222	$ 74.981
Costos y gastos		
Emgesa S.A. E.S.P.	$ 762	$ 499
Codensa S.A. E.S.P.	3.840	3.341
	$ 4.602	$ 3.840

(1) Al 31 de diciembre de 2009 incluye el valor de los intereses de los préstamos por $5.330, arrendamientos por $126 y honorarios por asesorías por $1.166. Al 31 de diciembre de 2008 incluye el valor de los intereses de los préstamos por $5.892, arrendamientos por $102 y honorarios por asesorías por $974.

(2) Al 31 de diciembre de 2009 corresponde a los intereses de los préstamos otorgados por USD$370.000.000 por valor de $70.521 e ingresos por apoyo técnico $5.776.

Contratos servicios técnicos de apoyo – EEB firmó dos contratos con el objeto de brindar apoyo técnico, prestar asesoría jurídica, administrativa y financiera en la ejecución de actividades que son requeridas para el desarrollo del objeto social de Transcogás y TGI. Estos contratos se firmaron en el año 2006 y 2009, respectivamente con un plazo de 20 años cada uno. El pago anual corresponde al 6% y 1,4% del EBITDA anual de Transcogás y TGI, respectivamente.

La Empresa no presentó operaciones vinculadas con: Accionistas que poseen más del 10% de las acciones de la Empresa, Miembros de Junta Directiva, Representantes Legales y sociedades donde los anteriores tengan directa o indirectamente una participación igual o mayor al 10% de las acciones en circulación.

15. PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES

El siguiente es el detalle de las provisiones contabilizadas por la Empresa al 31 de diciembre 2009 y 2008:

	2009	2008
Provisión para contingencias	$ 29.655	$ 27.484
Otras provisiones	3.202	6.944
	32.857	34.428
Menos – Pasivos estimados y provisiones a largo	(29.655)	(27.484)
	$ 3.202	$ 6.944

Las provisiones para contingencias corresponden a:

Administrativas	$ 20.691	$ 20.870
Civiles	5.883	3.337
Laborales	3.081	3.277
	$ 29.655	$ 27.484

Acción de grupo – En el año 2001, se presentó una acción de grupo en contra de la EEB, Emgesa y la CAR por los supuestos perjuicios materiales y morales ocasionados por el daño ambiental producido en el embalse del Muña. La pretensión inicial de los demandantes fue de USD$1.500 millones aproximadamente.

En la actualidad la Empresa está llevando a cabo el cumplimiento de una sentencia emitida por el Tribunal Superior de Bogotá producto de esta acción popular que le ordenó a la EEB proceder a adoptar las medidas técnicas y jurídicas necesarias para mitigar los impactos ambientales que el Embalse del Muña genera sobre la población de Sibaté. La Empresa conformó una Mesa Técnica de Trabajo, coordinada por la Universidad de los Andes, con la participación de especialistas internacionales, con el objetivo de analizar la situación del Muña y proponer acciones tendientes a mejorar su calidad ambiental. Como resultado, la Empresa se encuentra adelantando un plan de acción que incluye obras civiles y acciones tendientes al mejoramiento ambiental del Embalse y a disminuir el grado de polución a índices aceptables. Estas actividades están siendo supervisadas por un comité de vigilancia que para tal efecto instaló el Juzgado Cuarto Civil del Circuito de Bogotá. Este comité está integrado por representantes de la Empresa, el Ministerio de Medio Ambiente, el Municipio de Sibaté, la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, el Ministerio Público, Ecofondo y un delegado del Defensor del Pueblo en asuntos ambientales. El comité de vigilancia es el

encargado de verificar el cumplimiento de la sentencia proferida contra la Empresa y de supervisar que el plan de acción se lleve a cabo.

Por otra parte, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca mediante sentencia del 25 de agosto de 2004, en desarrollo de un proceso de acción popular relacionado con el Río Bogotá y el Embalse del Muña, aprobó el Pacto de Cumplimiento presentado por la Empresa el cual contiene las mismas obras y acciones que conforman el Plan de Acción que la Empresa está llevando a cabo en el municipio de Sibaté, en cumplimiento de la sentencia del Tribunal Superior de Bogotá, incluyendo adicionalmente, el mantenimiento de las obras por dos años más.

Durante el año 2005, la Empresa suscribió convenios con Emgesa S.A. E.S.P. y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá S.A. E.S.P., con el objeto de participar en las obras y actividades tendientes a: a) retiro del buchón en el Embalse del Muña y terminación del estudio denominado "Definición y Valoración Técnica de Alternativas de Sectorización, Operación y Manejo y Modelación Hidrodinámica y de Calidad del Agua del Embalse del Muña", b) Definición del modelo y selección de alternativas para seguir con las obras dentro del Embalse y c) Definición de compromisos a asumir por las partes a la finalización del convenio, con el objeto de implementar fases posteriores a la ejecución. En consecuencia, se constituyó un encargo fiduciario en la Fiduciaria de Occidente cuyo saldo al 31 de diciembre de 2009 es $1.424 ($1.864 al 31 de diciembre de 2008) (Ver Nota 5).

Contingencias – Al 31 de diciembre de 2009, el valor de las reclamaciones contra la Empresa por litigios administrativos, fiscales, civiles y laborales ascienden a $54.178 ($50.627 al 31 de diciembre de 2008), y otros por importes indeterminados. Con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, la Empresa ha provisionado $29.655, ($27.484 al 31 de diciembre de 2008) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias.

La administración de la Empresa estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para los intereses de la Empresa y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa la posición financiera de la Empresa.

16. OTROS PASIVOS

	2009	2008
Ingresos recibidos por anticipado (1)	$ 2.671	$ 2.815
Impuesto diferido	5.616	2.791
	8.287	5.606
Menos – Porción corriente (1)	(145)	(145)
	$ 8.142	$ 5.461

(1) Corresponde al pago anticipado del contrato de usufructo suscrito por la Empresa con Interconexión Eléctrica S.A (ISA S.A E.S.P.) el 6 de septiembre de 2007, cuyo objeto es el aprovechamiento de la infraestructura de transmisión de EEB para la instalación de redes de comunicaciones por un período de 20 años. La porción corriente por $145 corresponde a las doce cuotas que serán descontadas en el año 2010.

17. PENSIONES DE JUBILACIÓN Y BENEFICIOS COMPLEMENTARIOS

	2009	2008
Cálculo actuarial pensiones de jubilación	$ 229.005	$ 220.548
Menos – Porción corriente	(26.706)	(27.461)
Pensiones de jubilación a largo plazo	$ 202.299	$ 193.087

El gasto registrado en el estado de resultados por concepto de pensiones de jubilación para 2009 y 2008 fue de $26.609 y $26.448, respectivamente (Ver Nota 23).

El valor de la obligación por concepto de pensiones al 31 de diciembre de 2008 y 2009 se determina con base en un cálculo actuarial. Dicho cálculo fue elaborado por un actuario independiente, teniendo en cuenta una tasa DANE (IPC de largo plazo, equivalente al promedio ponderado del IPC de los últimos tres años) del 6,48 % al 31 de diciembre de 2009 y 5,15% a 31 de diciembre de 2008. El número de personas cobijadas en el cálculo actuarial es 1.939 al 31 de diciembre de 2009 y 1.950 al 31 de diciembre de 2008.

En acta 1325 del 2 de noviembre de 2000, la Junta Directiva ordenó la segregación operativa del Fondo de Pensiones de la Empresa. En julio de 2002, la EEB suscribió un contrato con Fiducolombia y Consorcio Pensiones Energía (conformado por Fiduciaria Previsora y Fiduciaria Bogotá) cuyo objeto es la constitución de un patrimonio autónomo para administrar los recursos financieros destinados a respaldar las obligaciones pensionales y el pago de las mismas, así como la administración del personal pensionado. Para tal efecto, Fiducolombia participa con la administración del 60% de los pensionados y el consorcio "Pensiones Energía", con la administración del 40% restante. De acuerdo con los mencionados contratos, el patrimonio autónomo ascenderá al monto del capital necesario para atender las obligaciones pensionales a cargo de la Empresa y a favor del personal pensionado actual y futuro y debe corresponder al monto de las obligaciones pensionales, en la proporción adjudicada a cada Fiduciaria. El patrimonio autónomo tendrá ajustes o nuevos aportes en la medida en que se requiera. La vigencia del contrato es por un periodo de cinco (5) años, el cual fue renovado durante el 2007 bajo las mismas condiciones.

Al 31 de diciembre 2009, el Fondo de Pensiones asciende a $215.787 ($220.537 al 31 de diciembre de 2008) los cuales se encuentran reflejados dentro de las cuentas por cobrar a largo plazo (Ver Nota 5). De acuerdo con los contratos suscritos con las Fiduciarias que manejan dichos patrimonios, la diferencia entre el valor del pasivo pensional y el valor del patrimonio autónomo al 31 de diciembre, será reintegrado o trasladado entre la Empresa y las Fiduciarias, dependiendo de la naturaleza de las diferencias, en abril y mayo de cada año, respectivamente. En mayo de 2009, la Empresa recibió recursos del Patrimonio Autónomo Consorcio Pensiones Energía por $262 y entregó recursos por $273 al Patrimonio Autónomo Fiducolombia, con el

fin de ajustar el saldo de tales patrimonios autónomos con el valor de las obligaciones pensionales del cálculo actuarial a diciembre de 2008.

En adición al pasivo por pensiones de jubilación, la Empresa registra el pasivo por beneficios médicos y otras prestaciones adicionales a que tienen derecho los pensionados, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Por lo tanto, se está aprovisionando el pasivo que, a valor presente, cubre la obligación estimada por beneficios proyectados de los pensionados a la fecha de cierre del ejercicio. Al 31 de diciembre de 2009, el cálculo actuarial por este concepto ascendió a $65.581 ($58.407 al 31 de diciembre de 2008).

	2009	2008
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación	$ 65.581	$ 58.407
Menos – Porción corriente	(5.089)	(4.986)
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación a largo plazo	$ 60.492	$ 53.421

18. IMPUESTOS

Impuesto sobre la renta – La Empresa está sujeta al impuesto de renta a una tarifa aplicable del 33% sobre la renta líquida.

De conformidad con el Artículo 191 del Estatuto Tributario, las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios no se encuentran sujetas a renta presuntiva.

Los años gravables 2007 y 2008 están abiertos para revisión de las autoridades tributarias. La declaración de renta correspondiente a 2009 deberá presentarse a más tardar el 23 de abril de 2010.

La provisión para impuestos sobre la renta y complementarios se descompone así:

Impuesto corriente del año	$ 103	$ -
Efecto del impuesto sobre la renta diferido	2.825	2.791
	$ 2.928	$ 2.791

A continuación se presentan las partidas conciliatorias entre la utilidad comercial y la renta líquida gravable así:

Utilidad antes de impuestos	$ 726.141	$ 221.906
Menos:		
Ingresos no constitutivos de renta	(512.899)	(439.130)
Otros gastos deducibles	(43.318)	(33.841)
Ingresos no fiscales	(271.748)	(31.440)

	2009	2008
Más:		
Ingresos fiscales	10.840	22.272
Gastos y costos no deducibles	90.984	235.082
Pérdida fiscal	$ -	$ (25.151)
Renta por ganancias ocasionales	313	-
Tarifa del impuesto	33%	33%
Impuesto a cargo	$ 103	$ -

A continuación se presentan las partidas conciliatorias entre el patrimonio contable y el fiscal:

Patrimonio contable	$ 6.896.263	$ 6.197.768
Reajustes fiscales	651.502	632.469
Activos y provisiones	(238.019)	21.092
Pasivos estimados y provisiones	133.013	93.574
Valorizaciones	(3.944.326)	(3.649.427)
Patrimonio fiscal	$ 3.498.433	$ 3.295.476

Impuesto al patrimonio – Mediante la Ley 1111 de 2006, el Gobierno Nacional creó el impuesto al patrimonio para los años gravables 2007 a 2010. La base imponible del Impuesto al Patrimonio está constituida por el valor del patrimonio líquido del contribuyente poseído el 1° de enero de 2007 aplicando una tarifa del 1,2%. Durante el 2009 y 2008 la Empresa pagó $9.906 cada año, con cargo a cuenta revalorización del patrimonio, acogiéndose a lo dispuesto en las normas colombianas.

Impuesto de industria y comercio - La Empresa declara y paga el Impuesto de Industria y Comercio sobre sus ingresos a las tarifas del 1,104%, 0.966%, 0.414% en Bogotá, 0.6% en Mosquera, 0,8% en Cartagena y Cúcuta, 0,4% en La Mesa y 1% en El Colegio, Funza, Soacha, Ubalá, Pasto 0.5%, Yaguará 0.8%, Altamira 1.0% y Mocoa 0.8%.

Reforma tributaria - A continuación se resumen las modificaciones más importantes al régimen tributario colombiano para los años 2010 y siguientes, introducidas por la ley 1370 del 30 de diciembre de 2009:

Establece que por el año 2011 el impuesto al patrimonio sea calculado con base en el valor del patrimonio líquido poseído el 1° de enero del año 2011. La tasa aplicable será de 2.4% para patrimonios cuya base gravable este entre $3.000 y $5.000 y de 4.8% para patrimonios cuya base gravable sea igual o superior a $5.000. Dicho impuesto seria causado una sola vez y

pagadero en 8 cuotas entre 2011 y 2014. Se mantiene la opción de registrar este impuesto contra la cuenta de revalorización del patrimonio. No hace parte de la base gravable el valor patrimonial neto de la inversión en acciones de sociedades nacionales.

A partir del período gravable 2010, la deducción de las inversiones realizadas en activos fijos reales productivos pasa del 40% al 30% del valor de la inversión.

19. PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS

Capital – El capital autorizado es de 306.041.892 acciones de valor nominal de $7.744,038 cada una, de las cuales 85.871.565 acciones estaban suscritas y pagadas al 31 de diciembre de 2009, distribuidas así:

	Número de acciones	%
Distrito Capital	70.023.922	81, 544947
Ecopetrol S.A.	6.310.980	7,349325
Corficolombiana S.A.	3.271.505	3,809766
Trabajadores y otros accionistas	6.217.130	7,240033
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 S.A.	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

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Empresa, celebrada el 26 de marzo de 2009, ordenó repartir dividendos por valor de $309.283, de los cuales $205.925 fueron con cargo a la utilidad del año 2008, $14.489 a la liberación de la reserva adquisición de acciones de Emgesa, $21.403 a ocasional (diferencia en cambio) y $67.466 a utilidades de ejercicios anteriores; dividendos que fueron cancelados en mayo, octubre y diciembre de 2009.

Revalorización del patrimonio – La revalorización de patrimonio no puede distribuirse como utilidades pero puede capitalizarse.

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

Reserva para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas – Para efectos de que las utilidades del ejercicio 1997 disfruten de la exención del impuesto sobre la renta del artículo 211 del Estatuto Tributario, éstas fueron apropiadas como reserva para la rehabilitación, extensión y reposición de los sistemas para la prestación del servicio público domiciliario.

Reserva Decreto 2336 de 1995 – Dando cumplimiento al decreto 2336 de 1995, que trata sobre realización de las utilidades generadas por la aplicación de métodos especiales de valoración de inversiones, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas ordenó la constitución de ésta reserva con cargo a las utilidades del año 2007.

Reserva ocasional Art. 130 de ET– La asamblea general de accionistas ordenó la constitución de una reserva ocasional por $5.921, con el fin de dar cumplimiento al artículo 130 del ET por exceso de la depreciación fiscal deducible del impuesto de renta del año 2008.

Retención dividendos – El Decreto 567 de 2007, estableció la retención en la fuente para los dividendos y participaciones que se realicen a los socios, accionistas, comuneros, asociados, suscriptores o similares que sean declarantes del impuesto sobre la renta, en exceso del resultado previsto en el numeral 1 ó en el Parágrafo 1 del artículo 49 del Estatuto Tributario, están sometidos a retención en la fuente a título de impuesto sobre la renta a la tarifa del veinte por ciento (20%).Cuando el beneficiario del pago o abono en cuenta sea una persona natural no obligada a presentar declaración de renta y complementarios, la tarifa de retención en la fuente es de 33%. Para los accionistas extranjeros sin residencia o domicilio en Colombia la tarifa será del 33%, sobre los dividendos gravados.

20. INGRESOS OPERACIONALES

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, los ingresos operacionales ascienden a $92.696 y $91.152, respectivamente, de los cuales $92.333 corresponden a los servicios facturados a XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P., como administrador y liquidador de cuentas del Sistema de Transmisión Nacional, por el uso de líneas y redes de la Empresa para transmisión de energía en Colombia ($90.786 al 31 de diciembre de 2008) y $363 de ingresos recibidos por concepto de aprovechamientos y arrendamientos transmisión ($366 al 31 de diciembre de 2008).

21. COSTOS DE VENTAS

	2009	2008
Servicios personales	$ 5.608	$ 4.520
Generales	1.494	2.048
Depreciaciones	13.765	13.724
Amortizaciones	660	107
Arrendamientos	119	167
Bienes y servicios	854	806
Contribuciones	8.656	10.222
Operación y mantenimiento	4.086	3.931
Honorarios	942	1.620
Servicios públicos	115	80
Seguros	1.063	1.288
Impuestos	867	899
Participación social	754	680
	$ 38.983	$ 40.092

22. OTROS INGRESOS

	2009	2008
Honorarios y arrendamientos vinculados	$ 7.032	$ 974
Recuperación de provisiones (1)	305	6.224
Otras recuperaciones (2)	7.342	9.411
Utilidad en venta de propiedades	341	273
Arrendamientos	3.355	2.964
Servicios	989	950
	$ 19.364	$ 20.796

(1) Al 31 de diciembre de 2009 incluye recuperación por litigios y contingencias por $188, recuperación provisión inversiones Electricaribe por $46, recuperación de propiedad planta y equipo por $44, recuperación provisión de inventarios por $24 y recuperación de responsabilidades por $3. Al 31 de diciembre de 2008, incluye recuperación cálculo actuarial por $4.804, recuperación por litigios y demandas por $1.247, recuperación provisión inversiones producto de la fusión Electricaribe y Electrocosta por $150 y recuperación provisión de inventarios por $15.

(2) Incluye principalmente recuperaciones de compartibilidad pensional por $3.382 ($6.441 en 2008) y recuperación de cuotas partes pensionales por $2.122 ($2.452 en 2008).

23. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Servicios personales	$ 11.672	$ 8.587
Contribuciones imputadas	1.312	1.213
Contribuciones efectivas	4.200	4.145
Aportes sobre nómina	326	273
Pensiones de jubilación (Ver Nota 17)	26.609	26.448
Amortización cálculo prestaciones adicionales	15.631	537
Cuotas partes pensiónales	535	1.793
Servicios médicos	3.243	3.113
Honorarios (1)	4.858	4.390
Estudios y proyectos	968	806
Servicios públicos	145	275
Publicidad y propaganda	1.628	1.420
Suscripciones y afiliaciones	184	170
Impuestos (2)	12.373	11.283
Vigilancia y seguridad	714	651
Comunicación y transporte	812	626
Mantenimiento, materiales y suministros	1.617	1.574
Mejoras a propiedades ajenas	-	193
Seguros	868	930
Otros gastos generales	3.404	5.353
Depreciaciones	675	658
Amortizaciones	5.904	8.376

	2009	2008
Provisión para protección de inversiones	891	932
Provisión para deudores	625	1.105
Provisión para contingencias	3.643	3.438
Provisión diversos	2.361	-
(Menos) gastos asignados al negocio de transmisión	(4.451)	(4.609)
	$ 100.747	$ 83.680

(1) Corresponde principalmente a los honorarios pagados por la asesoría para la implementación del nuevo modelo de negocios del grupo, honorarios de revisoría fiscal, el diseño de la estrategia para la cobertura de riesgos financieros, honorarios calificación de riesgos y honorarios banca de inversión, así como la actualización del sistema integrado de información SAP entre otros.

(2) Al 31 de diciembre de 2009 y 2008 incluye principalmente:

Gravamen al movimiento financiero	$ 444	$ 212
Impuesto de industria y comercio	8.180	7.325
Impuesto predial	993	867
Otros impuestos y contribuciones	934	186
Impuesto a las ventas no descontable	1.822	2.693
	$ 12.373	$ 11.283

En cumplimiento de lo ordenado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Empresa implantó el sistema de costos basado en actividades de que trata la Ley 142 de 1993. Los criterios y factores de distribución fueron discutidos y aprobados en Comité de Gerencia con base en un estudio preparado por la Gerencia Financiera.

Los gastos de administración arriba mencionados fueron redistribuidos a los siguientes centros de costos:

Asociados al negocio regulado de transmisión:		
Transporte de Energía	$ 4.451	$ 4.609
Actividades administrativas y financieras asociadas al negocio de transmisión	69.824	53.279
	74.275	57.888
Impuestos	12.373	11.283
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	14.099	14.509
	$ 100.747	$ 83.680

24. GASTOS FINANCIEROS

	2009	2008
Intereses (1)	$ 140.471	$ 137.820
Comisiones (2)	162	1.850
Valoración operaciones de cobertura (Ver Nota 12)	27.953	7.251
Gastos bancarios	61	16
	$ 168.647	$ 146.937

(1) Al 31 de diciembre de 2009 y 2008 corresponde a los intereses pagados por los créditos suscritos por la Empresa para llevar a cabo el proceso de compra de los activos, derechos y contratos de Ecogás, y las operaciones de cobertura.

(2) Al 31 de diciembre de 2009 corresponde al pago realizado a Hollandsche Bank –Unie N.V. A diciembre 31 de 2008 corresponde a la comisión pagada a Corporación Andina de Fomento en sustitución del crédito con el ABN cuyo vencimiento fue abril de 2009.

25. CUENTAS DE ORDEN

Deudoras de control:		
Bienes entregados en garantía	$ 57.287	$ 57.287
Fiscales	1.211.729	1.211.037
Otras cuentas deudoras	6.961	3.970
	1.275.977	1.272.294
Responsabilidades contingentes:		
Garantías y avales otorgados (1)	1.246.980	1.368.590
Bienes entregados en garantía (2)	92.049	101.026
	1.339.029	1.469.616
Litigios o demandas:		
Civiles	3.922	2.225
Laborales	3.097	3.365
Administrativas	17.504	17.554
	24.523	23.144
Acreedoras de control:		
Contratos de servicios	65.806	44.224
Ordenes de compra	3.507	11.415
Aportes de capital	205.491	205.491
Capital proveniente de revalorización de patrimonio	459.501	459.501
	734.305	720.631
	$ 3.373.834	$ 3.485.685

(1) Al 31 de diciembre de 2009, las cuentas de Orden Derechos Contingentes incluyen la garantía sobre la emisión de bonos internacionales por USD$610 millones, realizada por EEB International Ltd. Estos bonos tienen un vencimiento el 31 de octubre de 2014 y una tasa de interés en dólares de 8,75%.

(2) Al 31 de diciembre de 2009, las cuentas de Orden Derechos Contingentes incluyen $92.049 por el valor de la prenda sobre las acciones que tiene la Empresa en Red de Energía del Perú S.A. como garantía de obligaciones que tiene dicha compañía con entidades financieras.

26. LEASING DE INFRAESTRUCTURA

El 21 de diciembre de 2009, la Empresa suscribió el contrato de arrendamiento financiero leasing número 106493 con Leasing Bancolombia S.A. compañía de financiamiento, cuyo objeto es la adquisición de las oficinas 901, 1001, 2 locales y 41 parqueaderos del edificio ubicado en la carrera 9 73 - 44 con las siguientes condiciones:

Valor de los bienes adquiridos	$10.468.
Tasa de interés	DTF T.A. + 3,75 puntos.
Plazo del contrato	144 meses.
Periodicidad de pago	Mensual.
Valor de la opción de adquisición	$3.140.
Porcentaje de la opción	30%
Cuotas extraordinarias contingentes	No incluidas en el contrato
Amortización	Hasta la cuota 24 período de gracia en pago de capital desde la cuota 25 hasta la cuota 96 se amortiza un 15% de la obligación, desde la cuota 97 y hasta la 144 se amortiza un 55% de la obligación.

27. EVENTOS POSTERIORES

Adjudicación proyecto Guatemala - El 21 de enero de 2010 EEB resultó adjudicataria de la Licitación PET-1-2009, en Guatemala para la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica en este país. El Ministerio de Energía y Minas de Guatemala adjudicó la construcción y operación de la red, de la que la Empresa será la operadora. El proyecto demandará una inversión de entre US$373 y US$420 millones.

El proyecto consiste en 6 lotes distribuidos a lo largo del territorio Guatemalteco, constituyendo un total de 850 kms de líneas de 230 Kv y 24 obras entre las que se incluyen ampliaciones y construcción de nuevas subestaciones.

Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. y su Filial

Estados Financieros Consolidados por los Años Terminados el 31 de Diciembre 2010 y 2009 e Informe del Revisor Fiscal.

Deloitte.

Deloitte & Touche Ltda.
Cra. 7 No. 74 - 09
A.A. 075874
Nit. 860.005.813-4
Bogotá D.C.
Colombia

Tel: +57 (1) 5461810 - 5461815
Fax: +57 (1) 2178088
www.deloitte.com/co

INFORME DEL REVISOR FISCAL

A los Accionistas de
TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P.:

He auditado los balances generales consolidados de TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. Y SU FILIAL, al 31 de diciembre de 2010 y 2009, y los correspondientes estados consolidados de resultados, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, y el resumen de las principales políticas contables y otras notas explicativas.

La administración es responsable por la preparación y correcta presentación de estos estados financieros de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener un sistema de control interno adecuado para la preparación y presentación de los estados financieros, libres de errores significativos, bien sea por fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas; así como efectuar las estimaciones contables que resulten razonables en las circunstancias.

Mi responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros con base en mis auditorías. Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones y llevar a cabo mi trabajo de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Tales normas requieren que planifique y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de errores significativos. Una auditoría de estados financieros incluye examinar, sobre una base selectiva, la evidencia que soporta las cifras y las revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos de auditoría seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo su evaluación de los riesgos de errores significativos en los estados financieros. En la evaluación del riesgo, el auditor considera el control interno de la Empresa que es relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye, evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones contables significativas hechas por la administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros. Considero que mis auditorías me proporcionan una base razonable para expresar mi opinión.

©2010 Deloitte Touche Tohmatsu / Deloitte & Touche S.A. Todos los derechos reservados. Deloitte se refiere a Deloitte Touche Tohmatsu -asociación suiza- y a su red de firmas miembro, cada una como una entidad única e independiente. Por favor, vea en www.deloitte.com/co conózca la descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu y sus Firmas miembro.

Una firma miembro de **Deloitte Touche Tohmatsu**

En mi opinión, los estados financieros consolidados antes mencionados, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera consolidada de TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. Y SU FILIAL al 31 de diciembre de 2010 y 2009, los resultados de sus operaciones, los cambios en su patrimonio, los cambios en su situación financiera y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, aplicados sobre bases uniformes.

LINA MAYERLY RICAURTE BERMÚDEZ
Revisor Fiscal
T.P. 132.458 - T
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

16 de febrero de 2011

TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. Y SU FILIAL

BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009
(En millones de pesos colombianos)

ACTIVOS	2010	2009
ACTIVO CORRIENTE:		
Efectivo (Nota 5)	$ 64.655	$ 94.045
Inversiones temporales (Nota 6)	71.677	131.841
Deudores (Nota 7)	87.549	126.440
Inventarios	26.178	24.997
Otros activos, neto (Nota 10)	122.192	91.500
Total activo corriente	372.251	468.823
INVERSIONES PERMANENTES (Nota 8)	40.319	2.781
DEUDORES A LARGO PLAZO (Nota 7)	8.981	8.954
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, neto (Nota 9)	1.474.741	1.258.409
OTROS ACTIVOS, neto (Nota 10)	1.831.220	1.938.162
VALORIZACIONES (Nota 9)	322.809	-
Total activos	$ 4.050.321	$ 3.677.129
CUENTAS DE ORDEN (Nota 25)	$ 1.922.033	$ 1.945.077

PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	2010	2009
PASIVO CORRIENTE:		
Obligaciones financieras (Nota 11)	$ 43.529	$ -
Cuentas por pagar (Nota 13)	67.953	73.830
Obligaciones laborales	1.062	793
Recaudos a favor de terceros (Nota 16)	10.895	15.962
Ingresos recibidos por anticipado	221	231
Pasivos estimados y provisiones (Nota 17)	12.193	6.624
Total pasivo corriente	135.853	97.440
PASIVO A LARGO PLAZO:		
Obligaciones financieras (Nota 11)	2.280.638	2.376.190
Pasivos estimados y provisiones (Nota 17)	5.281	10.129
Otros pasivos (Nota 18)	75.467	61.714
Total pasivo a largo plazo	2.361.386	2.448.033
Total pasivos	2.497.239	2.545.473
PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS: (Nota 19)		
Capital suscrito y pagado	775.500	750.000
Prima en colocación de acciones	24.703	24.703
Reservas	540.820	289.990
Revalorización del patrimonio	114	-
Superávit método de participación	5	-
Superávit por valorizaciones	322.809	-
Resultado de ejercicios anteriores	(180.700)	(180.700)
Utilidad neta del ejercicio	69.831	247.663
Total patrimonio de los accionistas	1.553.082	1.131.656
Total pasivos y patrimonio de los accionistas	$ 4.050.321	$ 3.677.129
CUENTAS DE ORDEN (Nota 25)	$ 1.922.033	$ 1.945.077

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

GABRIEL TURBAY MARULANDA
Representante Legal

MARTIN MALDONADO RAMIREZ
Contador
Tarjeta Profesional No. 46.851-T

LINA M. RICAURTE BERMUDEZ
Revisor Fiscal TP 132.458 - T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. Y SU FILIAL

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009
(En millones de pesos colombianos, excepto el número de acciones y el resultado neto del ejercicio por acción)

	2010	2009
INGRESOS OPERACIONALES (Nota 20)	$ 559.414	$ 545.246
COSTOS DE OPERACIÓN (Nota 21)	(187.174)	(175.235)
Utilidad bruta	372.240	370.011
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN (Nota 22)	(178.696)	(38.938)
Utilidad operacional	193.544	331.073
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES		
Diferencia en cambio	151.457	223.313
Otros ingresos-gastos, neto (Nota 23)	8.995	28.345
Gastos Financieros (Nota 24)	(260.542)	(313.494)
Utilidad antes de impuesto sobre la renta	93.454	269.237
IMPUESTO SOBRE LA RENTA (Nota 15)	(23.623)	(21.574)
RESULTADO NETO DEL EJERCICIO	$ 69.831	$ 247.663
NÚMERO DE ACCIONES (Nota 19)	77.550.000	75.000.000
RESULTADO NETO DEL EJERCICIO POR ACCIÓN	$ 912,88	$ 3.302,17

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

GABRIEL TURBAY MARULANDA
Representante Legal

MARTIN MALDONADO RAMIREZ
Contador
Tarjeta Profesional No. 46.851-T

LINA M. RICAURTE BERMUDEZ
Revisor Fiscal TP 132.458 - T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. Y SU FILIAL

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009
(En millones de pesos colombianos)

			Reservas									
	Capital suscrito y pagado	Prima en colocación de acciones	Legal	Artículo 130 Estatuto Tributario	Ocasional diferencia en cambio	Total	Revalorización del patrimonio	Superávit metodo de participación	Superávit por valorizaciones	Resultado de ejercicios anteriores	Utilidad (pérdida) neta del ejercicio	Total patrimonio de los accionistas
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008	$ 750.000	$ 24.703	$ 28.999	$ 15.298	$ 245.693	$ 289.990	$ -	$ -	$ -	$ -	$ (180.700)	$ 883.993
Apropiaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(180.700)	180.700	-
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	247.663	247.663
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009	750.000	24.703	28.999	15.298	245.693	289.990	-	-	-	(180.700)	247.663	1.131.656
Apropiaciones	-	-	24.766	36.959	185.938	247.663	-	-	-	-	(247.663)	-
Fusión con Transcogas S.A. E.S.P.	25.500	-	3.167	-	-	3.167	114	-	-	-	-	28.781
Valoración inversiones del exterior	-	-	-	-	-	-	-	5	-	-	-	5
Valorización de activos fijos	-	-	-	-	-	-	-	-	322.809	-	-	322.809
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.831	69.831
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	$ 775.500	$ 24.703	$ 56.932	$ 52.257	$ 431.631	$ 540.820	$ 114	$ 5	$ 322.809	$ (180.700)	$ 69.831	$ 1.553.082

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

GABRIEL TURBAY MARULANDA
Representante Legal

MARTIN MALDONADO RAMIREZ
Contador
Tarjeta Profesional No. 46.851-T

LINA M. RICAURTE BERMUDEZ
Revisor Fiscal TP 132.458 - T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. Y SU FILIAL

ESTADO DE CAMBIOS EN LA SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009
(En millones de pesos colombianos)

	2010	2009
CAPITAL DE TRABAJO OBTENIDO DE:		
Utilidad neta del ejercicio	$ 69.831	$ 247.663
Partidas que no requirieron capital de trabajo:		
Depreciaciones y amortizaciones	86.898	90.755
Depreciaciones y amortizaciones efecto fusión	1.759	-
Diferencia en cambio	(146.126)	(227.166)
Recuperaciones y provisiones	139.113	844
Valoración inversiones por método participación	903	454
Valoración inversiones del exterior	5	-
Impuesto diferido	13.937	11.874
Impuesto diferido efecto fusión	(106)	-
Utilidad en venta de activos fijos	-	(9.063)
Operaciones de cobertura	50.328	88.469
Capital de trabajo obtenido de las operaciones	216.542	203.830
Aumento en patrimonio efecto fusión	28.781	-
Total capital de trabajo obtenido	245.323	203.830
CAPITAL DE TRABAJO UTILIZADO EN:		
Aumento en inversiones permanentes	(38.441)	-
Aumento en deudores a largo plazo	(425)	(24)
Aumento en propiedad, planta y equipo	(260.418)	(131.044)
Aumento en propiedad, planta y equipo efecto fusión	(66.710)	-
Aumento en otros activos	(10.747)	(6.928)
Aumento en otros activos efecto fusión	(125)	-
Disminución en pasivos estimados y provisiones	(3.442)	(1.188)
Total capital de trabajo utilizado	(380.308)	(139.184)
(DISMINUCIÓN) AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ (134.985)	$ 64.646
CAMBIOS NETOS EN LOS COMPONENTES DEL CAPITAL DE TRABAJO:		
Efectivo	$ (29.390)	$ 45.114
Inversiones temporales	(67.148)	(88.994)
Inversiones temporales efecto fusión	6.984	-
Deudores	(45.755)	72.918
Deudores efecto fusión	6.864	-
Inventarios	1.168	(11.178)
Inventarios efecto fusión	13	-
Otros activos	30.687	61.442
Otros activos efecto fusión	5	-
Aumento en obligaciones financieras efecto fusión	(43.529)	-
Cuentas por pagar	6.932	(13.228)
Cuentas por pagar efecto fusión	(1.055)	-
Obligaciones laborales	(269)	(501)
Recaudos a favor de terceros	5.756	(8.515)
Recaudos a favor de terceros efecto fusión	(689)	-
Ingresos recibidos por anticipado	10	(231)
Pasivos estimados y provisiones	(3.457)	7.819
Pasivos estimados y provisiones efecto fusión	(2.112)	-
(DISMINUCIÓN) AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ (134.985)	$ 64.646

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de la Empresa.

GABRIEL TURBAY MARULANDA
Representante Legal

MARTIN MALDONADO RAMIREZ
Contador
Tarjeta Profesional No. 46.851-T

LINA M. RICAURTE BERMUDEZ
Revisor Fiscal TP 132.458 - T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. Y SU FILIAL

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009
(En millones de pesos colombianos)

	2010	2009
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Utilidad neta del ejercicio	$ 69.831	$ 247.663
Ajustes para conciliar la utilidad neta del ejercicio con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciaciones y amortizaciones	86.898	90.755
Depreciaciones y amortizaciones efecto fusión	1.759	-
Diferencia en cambio	(151.982)	(227.742)
Recuperaciones y provisiones	157.826	3.166
Valoración inversiones por método participación	903	454
Valoración inversiones exterior	5	-
Impuesto diferido	13.937	11.874
Impuesto diferido efecto fusión	(106)	
Utilidad en venta de activos fijos	-	(9.063)
Operaciones de cobertura	50.328	88.469
	229.399	205.576
Cambios en activos y pasivos de operación, neto		
Deudores	38.728	(73.544)
Deudores efecto fusión	(6.864)	-
Inventarios	(2.067)	8.855
Inventarios efecto fusión	(13)	-
Otros activos	(1.637)	9.257
Otros activos efecto fusión	(5)	-
Cuentas por pagar	(1.211)	18.816
Cuentas por pagar efecto fusión	1.055	-
Obligaciones laborales	269	501
Recaudos a favor de terceros	(5.756)	8.515
Recaudos a favor de terceros efecto fusión	689	
Ingresos recibidos por anticipado	(10)	231
Pasivos estimados y provisiones	(11.062)	(9.007)
Pasivos estimados y provisiones efecto fusión	2.112	-
Fondos netos provistos por las actividades de operación	243.627	169.200
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Aumento de inversiones permanentes	(38.441)	-
Aumento en propiedades, planta y equipo	(260.418)	(131.044)
Aumento en propiedades, planta y equipo efecto fusión	(66.710)	-
Aumento de otros activos	(39.797)	(77.626)
Aumento de otros activos efecto fusión	(125)	-
Fondos netos usados en las actividades de inversión	(405.491)	(208.670)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Aumento en patrimonio efecto fusión	28.781	-
Disminución de la deuda	-	(4.410)
Aumento de la deuda efecto fusión	43.529	-
Fondos netos provistos (usados) en las actividades de financiación	72.310	(4.410)
CAMBIOS NETOS EN EL EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO	(89.554)	(43.880)
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL INICIO DEL AÑO	225.886	269.766
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	$ 136.332	$ 225.886

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de la Empresa.

GABRIEL TURBAY MARULANDA
Representante Legal

MARTIN MALDONADO RAMIREZ
Contador
Tarjeta Profesional No. 46.851-T

LINA M. RICAURTE BERMUDEZ
Revisor Fiscal TP 132.458 - T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

1. ENTE ECONÓMICO Y OPERACIONES

Casa Matriz – Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., en adelante TGI, es una sociedad anónima organizada como una empresa de servicios públicos domiciliarios bajo las leyes colombianas.

La Empresa fue constituida mediante la escritura pública No. 67 del 16 de febrero de 2007 de la Notaría Once de Bucaramanga inscrita en la Cámara de Comercio de Bucaramanga el 19 de febrero de 2007 con vigencia indefinida. El objeto social de TGI consiste en la planeación, organización, construcción, expansión, ampliación, mantenimiento, operación y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios. También puede explotar comercialmente la capacidad de los gasoductos de propiedad de terceros por los cuales pague una tarifa de disponibilidad.

El 2 de marzo de 2007, se protocolizó el cierre financiero del proceso de Enajenación de los Activos, Derechos y Contratos de Ecogás por $3,25 billones de pesos (aproximadamente USD$1,460 millones). Como parte de este proceso TGI adquirió una red de gasoductos que incluyeron: (a) seis gasoductos con sus respectivos ramales para operación directa de TGI o a través de los contratos de operación y mantenimiento que Ecogás tenía suscritos con contratistas independientes los cuales fueron celebrados originalmente con Ecogás y cedidos a TGI como parte del proceso de enajenación y (b) tres gasoductos sobre los cuales la propiedad es de terceros, quienes se encargan de construirlos, operarlos y realizar el mantenimiento correspondiente bajo la modalidad BOMT (Build, Operate, Maintain and Transfer / Construcción, operación, mantenimiento y transferencia).

Contratos BOMT's – Son una modalidad de contratación que se emplea para desarrollar proyectos de infraestructura de alto valor financiero, mecanismo que consiste en acordar con una compañía del sector privado nacional o internacional, la construcción, operación, mantenimiento y al término del proyecto la opción de transferencia de la propiedad. El contratista propietario opera el bien durante un plazo largo de tiempo (10, 15 y 20 años, para el caso) y recibe un pago mensual del usuario, compuesto por una tarifa de transporte y otra por disponibilidad. El pago que recibe el propietario del BOMT debe ser suficiente para cubrir la tasa libre de riesgo, el riesgo país, el riesgo del sector (negocio), la rentabilidad mínima del inversionista, la financiación y depreciación del activo (gasoducto), los costos de administración, operación y mantenimiento, imprevistos y los ajustes por cambios de leyes ambientales y tributarias.

Como parte del proceso de Enajenación de los Activos, Derechos y Contratos, Ecogás cedió a TGI los siguientes contratos BOMT's, los cuales fueron suscritos inicialmente por la Empresa Colombiana de Petróleos (en adelante Ecopetrol).

Contrato BOMT	Infraestructura	Propietario	Valor de construcción	Plazo (Años)	Fecha finalización	Opción de compra
VIT-GTL-0001-98	Gasoducto Boyacá y Santander (1)	Gases de Boyacá y Santander S.A.	US$ 54.250.150	10	30/09/2009	US$ 542.501
DIJ-P-515	Gasoducto Ballena – Barrancabermeja	Centragás S.A.	US$219.581.800	15	24/02/2011	US$ 2.195.818
DIJ-738	Gasoducto Mariquita Cali	Transgás de Occidente S.A.	US$275.915.800	20	25/08/2017	US$ 2.759.158

(1) TGI ejerció la opción de compra del gasoducto BOMT Boyacá Santander el 21 de octubre de 2009, cancelando US$542.501.

Entre los propietarios BOMT y ECOPETROL existe una relación económica directa debido a que los pagos de las tarifas pactadas en los contratos continúan a cargo de ECOPETROL hasta la finalización de los plazos contractuales. Los pagos efectuados por ECOGÁS a ECOPETROL desde 1998 y que asume en el futuro están expresamente establecidos en el Decreto 958 de 1998.

TGI tiene el derecho total de usufructo de la capacidad de transporte de los tres gasoductos correspondientes a los contratos BOMT, derecho adquirido por la compra consolidada el 2 de marzo de 2007 de la totalidad de Activos, Derechos y Contratos de ECOGÁS. TGI no tiene relación directa de pago con los propietarios de los BOMT, pero si se relaciona directamente en lo concerniente al transporte de gas y nuevos requerimientos de ampliaciones a la infraestructura.

Estructura de financiación – El 3 de octubre de 2007 se refinanciaron USD$750 millones a través de una emisión de bonos en el mercado internacional de capitales por parte de TGI International Ltd., operación que está garantizada por TGI. Adicionalmente, EEB otorgó un crédito por USD$370 millones (Ver Nota 11).

TGI International Ltd. – Con el fin de reestructurar los créditos cedidos por la EEB y llevar a cabo la emisión de bonos en el mercado internacional de capitales, la Empresa constituyó en el 2007 una filial en Islas Cayman, con participación del 100%, cuyo propósito era servir de vehículo de inversión para la emisión de dichos bonos.

Fusión TCG S.A. E.S.P. y TGI S.A. E.S.P – En Asamblea Extraordinaria de Accionistas efectuada el 11 de diciembre de 2009 se autorizó la fusión de la Transportadora Colombiana de Gas S.A. E.S.P. (en adelante TCG S.A. E.S.P.) con TGI S.A. E.S.P. y se procedió a adelantar los trámites estatutarios y legales que permitan protocolizar la operación.

El 23 de abril de 2010, por medio de la resolución N° 341005670, la Superintendencia de Sociedades autorizó la fusión de TCG S.A. E.S.P. con TGI S.A. E.S.P. El 31 de mayo de 2010 se protocolizó la toma de control por parte de TGI S.A. E.S.P. quien según escritura pública No.1677 de la notaría once (11) del circuito de Bogotá con fecha mayo 31 de 2010 debidamente inscrita en la cámara de comercio de Bucaramanga, asumió los activos, pasivos, patrimonio, ingresos, costos y gastos de TCG S.A. E.S.P. así:

Detalle	Valor
Activos	$ 82.271
Pasivos	(47.385)
Patrimonio	(34.886)
Ingresos	12.032
Costos	(5.350)
Gastos	(3.801)

Con la fusión, la participación accionaria de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., (en adelante EEB) en TGI pasó del 97,91% al 97,98%. EEB es una empresa de servicios públicos domiciliarios dedicada a la transmisión de energía, que posee un portafolio de inversiones en el sector de energía (generación, transmisión, distribución y comercialización) y en transporte y distribución de gas natural, la cual se encuentra controlada por el Distrito Capital de Bogotá.

Proyectos de expansión – La Empresa ha definido en su plan estratégico de negocios un programa de inversiones para atender los proyectos de expansión que se detallan a continuación:

- *Ballena – Barrancabermeja* - El proyecto de expansión del gasoducto permitirá aumentar la capacidad de transporte de este sistema desde Ballena en 70 MPCD (Millones de pies cúbicos por día), pasando de una capacidad actual de 190 MPCD a una de 260 MPCD. Actualmente posee cuatro (4) estaciones de compresión a lo largo de los 578Km del tramo Ballena – Barrancabermeja. Con la ampliación, se dispondrá de siete (7) estaciones en este mismo tramo, incrementando su potencia total de compresores instalados de 30.815 HP a 94.240 HP.

  El proyecto inició su ejecución en junio de 2008. Al 31 de diciembre de 2010 el proyecto se encuentra en un porcentaje de avance del 96,8% con una inversión de $364.008.

- *Cusiana Fase I y II-* Este proyecto permitirá aumentar la capacidad de transporte desde Cusiana en 180 MPCD (Millones de pies cúbicos por día), pasando de una capacidad actual de 210 MPCD a una de 390 MPCD. El proyecto se desarrollará en dos fases, permitiendo el aumento de la capacidad de transporte de manera escalonada, de acuerdo con el incremento de la producción de gas en el campo Cusiana. En la Fase I del proyecto incrementará la capacidad de transporte en 70 MPCD y en la Fase II se incrementará en 110 MPCD adicionales.

  El proyecto inició su ejecución en marzo de 2008. Al 31 de diciembre de 2010 el proyecto se encuentra en un porcentaje de avance del 96,2% en su Fase I y 49,8% en su Fase II, con una inversión total de $589.327.

  Para llevar a cabo la administración, inversión y pagos del proyecto de expansión desde Cusiana, la empresa constituyó una fiducia mercantil firmada el 8 de mayo de 2009, según contrato No. 3-1-12532 con Fiduciaria Bogotá S.A. Los principales aspectos de este contrato se presentan a continuación:

Objeto – El contrato de Fiducia Mercantil tiene por objeto constituir un patrimonio autónomo afecto de las siguientes finalidades: a) Obtener los créditos necesarios para llevar a cabo el proyecto de expansión, de acuerdo con los términos y condiciones indicados y aprobados por el Fideicomitente, b) Administrar el proyecto de expansión en los términos establecidos en el contrato de fiducia mercantil, c) Restituir los activos y bienes del patrimonio autónomo al fideicomitente, una vez se hayan cancelado los créditos y sean pagadas las obligaciones del fideicomitente.

Fuentes de Financiación - La fiduciaria, deberá solicitar previamente al Patrimonio Autónomo Fidubogotá EEB No. 3-1-12549, los recursos necesarios para realizar traslados al Patrimonio Autónomo Fidubogotá TGI, para la ejecución del proyecto de expansión. (Ver Nota 10)

Proceso de capitalización – La Empresa culminó el proceso de evaluación para la incorporación de un inversionista de capital. Credit Suisse fue la Banca de Inversión que asesoró a TGI en la selección y vinculación del nuevo accionista, esta selección estableció como requisito indispensable que la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. mantuviera el control accionario y administrativo de TGI. El proceso convocó cerca de 90 inversionistas del sector energético de Estados Unidos, Canadá, Europa y Oriente Medio; el resultado del proceso de selección permitió vincular al Citi Venture Capital International (CVCI) como nuevo accionista para capitalizar a TGI con USD$400 millones equivalente a una participación accionaria aproximada de 31,9%. El cierre de la operación culminará una vez se hayan realizado todos los trámites societarios correspondientes de conformidad con la normatividad vigente en este tipo de vinculaciones y con lo estipulado en el Subscription Agreement firmado por las partes el 17 de diciembre de 2010 y se ejecutara durante el primer semestre de 2011.

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La Empresa se rige principalmente por la Ley 142 ó Estatuto de Servicios Públicos, Ley 689 de 2001 y la Resolución 071 de 1999 por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - (RUT) en Colombia, sus estatutos y demás disposiciones contenidas en el Código de Comercio.

Las tarifas aplicables al servicio de transporte de gas son reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es un organismo técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía.

3. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Los estados financieros fueron preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, los cuales están prescritos por disposiciones legales. Así mismo, aplica el Plan de Contabilidad para Entes Prestadores de Servicios Públicos y el Sistema Unificado de Costos y Gastos expedido por la Superintendencia de Servicios Públicos y el Plan General de Contabilidad Pública (PGCP), expedido por la Contaduría General de la Nación (CGN). Ciertos principios contables aplicados por la Empresa que están de acuerdo con los

principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, podrían no estar de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en otros países.

Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera – El 28 de junio de 2010 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios mediante Resolución SSPD – 20101300021335 adopta el Modelo General de Contabilidad para Empresas Prestadoras de Servicios Públicos, en convergencia con los Estándares Internacionales de Contabilidad e Información Financiera de aceptación mundial y se derogó la Resolución SSPD-20091300009995 de 2009. De acuerdo con la Resolución SSPD–20101300021335 el Modelo General de Contabilidad para las Empresas Prestadoras de Servicios Públicos, deberá ser implementado a partir de la entrada en vigencia de dicha resolución hasta el año terminando el 31 de diciembre de 2012.

La resolución No. 201013000050115 del 30 de diciembre de 2010, modifica los plazos y las etapas para la implementación del Módulo General de Contabilidad para empresas prestadoras de servicios públicos, se fija como balance de apertura inicial el 1 de enero de 2012.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas por la Empresa en la preparación de sus estados financieros:

a. *Base de consolidación*: La empresa debe presentar estados financieros individuales de propósito general sin consolidar a la Asamblea General de Accionistas y son los que sirven de base para la distribución de utilidades. Adicionalmente, el Código de Comercio exige la elaboración de estados financieros de propósito general consolidados, los cuales también son presentados a la Asamblea General de Accionistas para su aprobación, pero no sirven de base para la distribución de utilidades. Los estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2010 y 2009 incluyen los estados financieros de TGI S.A. E.S.P. y los de su compañía filial TGI International Ltd., la cual fue adquirida en julio de 2007 y poseída al 100% por TGI asumiendo de esta forma el control sobre la misma.

   La información de los balances generales y de los estados de resultados individuales de TGI y su filial TGI International Ltd., es como se detalla a continuación:

Detalle		TGI		TGI International Ltd.
Balance general				
Activos totales	$	4.050.323	$	1.468.443
Pasivos totales		2.497.241		1.468.441
Patrimonio de los accionistas		1.553.082		2
Estado de resultados				
Ingresos operacionales		559.414		-
Utilidad neta		69.831		-

Los estados financieros consolidados incluyen las cuentas de Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., consolidadas con su filial, aplicando el método de consolidación global, el cual consiste en incorporar a los estados financieros de la Empresa, la totalidad de los activos, pasivos, patrimonio y resultados de las filiales, previa eliminación de las inversiones. Las operaciones y los saldos recíprocos existentes. Todos los saldos y operaciones importantes entre las empresas relacionadas, fueron eliminados en la consolidación.

b. *Unidad monetaria* - De acuerdo con disposiciones legales, la unidad monetaria utilizada por la Empresa para su contabilidad es el peso colombiano.

c. *Período contable* – La empresa tiene definido por estatutos efectuar corte de sus cuentas, preparar y difundir estados financieros de propósito general una vez al año, al 31 de diciembre.

d. *Materialidad* - Los estados financieros y las notas incluyen los ajustes, reclasificaciones y revelaciones requeridas por las disposiciones legales. Con base en la información analizada durante el cierre de los estados financieros y hasta la fecha de elaboración de este informe, la administración de la Empresa no conoce de situaciones de excepción en cuantías superiores al 5% de la utilidad neta o de los activos netos que no hubieran sido objeto de registro o revelación en los estados financieros o en las notas sobre los mismos.

e. *Conversión de moneda extranjera* - Las operaciones en moneda extranjera se contabilizan a las tasas de cambio aplicables que estén vigentes en el momento de realizarse la transacción. Al cierre de cada ejercicio los saldos por cobrar o por pagar en moneda extranjera se actualizan a la tasa de cambio representativa de mercado certificada por el Banco de la República de Colombia ($1.913,98 y $2.044,23 por USD$1 al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 respectivamente). La ganancia o pérdida en cambio, así determinada, es incluida en los resultados del período, salvo la causada por deudas contraídas para la adquisición de activos, la cual es capitalizada hasta que los mismos estén en condiciones de enajenación y/o uso y la causada por inversiones controladas en el exterior.

f. *Inventarios* - Se registran al costo promedio o a su valor neto de realización, el menor.

g. *Provisión de inventarios* - La empresa determina la provisión de inventarios de acuerdo con el análisis de obsolescencia y deterioro de los mismos.

h. *Provisión para deudores* - La empresa determina la provisión para clientes de difícil cobro con base en su antigüedad y en el análisis individual de solvencia de cada uno de sus clientes.

i. *Inversiones* -

Temporales – Son registradas al costo y los rendimientos financieros se causan con base en la Tasa Interna de Retorno - TIR - resultante al momento de la compra de cada título valor.

Inversiones permanentes en no controladas – Las inversiones permanentes de renta variable de compañías donde no se tiene el control y que no cotizan en bolsas de valores, se registran al costo. Si al cierre del ejercicio el valor intrínseco de las inversiones es superior o inferior a su valor en libros, se registra un cargo a la cuenta de valorizaciones en el activo con una contrapartida al superávit por valorizaciones en el patrimonio, o una provisión con cargo al estado de resultados, respectivamente.

Inversiones permanentes en controladas – Las inversiones en compañías subordinadas, en las cuales la Empresa (o su casa Matriz) posee en forma directa más del 50% del capital social, se contabilizan por el método de participación patrimonial y se ajustan al valor patrimonial, reconociendo la diferencia como provisión o como una valorización de las mismas.

Las inversiones en el exterior se actualizan con estados financieros homogenizados, se convierten a pesos colombianos a tasas de cierre y su resultado se compara con el valor intrínseco. La diferencia en cambio generada en la actualización de las inversiones en controladas en el exterior lleva a patrimonio como superávit por método de participación según lo establecido en la Resolución N°193 del 27 de julio de 2010 de la CGN.

Los estados financieros adjuntos incluyen los activos, pasivos, patrimonio de los accionistas y el resultado de las operaciones de la Empresa, pero no los de sus subsidiarias.

j. *Propiedades, planta y equipo, neto* – Los activos adquiridos en el proceso de Enajenación de Activos, Derechos y Contratos de Ecogás, se contabilizaron al costo neto de reposición actualizado mediante avalúo técnico elaborado en el 2007 por el Consorcio Consultores Unidos S.A. y TF Auditores S.A. La propiedad, planta y equipo adquirida posteriormente se contabiliza al costo. Dichos activos se deprecian en línea recta de acuerdo con las siguientes vidas útiles:

Activo	Tasa depreciación	Vida útil
Edificaciones	4,28% (promedio)	23,35 años (promedio)
Gasoductos	1,96% (promedio)	51,08 años (promedio)
Estaciones compresoras y subestaciones	4,03% (promedio)	24,81 años (promedio)
Maquinaria y equipo	10%	10 años
Muebles, enseres y equipo de oficina	10%	10 años
Equipo de comunicación	10%	10 años
Equipo de computación	20%	5 años
Equipo de transporte, tracción y elevación	20%	5 años
Equipo de comedor, cocina y despensa	10%	10 años

k. *Valorizaciones* – De acuerdo con disposiciones legales, el valor de realización actual o presente de los activos debe actualizarse al menos cada tres años. Las valorizaciones corresponden a la diferencia originada entre el valor neto en libros de la propiedad, planta y equipo y el valor del avalúo técnicamente determinado. Cuando este último es mayor, la

diferencia se registra como una valorización en cuentas separadas dentro del activo y como superávit por valorizaciones, el cual no es susceptible de distribución; cuando es menor, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

1. *Otros activos* -

Gastos pagados por anticipado – Corresponde principalmente a pagos efectuados por anticipado por concepto de seguros y costos de operación y mantenimiento de los gasoductos en virtud de los contratos BOMT. Dichos costos se amortizan por el método de línea recta durante la vida media remanente de los contratos BOMT así:

Contrato BOMT	Tasa Anual	Periodo
Contrato BOMT Centragás (Gasoducto Ballena – Barrancabermeja)	26,31%	3,8 años
Contrato BOMT Transgás (Gasoducto Mariquita – Cali)	9,61%	10,4 años

Cargos preoperativos - Corresponde a los valores pagados por gastos de constitución, comisiones, honorarios y gastos legales en que se incurrió para estructurar el proceso de enajenación de los activos, derechos y contratos de Ecogás y posterior constitución de TGI. Los cargos preoperativos se amortizan por el método de línea recta en un período de cinco años.

Derechos -

- *Derechos del negocio* - Corresponde a la diferencia entre el valor pagado por TGI y el valor neto de los activos, derechos y contratos adquiridos. Se amortizan por el método de línea recta durante la vida útil estimada de los gasoductos en un período de 65 años (1,54% anual).

- *Derechos sobre contratos BOMT's* – Corresponde al costo neto de reposición actualizada mediante avalúo técnico elaborado en el 2007 por el Consorcio Consultores Unidos S.A. y TF Auditores S.A., efectuado por la Empresa al momento de adquirir dichos activos y corresponde a los valores de construcción de cada gasoducto BOMT descontando la depreciación por uso calculada técnicamente. Se amortizan por el método de línea recta durante la vida media remanente de los gasoductos así:

Contrato BOMT	Tasa Anual	Periodo
Contrato BOMT Centragás (Gasoducto Ballena – Barrancabermeja)	1,85%	54 años
Contrato BOMT Transgás (Gasoducto Mariquita – Cali)	1,81%	55 años

Una vez se ejerza la transferencia de los gasoductos, el valor a capitalizar como activos fijos, será el costo neto del derecho más el valor de la opción de compra.

Valorizaciones BOMT – Corresponden a la diferencia originada entre el valor neto en libros de los contratos BOMT y el valor del avalúo técnicamente determinado mediante costo de reposición por medio de la actualización del valor de los contratos. Cuando este último es mayor, la diferencia se registra como una valorización en cuentas separadas dentro del activo y como superávit por valorizaciones, el cual no es susceptible de distribución; cuando es menor, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

Derechos en fideicomisos – La Empresa registra como derechos fiduciarios el valor neto de los derechos y obligaciones contractuales derivados de los contratos de fiducia mercantil. Así mismo causa mensualmente como ingresos o gastos de la empresa el valor neto de los ingresos y gastos devengados o incurridos por la Fiducia Mercantil.

La Empresa no consolida los estados financieros del fideicomiso en virtud de que es un patrimonio autónomo.

Servidumbres - Se amortizan durante la vida útil estimada de los gasoductos en un período de 65 años (1,54% anual).

Software y licencias - Representa los costos incurridos en la compra de programas de computador (software) y licencias, los cuales se están amortizando en línea recta en un período de 5 años.

m. *Impuesto de renta* – La provisión para impuesto de renta se determina con base en la utilidad gravable ó renta presuntiva, la mayor; estimada a tasas especificadas en la ley de impuestos. El efecto de las diferencias temporales que implique el pago de un menor o mayor impuesto en el año corriente, calculado a tasas actuales, se registra como un impuesto diferido por pagar o por cobrar según aplique, siempre que exista una expectativa razonable de que dichas diferencias se revertirán.

n. *Obligaciones laborales* – Las obligaciones laborales se ajustan al final de cada ejercicio con base en las disposiciones legales vigentes. La empresa cubre su obligación de pensiones a través del pago de aportes al Instituto de Seguros Sociales (ISS) y/o a los fondos privados de pensiones, en los términos y condiciones previstos en la Ley.

o. *Recaudos a favor de terceros* – Corresponde a las obligaciones derivadas de recaudos de impuestos, contribuciones y otros conceptos a favor de entes públicos, con base en las normas legales vigentes. Principalmente se incluye el impuesto de transporte, contribución de industrias, recaudos a favor de terceros y la cuota de fomento.

p. *Derivados* – La Empresa realiza operaciones con instrumentos financieros derivados, con el propósito de reducir su exposición a fluctuaciones en el tipo de cambio de sus obligaciones en moneda extranjera. Estos contratos son ajustados mensualmente a su valor de mercado y el ajuste resultante es llevado a cuentas de resultados.

q. *Reconocimiento de ingresos, costos y gastos* – Los ingresos por ventas de transporte de gas son registrados de acuerdo al volumen de gas transportado por las tarifas especificadas según los términos de los contratos y siguiendo los lineamientos de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Los ingresos por ventas se reconocen en el período cuando se prestan los servicios. Los costos y gastos se registran con base en su causación.

   Se ha considerado como ingresos por servicios de transporte, el servicio suministrado y no facturado al cierre de cada período, que es valorizado al precio de venta según las tarifas vigentes con sus correspondientes costos asociados. Dichos montos son presentados en el activo circulante en el rubro deudores clientes.

r. *Uso de estimaciones* – Las políticas contables que sigue la Empresa están de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, lo que requiere que la Administración efectúe ciertas estimaciones y utilice ciertos supuestos para determinar la valuación de algunas de las partidas individuales de los estados financieros y para efectuar las revelaciones que se requiere en los mismos. Aún cuando pueden llegar a diferir de su efecto final, la administración considera que las estimaciones y supuestos utilizados fueron los adecuados en las circunstancias.

s. *Utilidad (Pérdida) neta por acción* – Se determina tomando como base la utilidad (pérdida) neta del período dividida entre el número de acciones suscritas y pagadas en circulación.

t. *Estado de flujos de efectivo* – Los estados de flujos de efectivo se han preparado de acuerdo al método indirecto. El efectivo y equivalentes está conformado por los saldos en caja y bancos, más las inversiones temporales de renta fija con vencimientos corrientes.

u. *Cuentas de orden* – Se registran bajo cuentas de orden principalmente los derechos y responsabilidades contingentes y las cuentas de orden fiscales para registrar los movimientos fiscales de los activos.

4. OPERACIONES EN MONEDA EXTRANJERA

La Empresa presenta al 31 de diciembre de 2010 y 2009 los siguientes activos y pasivos en moneda extranjera, los cuales son registrados por su equivalente en pesos a esa fecha:

	2010			2009		
	Dólar	(000)	Millones pesos	Dólar	(000)	Millones Pesos
Activos:						
Efectivo	US$	4.016	$ 7.686	US$	4.024	$ 8.226
Inversiones		44.235	84.665		25.696	52.529
Cuentas por cobrar		2.943	5.633		3.000	6.133
Total activos	US$	51.194	$ 97.984	US$	32.720	$ 66.888
Pasivos:						
Obligaciones financieras	US$	1.120.000	$ 2.143.658	US$	1.120.000	$ 2.289.538
Operaciones de cobertura		71.568	136.980		42.389	86.653
Cuentas por pagar		22.237	42.560		22.241	45.466
Otros pasivos		4.955	9.484		4.955	10.129
Total pasivos	US$	1.218.760	$ 2.332.682	US$	1.189.585	$ 2.431.786
Posición neta	US$	1.167.566	$ 2.234.698	US$	1.156.865	$ 2.364.898

5. EFECTIVO

	2010	2009
Caja	$ 11	$ 10
Bancos y corporaciones	56.699	82.618
Fondos especiales (1)	7.945	11.417
	$ 64.655	$ 94.045

(1) ***Fondos restringidos*** – Corresponden principalmente a los dineros disponibles para el Fondo de Emergencia de acuerdo con lo establecido en el contrato BOMT DIJ-738 celebrado entre Ecopetrol y Transgás de Occidente, el cual fue cedido por Ecogás a TGI. Dicho contrato estipula que se debe tener a disposición del contratista un Fondo de Emergencia, constituido con el BBVA New York, cuya finalidad es garantizar el cubrimiento financiero ante una situación coyuntural que se presente en el gasoducto o sus componentes. El saldo a diciembre 31 de 2010 asciende a USD$4.009.844 (USD$4.024.125 a diciembre 31 de 2009).

6. INVERSIONES TEMPORALES

Inversiones administración de liquidez renta variable	$ 26.469	$ 39.189
Títulos de devolución de impuestos (TIDIS)	778	-
Inversiones de renta fija	44.430	92.652
	$ 71.677	$ 131.841

El siguiente es el detalle de las inversiones temporales al 31 de diciembre de 2010

Tipo de inversión	Entidad	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa facial	Valor
Inversiones administración de liquidez renta variable					
Cartera Colectiva	Fiduoccidente	19/11/2009	1/01/2011	3,02	$ 26.429
Cartera Colectiva	Fiduoccidente	30/06/2010	1/01/2011	3,86	40
					$ 26.469
Inversiones de renta fija					
Time Deposit	Bancolombia	08/10/2010	29/03/2011	1,81	$ 11.820
Time Deposit	Bancolombia	27/10/2010	29/03/2011	1,24	32
Time Deposit	Bancolombia	06/12/2010	29/03/2011	1,81	16.289
Time Deposit	Bancolombia	07/12/2010	29/03/2011	1,81	16.289
					$ 44.430

El siguiente es el detalle de las inversiones temporales al 31 de diciembre de 2009

Tipo de Inversión	Entidad	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa facial	Valor
Inversiones administración de liquidez renta variable					
Cartera Colectiva	Fiduoccidente	19/11/2009	1/11/2010	7,05	$ 38.750
Cartera Colectiva	Fiduoccidente	30/06/2009	1/11/2010	7,05	439
					$ 39.189
Inversiones de renta fija					
C.D.T.	Banco de Bogotá	24/09/2009	25/01/2010	5,05	$ 10.720
C.D.T.	Banco AV Villas	24/09/2009	25/01/2010	5,30	5.377
C.D.T.	Banco de Crédito	24/09/2009	25/01/2010	5,05	16.087
C.D.T.	Bancolombia	24/09/2009	25/01/2010	5,05	10.722
Time Deposit	Banco de Bogotá	02/10/2009	30/03/2010	1,30	14.910
Time Deposit	Banco de Bogotá	06/11/2009	30/03/2010	1,25	17.409
Time Deposit	Banco de Bogotá	03/12/2009	30/03/2010	1,03	17.388
Time Deposit	Banco de Bogotá	28/10/2009	30/03/2010	0,85	39
					$ 92.652

Sobre estas inversiones no existen restricciones.

7. DEUDORES

	2010	2009
Prestación de servicios	$ 55.066	$ 36.056
Avances y anticipos entregados (1)	15.830	57.884
Saldos a favor por impuestos y contribuciones	6.147	5.894
Depósitos entregados (2)	6.867	8.267
Otros deudores (3)	12.657	27.293
	96.567	135.394
Menos – Provisión	(37)	-
	96.530	135.394
Menos – Porción corriente	(87.549)	(126.440)
Deudores a largo plazo	$ 8.981	$ 8.954

(1) Al 31 de diciembre corresponde principalmente a anticipos sobre contratos de obra por el proyecto de expansión que se adelanta en el tramo Ballena – Barrancabermeja por $15.830 ($57.806 al 31 de diciembre de 2009).

(2) Corresponde principalmente al Fondo de Emergencia por $5.633 millones (USD$2.943.293 al 31 de diciembre de 2010) y $6.133 millones (USD$3.000.021 al 31 de diciembre de 2009), constituido de acuerdo con lo establecido en el contrato BOMT DIJ-T515 celebrado entre Ecopetrol y Centragas, el cual fue cedido por Ecogas a TGI.

(3) Al 31 de diciembre de 2010, en los otros deudores se incluye una cuenta por cobrar de $7.708 millones a cargo de Promigas S.A. E.S.P., ($19.533 a diciembre 31 de 2009) originada en la venta de los gasoductos embebidos de la Costa Atlántica, de acuerdo a ofertas mercantiles firmadas el 17 de diciembre 2009. El pago de este saldo está condicionado a la expedición de la Resolución de nuevas tarifas por parte de la CREG donde dicha entidad acepta las inversiones que TGI realizó sobre los embebidos correspondientes. También se incluye en este rubro a diciembre 31 de 2010 los créditos de vivienda a empleados por $3.348 ($2.821 a 31 de diciembre de 2009).

8. INVERSIONES PERMANENTES

Concentra Intelligence Energy	$ 84	$ -
Contugas Perú S.A.C.	41.079	3.625
	41.163	3.625
Menos: Provisión	(844)	(844)
	$ 40.319	$ 2.781

Contugas Perú S.A.C. - El 13 de junio de 2008 fue constituida bajo las leyes peruanas la Transportadora de Gas Internacional del Perú S.A.C. (hoy Contugas Perú S.A.C.), empresa

dedicada a la distribución y comercialización de gas natural en la región de Ica en Perú. De acuerdo con la reforma estatutaria aprobada el día 26 de septiembre de 2008, el capital de esta sociedad está conformado por aportes de EEB en un 75% y TGI con el 25%. Durante el ejercicio 2010 la empresa fue capitalizada en USD$80 millones para el desarrollo del proyecto de distribución de gas en el departamento de ICA – PERU, EEB aportó USD$60 millones y TGI USD$20 millones. Al 31 de diciembre de 2010 y 2009 los activos, pasivos y resultado de Contugas Perú S.A.C. son los siguientes:

	2010	2009
Activos totales	$ 162.873	$ 12.880
Pasivos totales	1.933	1.758
Patrimonio	160.940	11.122
Pérdida neta	(3.613)	(1.815)

Al 31 de diciembre de 2010 el valor de la inversión asciende a $41.079, después de registrar una pérdida de $903 originada en la aplicación del método de participación.

9. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, neto

El siguiente es el detalle de la propiedad, planta y equipo a diciembre 31 de 2010.

	Costo histórico	Depreciación acumulada	Provisión	Neto	Valorización
No depreciables:					
Construcciones en curso (1)	$ 400.214	$ -	$ -	$ 400.214	$ -
Terrenos	3.432	-	(1)	3.431	4.950
Equipos y materiales en depósito	1.400	-	(1.377)	23	-
Bienes muebles en bodega	239	-	(133)	106	39
Propiedades, planta y equipo no explotados	114	-	(108)	6	82
	405.399	-	(1.619)	403.780	5.071
Depreciables:					
Gasoductos, estaciones	1.248.348	(119.401)	(73.205)	1.055.742	308.752
Maquinaria y equipo	11.035	(1.833)	(1.475)	7.727	1.553
Edificaciones	6.492	(661)	(247)	5.584	2.445
Equipo de comunicación y computación	3.542	(1.889)	(297)	1.356	4.662
Muebles, enseres y equipo de oficina	1.024	(422)	(94)	508	123
Equipo de transporte, tracción y elevación	81	(37)	-	44	203
Equipo de comedor, cocina y despensa	9	(9)	-	-	-
	$ 1.270.531	$ (124.252)	$ (75.318)	$ 1.070.961	$ 317.738
	$ 1.675.930	$ (124.252)	$ (76.937)	$ 1.474.741	$ 322.809

El avalúo técnico de la Propiedad, Planta y Equipo fue elaborado al 30 de junio de 2010 por T.F. Auditores & Asesores Ltda., bajo la metodología de costos de reposición y/o valores de mercado, neto de depreciación. Como resultado de dicho avalúo se generó una valorización por $322.809 y una provisión por $76.937.

El siguiente es el detalle de la Propiedad, planta y equipo a diciembre 31 de 2009.

	Costo histórico	Depreciación acumulada	Neto
No depreciables:			
Construcciones en curso (1)	$ 143.128	$ -	$ 143.128
Terrenos	2.843	-	2.843
Equipos y materiales en depósito	1.399	-	1.399
Bienes muebles en bodega	239	-	239
Propiedades, planta y equipo no explotados	114	-	114
	147.723	-	147.723
Depreciables:			
Gasoductos, estaciones	1.165.843	(71.190)	1.094.653
Maquinaria y equipo	9.056	(851)	8.205
Edificaciones	5.932	(426)	5.506
Equipo de comunicación y computación	3.159	(1.380)	1.779
Muebles, enseres y equipo de oficina	695	(209)	486
Equipo de transporte, tracción y elevación	81	(25)	56
Equipo de comedor, cocina y despensa	9	(8)	1
	$ 1.184.775	$ (74.089)	$ 1.110.686
	$ 1.332.498	$ (74.089)	$ 1.258.409

(1) Al 31 de diciembre de 2010 corresponde principalmente a los avances de obra sobre contratos por el proyecto de expansión que se adelanta en el tramo Ballena-Barrancabermeja por $363.715 ($113.683 al 31 de diciembre de 2009) y construcción variante Checua $18.875 ($18.603 al 31 de diciembre de 2009).

10. OTROS ACTIVOS, NETO

	2010	2009
Gastos pagados por anticipado neto (1)	$ 65.414	$ 84.527
Cargos diferidos neto (2)	9.963	10.525
Derechos en fideicomiso (3)	110.724	70.724
Intangibles (4)	1.965.731	1.963.878
Subtotal	2.151.832	2.129.654
Menos - amortización acumulada	(135.482)	(99.992)
	2.016.350	2.029.662

	2010	2009
Menos – provisión Derechos BOMT (5)	(62.938)	-
	1.953.412	2.029.662
Menos – porción corriente	(122.192)	(91.500)
	$ 1.831.220	$ 1.938.162

(1) Corresponde principalmente a pagos efectuados por anticipado por concepto de seguros y costos de operación y mantenimiento de corto y largo plazo de los gasoductos en virtud de los contratos BOMT por $63.750 ($83.056 al 31 de diciembre de 2009).

(2) Al 31 de diciembre de 2010 corresponde principalmente a cargos preoperativos relacionados con gastos de constitución, comisiones, honorarios y gastos legales en que se incurrió para estructurar el proceso de enajenación de los activos, derechos y contratos de Ecogás y posterior constitución de TGI por $4.659 ($8.653 al 31 de diciembre de 2009).

(3) Al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009 el saldo de los patrimonios autónomos es como sigue:

Fidubogotá gasoducto (a)	$ 109.600	$ 70.724
Fidubogotá Mindefensa	15	-
Fiducolombia Ocensa	880	-
Fidubogotá relaciones con comunidades	229	-
	$ 110.724	$ 70.724

a) La Empresa estructuró el contrato de patrimonio autónomo Fidubogotá TGI-Gasoducto N°3-1-12532 con el fin de desarrollar el proyecto de expansión desde Cusiana y ser sujeto de crédito para financiar el mismo (Ver Nota 1). Al 31 de diciembre de 2010 y 2009 los activos, pasivos, ingresos y gastos netos del patrimonio autónomo Fidubogotá TGI-Gasoducto son los siguientes:

Activos totales	$ 559.523	$ 320.181
Pasivos EEB	(441.197)	(190.017)
Otros pasivos	(8.726)	(59.440)
Bienes fideicomitidos	$ (109.600)	$ (70.724)
Ingresos	172	175
Gastos	172	175

Al 31 de diciembre de 2010 los activos de la fiducia corresponden a efectivo, inversiones, cuentas por cobrar e inventarios en tránsito. Los pasivos corresponden principalmente a los préstamos otorgados por el Patrimonio autónomo Fidubogotá EEB, cuyo beneficiario es la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (Accionista mayoritario de TGI) por $401.884 de capital, más $39.313 de intereses a una tasa de DTF+5,5%. ($181.476 de capital más $8.541 de intereses al 31 diciembre de 2009)

(4) Al 31 de diciembre de 2010 y 2009 corresponde principalmente a los Derechos sobre contratos BOMT por $1.640.093 y derechos del negocio por $318.191.

(5) Como resultado del avalúo sobre los contratos BOMT efectuado por la firma TF Auditores & Asesores Ltda. con corte 30 de junio de 2010, se registró una provisión por desvalorización por $62.938.

11. OBLIGACIONES FINANCIERAS

	Tasa de interés	Fecha de vencimiento	2010	2009
RBS N.V. (1)	9,50%	3-Oct-2017	$ 1.435.485	$ 1.533.173
Vinculados económicos				
(Ver Nota 14) (2)	8,75%	10-Oct-2017	708.173	756.365
(Ver Nota 14) (3)	DTF + 6%	17-Oct-2011	43.529	-
Operaciones de cobertura				
(Ver Nota 12)			136.980	86.652
Subtotal			2.324.167	2.376.190
Menos - Porción corriente			(43.529)	-
			$ 2.280.638	$ 2.376.190

(1) TGI constituyó la filial TGI International Ltd. como vehículo de inversión para la emisión de bonos en los mercados internacionales de capital. La emisión fue realizada por USD$750 millones equivalentes a $1.435.485 al 31 de diciembre de 2010 y ($1.533.173 al 31 de diciembre de 2009), a 10 años con pagos de intereses semestrales en dólares a una tasa de 9,50%. TGI garantiza en su totalidad la emisión de bonos realizada por su filial TGI International Ltd. En consecuencia, TGI International posee un pasivo en cabeza del Bank of New York que representa a los bonistas como agente. La emisión de los bonos asciende a USD$750 millones. Las condiciones de la emisión de bonos es la siguiente:

Monto:	USD$ 750.000.000
Tasa Interés:	9,50% semestral
Fecha emisión:	3 de octubre de 2007
Fecha de vencimiento:	3 de octubre de 2017

(2) Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, la deuda en moneda extranjera con EEB, accionista mayoritario, asciende a USD$370 millones ($708.173 a diciembre 31 de 2010 y $756.365 a diciembre de 2009). Las condiciones del préstamo son las siguientes:

Monto:	USD$ 370.000.000
Tasa Interés:	8,75% anual semestre vencido
Fecha emisión:	31 de octubre de 2007
Fecha de vencimiento:	10 de octubre de 2017

(3) Producto de la fusión con TCG protocolizada en mayo 31 de 2010, se recibió crédito en moneda nacional otorgado por la EEB, accionista mayoritario, el cual tiene las siguientes condiciones:

Monto:	$43.529
Tasa Interés:	DTF+6% anual mes vencido
Fecha emisión:	17 de octubre de 2008
Fecha de vencimiento:	17 de octubre de 2011

Covenants – La Empresa en calidad de garante de la emisión de bonos efectuada por TGI International Ltd. y bajo lo estipulado en el Indenture de la emisión adquirió los siguientes compromisos y aceptó el cumplimiento de ciertas cláusulas restrictivas que describen a continuación:

- La relación de endeudamiento entre la deuda neta y el EBITDA no debe ser superior a 4.8:1.0.

- La relación entre el EBITDA y el gasto de intereses no debe ser inferior a 1.7:1.0.

En el evento en que cualquiera de los compromisos anteriores se incumpla, la Empresa tendría las siguientes limitaciones:

- La Empresa no podrá crear, incurrir o asumir, ni permitirá que exista ningún gravamen sobre ninguna propiedad o activo, utilidad o ingreso (incluyendo cuentas por cobrar) o derechos con respecto a alguno de ellos.

- La Empresa no podrá fusionarse o consolidar con ninguna otra sociedad. De este evento se excluye la fusión con la Transportadora Colombiana de Gas S.A. E.S.P. – Transcogás, formalizada el 31 de mayo de 2010.

- La Empresa no podrá dedicarse a ningún negocio diferente al negocio de transporte de gas y a las actividades o negocios que estén relacionadas.

- La Empresa no podrá crear ni adquirir ninguna subsidiaria, ni podrá efectuar ninguna inversión en otra sociedad, excepto las inversiones relacionadas en el curso ordinario de los negocios.

- La Empresa no podrá enajenar ningún activo a excepción de:

  - Ventas de inventarios, activos averiados, obsoletos, usados, improductivos o sobrantes, desperdicios e inversiones en el curso ordinario de los negocios.

  - Otras enajenaciones por una contraprestación que no exceda, individualmente o en conjunto USD$30.000.000 (o su equivalente en otras monedas) por año.

- La Empresa no podrá incurrir en ningún endeudamiento y no podrá garantizar ninguna obligación a favor de un tercero.

Adicional a las limitaciones anteriores, la Empresa no podrá efectuar ningún cambio en el tratamiento contable y prácticas de reportes financieros o en el tratamiento de impuestos, excepto lo exigido o permitido por los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, aplicados uniformemente durante los períodos.

12. OPERACIONES DE COBERTURA

Con el fin de mitigar los efectos de las fluctuaciones en la tasa de cambio sobre la deuda en dólares adquirida por la emisión de bonos en el mercado internacional de capitales, en enero de

2009 (1) y julio de 2010 (2), se celebraron operaciones de cobertura. Estas operaciones consisten en la combinación de swaps y forward donde la Empresa se obliga a pagar a partir de 2011 una tasa cupón del 2 % sobre el monto nocional, convertida en pesos con la tasa spot previamente definida por la Empresa e intercambiar pesos por dólares a la tasa forward cotizada por la contraparte en la fecha del vencimiento. Estos contratos son ajustados mensualmente a su valor de mercado y el ajuste obtenido es llevado a cuentas de resultado.

Al 31 de diciembre de 2010 se tienen suscritos los siguientes contratos:

Entidad	USD$	Tasa Spot	Tasa forward	Vencimiento
Bancolombia (1)	$50.000.000	2.230,00	3.478,50	Octubre de 2017
Bancolombia (1)	$50.000.000	2.210,00	3.439,87	Octubre de 2017
Bancolombia (1)	$50.000.000	2.225,00	3.348,16	Octubre de 2017
Citibank N.A.(1)	$50.000.000	2.250,00	2.995,00	Octubre de 2017
Citibank N.A.(2)	$50.000.000	1.873,00	2.270,24	Octubre de 2017
Bank of América (2)	$50.000.000	1.904,00	2.414,00	Octubre de 2017

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 las valoraciones de mercado son las siguientes:

	2010	2009
Derechos sobre operaciones de cobertura	$ (475.241)	$ (306.152)
Obligaciones sobre operaciones de cobertura	612.221	392.804
Pérdida en valoración (Ver Nota 24)	$ 136.980	$ 86.652

13. CUENTAS POR PAGAR

Adquisición de bienes y servicios nacionales	$ 11.431	$ 16.384
Acreedores	4.120	4.233
Intereses de operaciones de financiamiento (1)	42.819	45.466
Impuestos por pagar	3.179	3.651
Anticipos y avances recibidos	1.010	522
Depósitos retenidos de terceros	5.394	3.574
	$ 67.953	$ 73.830

(1) Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, los interés por pagar son:

RBS N.V.	$ 32.956	$ 35.199
Vinculados económicos (Ver Nota 14)	9.863	10.267
	$ 42.819	$ 45.466

14. TRANSACCIONES CON COMPAÑÍAS VINCULADAS

	2010	2009
Activo:		
Patrimonio Autónomo Fidubogotá – TGI		
Depósitos entregados – (Ver Nota 10)	$ 109.600	$ 70.724
	$ 109.600	$ 70.724
Pasivo:		
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.		
Obligaciones Financieras (Ver Nota 11)	$ 751.702	$ 756.365
Intereses por pagar (Ver Nota 13)	9.863	10.267
	$ 761.565	$ 766.632

El siguiente es el efecto en resultados de las transacciones con compañías vinculadas:

Ingresos		
Transcogás S.A. E.S.P.		
Asesoría técnica (1)	$ -	$ 95
	$ -	$ 95
Gastos		
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.		
Intereses	$ 65.673	$ 70.521
Apoyo técnico (2)	6.850	5.197
Arrendamientos	3	-
Comisiones	235	275
	$ 72.761	$ 75.993

(1) Para el año 2009 corresponde a facturas por contrato celebrado entre TGI S.A. E.S.P. y Transcogás S.A. E.S.P. con el fin de apoyar la labor de operación, mantenimiento y control de los gasoductos explotados económicamente por Transcogás.

(2) El 5 de enero de 2009 se firmó un contrato con la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. con duración de 20 años, cuyo objeto es prestar asesoría y servicios de apoyo técnico, jurídico, administrativo y financiero en la ejecución de las actividades que son requeridas para el debido desarrollo de su objeto social. El monto a pagar corresponde al 1,4% anual del EBITDA de TGI más IVA.

15. IMPUESTOS

Impuesto sobre la renta – Por los periodos gravables de 2010 y 2009 la Empresa está sujeta al impuesto de renta a una tarifa aplicable del 33% sobre la renta.

Las declaraciones de renta correspondientes a los años gravables 2007 al 2009 se encuentran abiertas para revisión de las autoridades tributarias. La declaración de renta del año gravable 2010 se presentará en abril de 2011.

La provisión para impuestos sobre la renta y complementarios se descompone así:

	2010	2009
Impuesto corriente del ejercicio	$ 9.792	$ 7.634
Impuesto por ganancia ocasional	-	2.066
Efecto del impuesto sobre la renta diferido neto	13.831	11.874
	$ 23.623	$ 21.574

Reforma tributaria – A continuación se resumen las modificaciones más importantes al impuesto al patrimonio y al impuesto sobre la renta para los años 2011 y siguientes, introducidas por la Ley 1370 de 2009 complementada por el Decreto 4825 y la Ley 1430 del 29 de diciembre de 2010:

- Por el año 2011 el impuesto al patrimonio se calcula con base en el valor del patrimonio líquido poseído el 1° de enero del año 2011. La tasa aplicable será de 1% para patrimonios cuya base gravable este entre $1.000 y $2.000 millones, de 1.4% para patrimonios entre $2.000 y $3.000 millones, de 2.4% para patrimonios entre $3.000 y $5.000 millones y de 4.8% para patrimonios iguales o superiores a $5.000 millones. Para patrimonios superiores a $3.000 millones se establece una sobretasa del 25% sobre la respectiva tarifa aplicable del impuesto al patrimonio. Se indica que el impuesto al patrimonio creado para los patrimonios inferiores a $3.000 millones y la sobretasa creada para los patrimonios superiores a $3.000 millones no podrán ser objeto de contratos de estabilidad jurídica.

  Dicho impuesto debe ser pagado en 8 cuotas entre 2011 y 2014. Se mantiene la opción de registrar este impuesto contra la cuenta de revalorización del patrimonio. No hace parte de la base gravable el valor patrimonial neto de la inversión en acciones de sociedades nacionales.

- A partir del período gravable 2011, ningún contribuyente de impuesto a la renta y complementarios podrá hacer uso de la deducción especial por inversión en activos reales productivos.

16. RECAUDOS A FAVOR DE TERCEROS

Cuota de fomento	$ 1.821	$ 1.730
Impuesto de transporte	7.838	10.443
Contribución de industrias	-	1
Encargo Fiduciario- Gasoducto del Ariari	1.236	597
Otros	-	3.191
	$ 10.895	$ 15.962

Cuota de fomento – Corresponde al 3% sobre el valor de la tarifa que la Empresa factura y recauda de los remitentes del sistema nacional de transporte de gas por el gas efectivamente transportado de acuerdo con lo estipulado en la Ley 401 de 1997. Este fondo especial es transferido al Ministerio de Minas y Energía mensualmente.

Impuesto de transporte – Por delegación del Ministerio de Minas y Energía, trimestralmente se factura a los remitentes el impuesto de transporte establecido en el Código de Petróleos (Decreto 1056 de 1953) y con base en resoluciones expedidas por el Ministerio, se efectúan los pagos a los municipios por donde pasan los gasoductos, con base en la cantidad de gas efectivamente transportado.

Contribución de industrias – Corresponde al valor recaudado a las industrias de acuerdo con lo establecido en la Ley 143 de 1994.

Gasoducto del Ariarí – Corresponde al valor facturado a remitentes, en virtud de lo estipulado en contrato fiduciario firmado con Bancolombia para la administración, operación y mantenimiento del gasoducto.

17. PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES

	2010	2009
Provisión para contingencias	$ 1.002	$ 709
Provisión para prestaciones sociales	1.020	-
Provisiones diversas (1)	14.862	14.145
Provisión para obligaciones fiscales	590	1.899
	17.474	16.753
Menos – Porción corriente	(12.193)	(6.624)
	$ 5.281	$ 10.129

(1) Corresponde principalmente al valor de la opción de compra que TGI debe pagar una vez se venzan los plazos para efectuar la transferencia de los gasoductos en virtud de los contratos BOMT's. El valor de la opción de compra por cada contrato es como se detalla a continuación:

Contrato BOMT Centragás (USD$2,196)	$ 4.203	$ 4.489
Contrato BOMT Transgas (USD$2,759)	5.281	5.640
	$ 9.484	$ 10.129

Contingencias – Al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, el valor de las reclamaciones a la Empresa por litigios civiles y arbitrales asciende a $4.421 y $3.456, respectivamente. Con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos efectuado por los asesores legales externos e internos de la Empresa, al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 se han provisionado $1.002 y $709 respectivamente, la empresa estima que es suficiente para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias.

La administración de la Empresa estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa la posición financiera de la Empresa.

18. OTROS PASIVOS

El impuesto diferido al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es de $75.467 y $61.714 respectivamente y corresponde a las diferencias presentadas en el cálculo de la depreciación por la aplicación de la vida útil fiscal frente a la contable, y por la diferencia en el plazo de amortización fiscal frente al contable de la plusvalía derechos de negocio.

19. PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS

Capital – Producto de la fusión con TCG S.A. E.S.P. protocolizada el 31 de mayo de 2010, el capital autorizado es de 104.900.000 acciones de valor nominal $10.000 cada una, de las cuales 77.550.000 se encuentran suscritas y pagadas al 31 de diciembre de 2010. Dichas acciones se encuentran distribuidas así:

	Número de acciones	%
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	75.982.238	97,97839
Sector solidario	1.514.081	1,95239
Otros	53.681	0,06922
Capital suscrito y pagado	77.550.000	100,0000

Prima en colocación de acciones – Corresponde al valor de ajuste establecido en el programa de enajenación de los activos, derechos y contratos de Ecogás, comprendido entre la fecha de pago de la primer emisión de acciones dirigida al sector solidario y la fecha de cierre financiero de la adjudicación de la segunda emisión de acciones.

Reserva legal – De acuerdo con la ley colombiana, la Empresa debe transferir como mínimo el 10% de la utilidad del año a una reserva legal hasta que ésta sea igual al 50% del capital suscrito. Esta reserva no está disponible para ser distribuida, pero puede ser utilizada para absorber pérdidas.

Reserva artículo 130 del Estatuto Tributario – Generada en un mayor gasto fiscal solicitado por depreciación de activos fijos cuyo monto asciende a $52.257 millones, que equivale al 70% del mayor valor solicitado.

Reserva ocasional para diferencia en cambio – Por disposición de la asamblea general de accionistas en el 2008 y 2010 fueron constituidas reservas ocasionales por $245.693 y $185.938 respectivamente, originadas principalmente por la fluctuación de la tasa de cambio.

20. INGRESOS OPERACIONALES

Corresponden a los ingresos facturados por el servicio de transporte de gas, en virtud de los contratos vigentes suscritos con los remitentes. El detalle se descompone como sigue:

	2010	2009
Cargos fijos	$ 396.600	$ 385.880
Cargos variables	102.333	100.490
Cargos ocasionales	43.908	40.321
Otros ingresos	16.573	18.555
	$ 559.414	$ 545.246

21. COSTOS DE OPERACIÓN

Corresponde a las erogaciones relacionadas directamente con el servicios de transporte de gas y complementarios, necesarias para mantener y operar la infraestructura de TGI con el objeto de generar ingresos. El siguiente es el detalle de de los costos:

Servicios personales	$ 11.660	$ 10.265
Generales	2.677	2.114
Depreciaciones	31.686	25.070
Amortizaciones	49.638	60.241
Arrendamientos	7.783	2.193
Operación y mantenimiento	76.746	65.516
Seguros	5.105	4.416
Impuestos	485	4.712
Otros costos de operación	1.394	708
	$ 187.174	$ 175.235

22. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Servicios personales	$ 5.907	$ 5.050
Contribuciones imputadas	31	53
Contribuciones efectivas	791	718
Aportes sobre nómina	160	146
Honorarios	11.178	10.502
Gastos de organización y puesta en marcha	3.994	3.994
Estudios y proyectos	28	4
Servicios públicos	405	417
Publicidad y propaganda	134	109
Suscripciones y afiliaciones	566	369
Seguros	242	328
Vigilancia y seguridad	419	418
Impuestos	5.858	4.670
Mantenimiento, materiales y suministros	318	297
Aseo, cafetería y restaurante	81	82
Gastos legales	130	116
Gestión social	-	550

	2010	2009
Otros gastos generales	1.292	1.256
Depreciaciones	417	346
Amortizaciones	5.157	5.098
Provisiones (1)	141.588	4.415
	$ 178.696	$ 38.938

(1) Al 31 de diciembre de 2010 corresponde principalmente a las provisiones registradas para protección de activos, entre ellos; $37 para deudores vencidos, $899 para inventarios, $76.937 para Propiedad, planta y equipo y $62.938 para Derechos en BOMTs, estos tres últimos como resultado del avalúo técnico realizado por TF Asesores y Auditores Ltda sobre los activos fijos y materiales al 30 de junio de 2010 en cumplimiento de la normatividad vigente.

23. OTROS INGRESOS - GASTOS, NETO

Ingresos:		
Financieros	$ 6.345	$ 14.028
Extraordinarios (1)	4.778	16.732
Ajustes de ejercicios anteriores (2)	1.815	67
	12.938	30.827
Gastos:		
Pérdida por el método participación patrimonial	903	454
Gastos extraordinarios	1.800	287
Ajustes de ejercicios anteriores	1.240	1.741
	3.943	2.482
	$ 8.995	$ 28.345

(1) Al 31 de diciembre de 2010 corresponde principalmente a recuperación provisión para contingencias por litigios y demandas por $1.538, recuperación provisión para costos y gastos $1.991 y recuperación pago siniestros $626. A diciembre de 2009 corresponde principalmente a la recuperación de pérdidas de gas menores al 1% las cuales son facturadas a los remitentes de acuerdo con lo establecido por la Ley 143 de 1994 y el RUT, en los casos que las pérdidas sean superiores al 1% estas serán asumidas por el transportador. Igualmente, incluye reversión de provisiones para litigios y demandas por $2.109 y la utilidad generada por venta de los embebidos de la Costa Atlántica a Promigas.

(2) Al 31 de diciembre de 2010 corresponde principalmente a la reversión de provisión del ejercicio anterior por contingencia comercial relacionada con el pago de la contribución de solidaridad por $1.798.

24. GASTOS FINANCIEROS

	2010	2009
Intereses (1)	$ 201.234	$ 225.976
Comisiones	709	847
Valoración Coberturas (2)	58.599	86.671
	$ 260.542	$ 313.494

(1) Al 31 de diciembre de 2010 y 2009 corresponde a los intereses causados en la presente vigencia, por los créditos suscritos por la Empresa en el 2007, dentro del proceso de compra de los activos, derechos y contratos de Ecogás.

(2) Al 31 de diciembre de 2010 y 2009 corresponde principalmente a la valoración de las operaciones de cobertura por $50.328 y $86.652 respectivamente (Ver Nota 12). También se incluye en este rubro a diciembre 31 de 2010 la valoración de las inversiones en moneda extranjera (Time deposit) que por efectos de la revaluación han generado pérdida por $7.025.

25. CUENTAS DE ORDEN

Garantías y avales otorgados (1)	$ 1.435.485	$ 1.533.173
Otras garantías contractuales	41	-
Cuentas de orden fiscales	26.050	208.887
Activos totalmente depreciados	2.004	-
Obligación financiera P.A. TGI – Gasoducto (2)	441.197	190.017
Litigios y demandas	8.531	13.000
Otras cuentas de orden	8.725	-
	$ 1.922.033	$ 1.945.077

(1) Corresponde a la garantía otorgada a TGI INTERNATIONAL LTD., por la emisión internacional de bonos por valor de USD$750,000,000 con vencimiento el 3 de octubre de 2017 y una tasa de interés en dólares de 9,50%.

(2) Corresponde a los préstamos otorgados por el patrimonio autónomo Fidubogotá EEB, cuyo beneficiario es la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., al patrimonio autónomo Fidubogotá TGI-Gasoducto.

Deloitte.

Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. (antes Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P.)

Estados Financieros por los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2009 y 2008 e Informe de Revisor Fiscal

Auditoría, Impuestos, Consultoría, Finanzas Corporativas.

Deloitte.

Deloitte & Touche Ltda.
Cra. 7 N° 74 - 09
A.A. 075874
Nit. 860.005.813-4
Bogotá D.C.
Colombia

Tel. +57(1) 5461810 - 5461815
Fax: +57(1) 2178088
www.deloitte.com/co

INFORME DEL REVISOR FISCAL

A los Accionistas de
TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P.:

He auditado los balances generales de TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. (antes TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR S.A. E.S.P.) al 31 de diciembre de 2009 y 2008 y los correspondientes estados de resultados, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, y el resumen de las principales políticas contables y otras notas explicativas.

La administración es responsable por la preparación y correcta presentación de estos estados financieros de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener un sistema de control interno adecuado para la preparación y presentación de los estados financieros, libres de errores significativos, bien sea por fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas, así como efectuar las estimaciones contables que resulten razonables en las circunstancias.

Mi responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros con base en mis auditorías. Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones y llevar a cabo mi trabajo de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Tales normas requieren que planifique y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de errores significativos. Una auditoría de estados financieros incluye examinar, sobre una base selectiva, la evidencia que soporta las cifras y las revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos de auditoría seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo su evaluación de los riesgos de errores significativos en los estados financieros. En la evaluación del riesgo, el auditor considera el control interno de la Empresa que es relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye, evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones contables significativas hechas por la administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros. Considero que mis auditorías me proporcionan una base razonable para expresar mi opinión.

En mi opinión, los estados financieros antes mencionados, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL (antes TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR S.A. E.S.P.) S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2009 y 2008, los resultados de sus operaciones, los cambios en su patrimonio, los cambios en su situación financiera y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, aplicados sobre bases uniformes.

Además, basado en el alcance de mis auditorías, informo que la Empresa ha llevado su contabilidad conforme a las normas legales y a la técnica contable; las operaciones registradas en los libros de contabilidad y los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y de la Junta Directiva; la correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas y de registro de acciones se llevan y se conservan debidamente; el informe de gestión de los administradores guarda la debida concordancia con los estados financieros básicos, y la Empresa no se encuentra en mora por concepto de aportes al Sistema de Seguridad Social Integral. Mi evaluación del control interno, efectuada con el propósito de establecer el alcance de mis pruebas de auditoría, no puso de manifiesto que la Empresa no haya seguido medidas adecuadas de control interno y de conservación y custodia de sus bienes y de los de terceros que estén en su poder.

LINA MAYERLY RICAURTE BERMÚDEZ
Revisor Fiscal
T.P. 132.458 - T
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

15 de febrero de 2010

TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. (ANTES TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR S.A. E.S.P.)

BALANCES GENERALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008
(En millones de pesos colombianos)

ACTIVOS	2009	2008
ACTIVO CORRIENTE:		
Efectivo (Nota 5)	$ 94.045	$ 48.931
Inversiones temporales (Nota 6)	131.841	220.835
Deudores (Nota 7)	126.440	53.522
Inventarios	24.997	36.175
Otros activos, neto (Nota 10)	91.500	30.058
Total activo corriente	468.823	389.521
INVERSIONES PERMANENTES (Nota 8)	2.783	3.032
DEUDORES A LARGO PLAZO (Nota 7)	8.954	8.931
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, neto (Nota 9)	1.258.409	963.065
OTROS ACTIVOS, neto (Nota 10)	1.938.162	2.177.225
Total activos	$ 3.677.131	$ 3.541.774
CUENTAS DE ORDEN (Nota 25)	$ 1.945.077	$ 1.684.995

PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	2009	2008
PASIVO CORRIENTE:		
Cuentas por pagar (Nota 13)	$ 73.832	$ 60.605
Obligaciones laborales	793	292
Recaudos a favor de terceros (Nota 16)	15.962	7.447
Ingresos recibidos por anticipado	231	-
Pasivos estimados y provisiones (Nota 17)	6.624	14.442
Total pasivo corriente	97.442	82.786
PASIVOS A LARGO PLAZO:		
Obligaciones Financieras (Nota 11)	2.376.190	2.512.821
Pasivos estimados y provisiones (Nota 17)	10.129	12.334
Otros pasivos (Nota 18)	61.714	49.840
Total pasivo a largo plazo	2.448.033	2.574.995
Total pasivos	2.545.475	2.657.781
PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS: (Nota 19)		
Capital suscrito y pagado	750.000	750.000
Prima en colocación de acciones	24.703	24.703
Reservas	289.990	289.990
Resultado de ejercicios anteriores	(180.700)	-
Utilidad (Pérdida) neta del ejercicio	247.663	(180.700)
Total patrimonio de los accionistas	1.131.656	883.993
Total pasivos y patrimonio de los accionistas	$ 3.677.131	$ 3.541.774
CUENTAS DE ORDEN (Nota 25)	$ 1.945.077	$ 1.684.995

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

GABRIEL TURBAY MARULANDA
Representante Legal

MARTIN MALDONADO RAMIREZ.
Contador
Tarjeta Profesional No. 46.851-T

LINA M. RICAURTE BERMUDEZ
Revisor Fiscal TP 132.458 - T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. (ANTES TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR S.A. E.S.P.)

ESTADOS DE RESULTADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008
(En millones de pesos colombianos, excepto la utilidad neta por acción).

	2009	2008
INGRESOS OPERACIONALES (Nota 20)	$ 545.246	$ 471.419
COSTOS DE OPERACIÓN (Nota 21)	(175.235)	(149.285)
Utilidad bruta	370.011	322.134
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN (Nota 22)	(38.938)	(27.230)
Utilidad operacional	331.073	294.904
OTROS INGRESOS (Nota 23)	30.827	22.415
OTROS GASTOS (Nota 24)	(315.976)	(205.368)
DIFERENCIA EN CAMBIO	223.313	(256.074)
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto sobre la renta	269.237	(144.123)
IMPUESTO SOBRE LA RENTA (Nota 15)	(21.574)	(36.577)
UTILIDAD (PÉRDIDA) NETA DEL EJERCICIO	$ 247.663	$ (180.700)
UTILIDAD (PÉRDIDA) NETA POR ACCIÓN	$ 3.302,17	$ (2.409,33)

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

GABRIEL TURBAY MARULANDA
Representante Legal

MARTIN MALDONADO RAMIREZ
Contador
Tarjeta Profesional No. 46.851-T

LINA M. RICAURTE BERMUDEZ
Revisor Fiscal TP 132.458 - T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. (ANTES TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR S.A. E.S.P.)

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008
(En millones de pesos colombianos)

	Capital suscrito y pagado	Prima en colocación de acciones	Reservas				Resultado de ejercicios anteriores	Utilidad (pérdida) neta del ejercicio	Total patrimonio de los accionistas
			Legal	Artículo 130 Estatuto Tributario	Ocasional diferencia en cambio	Total			
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007	$ 750.000	$ 24.703	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ 289.990	$ 1.064.693
Apropiaciones	-	-	28.999	15.298	245.693	289.990	-	(289.990)	-
Pérdida neta del período	-	-	-	-	-	-	-	(180.700)	(180.700)
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008	750.000	24.703	28.999	15.298	245.693	289.990	-	(180.700)	883.993
Apropiaciones	-	-	-	-	-	-	(180.700)	180.700	-
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	247.663	247.663
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009	$ 750.000	$ 24.703	$ 28.999	$ 15.298	$ 245.693	$ 289.990	$ (180.700)	$ 247.663	$ 1.131.656

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

GABRIEL TURBAY MARULANDA
Representante Legal

MARTIN MALDONADO RAMIREZ
Contador
Tarjeta Profesional No. 46.851-T

LINA M. RICAURTE BERMUDEZ
Revisor Fiscal TP 132.458 - T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. (ANTES TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR S.A. E.S.P.)

ESTADOS DE CAMBIOS EN LA SITUACIÓN FINANCIERA
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008
(En millones de pesos colombianos)

	2009	2008
CAPITAL DE TRABAJO OBTENIDO DE:		
Utilidad (Pérdida) neta del ejercicio	$ 247.663	$ (180.700)
Partidas que no requirieron capital de trabajo:		
Depreciaciones y amortizaciones	90.755	88.710
Diferencia en cambio	(227.166)	262.858
Valoración inversiones método de participación	454	-
Impuesto diferido	11.874	26.897
Utilidad en venta de activos fijos	(9.063)	-
Operaciones de cobertura	88.469	-
Provisión inversiones permanentes	844	-
Pasivos estimados y provisiones	-	1.424
Capital de trabajo obtenido de las operaciones	203.830	199.189
Disminución en otros activos	-	2.366
Aumento en pasivos estimados	-	1.424
Aumento en otros pasivos	-	457
Total capital de trabajo obtenido	203.830	203.436
CAPITAL DE TRABAJO UTILIZADO:		
Aumento en inversiones permanentes	-	(3.080)
Aumento en deudores a largo plazo	(24)	(2.286)
Aumento en propiedades, planta y equipo	(131.044)	(22.443)
Aumento en otros activos	(6.928)	-
Disminución en obligaciones financieras	-	(6.518)
Disminución en pasivos estimados y provisiones	(1.188)	-
Total capital de trabajo utilizado	(139.184)	(34.327)
AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ 64.646	$ 169.109
CAMBIOS NETOS EN LOS COMPONENTES DEL CAPITAL DE TRABAJO:		
Efectivo	$ 45.114	$ 20.406
Inversiones temporales	(88.994)	137.822
Deudores	72.918	11.618
Inventarios	(11.178)	12.238
Otros activos	61.442	1.217
Cuentas por pagar	(13.228)	(2.525)
Obligaciones laborales	(501)	77
Recaudos a favor de terceros	(8.515)	(58)
Ingresos recibidos por anticipado	(231)	-
Pasivos estimados y provisiones	7.819	(11.686)
AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ 64.646	$ 169.109

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de la Empresa.

GABRIEL TURBAY MARULANDA
Representante Legal

MARTIN MALDONADO RAMIREZ
Contador
Tarjeta Profesional No. 46.851-T

LINA M. RICAURTE BERMUDEZ
Revisor Fiscal TP. 132.458 - T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. (ANTES TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR S.A. E.S.P.)

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008
(En millones de pesos colombianos)

	2009	2008
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Utilidad (Pérdida) neta del ejercicio	$ 247.663	$ (180.700)
Ajustes para conciliar la utilidad (pérdida) neta del período con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciaciones y amortizaciones	90.755	92.948
Diferencia en cambio	(227.742)	256.074
Valoración inversiones por método participación	454	-
Impuesto diferido	11.874	26.897
Utilidad en venta de activos fijos	(9.063)	-
Operaciones de cobertura	88.469	-
Provisión inventarios	2.322	-
Provisión inversiones permanentes	844	-
Pasivos estimados y provisiones	-	1.424
	205.576	196.643
Cambios en activos y pasivos de operación, neto		
Deudores	(73.544)	(5.901)
Inventarios	8.855	(12.238)
Otros activos	9.257	(5.455)
Cuentas por pagar	18.816	(2.812)
Obligaciones laborales	501	(77)
Recaudos a favor de terceros	8.515	58
Ingresos recibidos por anticipado	231	-
Pasivos estimados y provisiones	(9.007)	13.110
Otros pasivos	-	457
Fondos netos provistos por las actividades de operación	169.200	183.785
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Aumento de inversiones permanentes	-	(3.080)
Aumento en propiedades, planta y equipo	(131.044)	(22.443)
Disminución (aumento) de otros activos	(77.626)	2.366
Fondos netos usados en las actividades de inversión	(208.670)	(23.157)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Disminución en obligaciones financieras	(4.410)	(2.400)
Fondos netos usados en las actividades de financiación	(4.410)	(2.400)
CAMBIOS NETOS EN EL EFECTIVO	(43.880)	158.228
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	$ 269.766	$ 111.538
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	$ 225.886	$ 269.766

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de la Empresa.

GABRIEL TURBAY MARULANDA
Representante Legal

MARTIN MALDONADO RAMIREZ
Contador
Tarjeta Profesional No. 46.851-T

LINA M. RICAURTE BERMUDEZ
Revisor Fiscal TP 132.458 - T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

1. ENTE ECONÓMICO Y OPERACIONES

Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. (antes Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P., y en adelante TGI), es una sociedad anónima organizada como una empresa de servicios públicos domiciliarios bajo las leyes colombianas. TGI fue constituida como resultado de la adjudicación del proceso de enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de la Empresa Colombiana de Gas E.S.P. (en adelante Ecogás). Este proceso estuvo liderado por la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (Accionista mayoritario y gestor de este proceso), el cual estuvo sujeto a las disposiciones enmarcadas en el Contrato de Enajenación de los Activos, Derechos y Contratos de Ecogás que incluyeron los derechos y obligaciones sobre las servidumbres y los acuerdos laborales relacionados con 67 empleados de Ecogás.

La Empresa fue constituida mediante la escritura pública No. 67 del 16 de febrero de 2007 de la Notaría Once de Bucaramanga inscrita en la Cámara de Comercio de Bucaramanga el 19 de febrero de 2007 con vigencia indefinida. El objeto social de TGI consiste en la planeación, organización, construcción, expansión, ampliación, mantenimiento, operación y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios. También puede explotar comercialmente la capacidad de los gasoductos de propiedad de terceros por los cuales pague una tarifa de disponibilidad.

El 2 de marzo de 2007, se protocolizó el cierre financiero del proceso de Enajenación de los Activos, Derechos y Contratos de Ecogás por valor de $3,25 billones de pesos (aproximadamente USD$1,480 millones). Como parte de este proceso TGI adquirió una red de gasoductos que incluyeron: (a) seis gasoductos con sus respectivos ramales para operación directa de TGI o a través de los contratos de operación y mantenimiento que Ecogás tenía suscritos con contratistas independientes los cuales fueron celebrados originalmente con Ecogás y cedidos a TGI como parte del proceso de enajenación y (b) tres gasoductos sobre los cuales la propiedad es de terceros, quienes se encargan de construirlos, operarlos y realizar el mantenimiento correspondiente bajo la modalidad BOMT (Build, Operate, Maintain and Transfer / Construcción, operación, mantenimiento y transferencia).

TGI es una subsidiaria 97,91% poseída por la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., (en adelante EEB). EEB es una empresa de servicios públicos domiciliarios dedicada a la transmisión de energía, que posee un portafolio de inversiones en el sector de energía (generación, transmisión, distribución y comercialización) y en transporte y distribución de gas natural, la cual se encuentra controlada por el Distrito Capital de Bogotá.

TGI International Ltd. – Con el fin de reestructurar los créditos cedidos por la EEB y llevar a cabo la emisión de bonos en el mercado de capitales internacional, la Empresa constituyó en el 2007 una filial en Islas Cayman, con participación del 100%, cuyo propósito era servir de vehículo de inversión para la emisión de dichos bonos.

Estructura de financiación –El 3 de octubre de 2007 se refinanciaron USD$750 millones a través de una emisión de bonos en el mercado internacional de capitales por parte de TGI International Ltd., operación que está garantizada por TGI. Adicionalmente, EEB otorgó un crédito por USD$370 millones (Ver Nota 11).

Contratos BOMT's – Los contratos BOMT's, son una modalidad de contratación que se emplea para desarrollar proyectos de infraestructura de alto valor financiero, mecanismo que consiste en acordar con una compañía del sector privado nacional o internacional, la construcción, operación, mantenimiento y al término del proyecto la opción de transferencia de la propiedad. El contratista propietario opera el bien durante un plazo largo de tiempo (10, 15 y 20 años, para el caso) y recibe un pago mensual del usuario, compuesto por una tarifa de transporte y otra por disponibilidad. El pago que recibe el propietario del BOMT debe ser suficiente para cubrir la tasa libre de riesgo, el riesgo país, el riesgo del sector (negocio), la rentabilidad mínima del inversionista, la financiación y depreciación del activo (gasoducto), los costos de administración, operación y mantenimiento, imprevistos y los ajustes por cambios de leyes ambientales y tributarias.

Como parte del proceso de Enajenación de los Activos, Derechos y Contratos, Ecogás cedió a TGI los siguientes contratos BOMT's, los cuales fueron suscritos inicialmente por la Empresa Colombiana de Petróleos (en adelante Ecopetrol).

Contrato BOMT	Infraestructura	Propietario	Valor de construcción	Plazo (Años)	Fecha finalización	Opción de compra
VIT-GTL-0001-98	Gasoducto Boyacá y Santander (1)	Gases de Boyacá y Santander S.A.	US$ 54.250.150	10	30/09/2009	US$ 542.501
DIJ-P-515-DIJ-738	Gasoducto Ballena – Barrancabermeja	Centragas S.A.	US$219.581.800	15	24/02/2011	US$ 2.195.818
	Gasoducto Mariquita Cali	Transgás de Occidente S.A.	US$275.915.800	20	25/08/2017	US$ 2.759.158

(1) TGI ejerció la opción de compra del gasoducto BOMT Boyacá Santander, el 21 de octubre de 2009, cancelando US$542.501 como prima.

Entre los propietarios BOMT y ECOPETROL existe una relación económica directa debido a que los pagos de las tarifas pactadas en los contratos continúan a cargo de ECOPETROL hasta la finalización de los plazos contractuales. Los pagos que ha efectuado ECOGÁS a ECOPETROL desde 1998 y que asume en el futuro están expresamente establecidos en el Decreto 958 de 1998.

TGI tiene el derecho total de usufructo de la capacidad de transporte de los tres gasoductos correspondientes a los contratos BOMT, derecho adquirido por la compra consolidada el 2 de marzo de 2007 de la totalidad de Activos, Derechos y Contratos de ECOGÁS. TGI no tiene

relación directa de pago con los propietarios de los BOMT, pero si se relaciona directamente en lo concerniente al transporte de gas y nuevos requerimientos de ampliaciones a la infraestructura.

Proyectos de expansión – La Empresa ha definido en su plan estratégico de negocios un programa de inversiones para atender los proyectos de expansión que se detallan a continuación:

- Ballena – Barrancabermeja- El proyecto de expansión del gasoducto permitirá aumentar la capacidad de transporte de este sistema desde Ballena en 70 MPCD (Millones de pies cúbicos por día), pasando de una capacidad actual de 190 MPCD a una capacidad futura de 260 MPCD. Actualmente posee cuatro (4) estaciones de compresión a lo largo de los 578 Km. del tramo Ballena – Barrancabermeja. Con la ampliación, se dispondrá de siete (7) estaciones en este mismo tramo, con lo incrementa su potencia total de compresores instalados de 30.815 HP a 94.240 HP. Con un plan de inversión de US$ 168 millones y entrada en operación en junio de 2010.

  El proyecto inició su ejecución en junio de 2008. Al 31 de diciembre de 2009 el proyecto se encuentra en un porcentaje de avance del 62,9% con una inversión de $ 169.342 millones.

- Cusiana Fase I y II- Este proyecto permitirá aumentar la capacidad de transporte desde Cusiana en 180 MPCD (Millones de pies cúbicos por día), pasando de una capacidad actual de 210 MPCD a una capacidad futura de 390 MPCD. El proyecto se desarrollará en dos fases, permitiendo el aumento de la capacidad de transporte de manera escalonada, de acuerdo con el incremento de la producción de gas en el campo Cusiana. En la Fase I del proyecto incrementará la capacidad de transporte en 70 MPCD y en la Fase II incrementará en 110 MPCD adicionales. Con un presupuesto de inversión de aproximadamente US$364 millones y entrada en operación para la fase I en mayo de 2010 y la fase II en diciembre de 2010.

  El proyecto inició su ejecución en marzo de 2008. Al 31 de diciembre de 2009 el proyecto se encuentra en un porcentaje de avance del 41,99% con una inversión de $ 217.714 millones.

  Para llevar a cabo la administración, inversión y pagos del proyecto de expansión, la compañía constituyó una fiducia mercantil firmada el 8 de mayo de 2009, según contrato No. 3-1-12532 con Fiduciaria Bogotá S.A. Los principales aspectos de este contrato se presentan a continuación:

  Objeto – El contrato de Fiducia Mercantil tiene por objeto constituir un patrimonio autónomo afecto de las siguientes finalidades: a) Obtener los créditos necesarios para llevar a cabo el proyecto de expansión, de acuerdo con los términos y condiciones indicados y aprobados por el Fideicomitente, b) Administrar el proyecto de expansión en los términos establecidos en el contrato de fiducia mercantil, c) Restituir los activos y bienes del patrimonio autónomo al Fideicomitente, una vez se hayan cancelado los créditos y pagadas las obligaciones del fideicomitente.

Fuentes de Financiación- La fiduciaria, deberá solicitar previamente al Patrimonio Autónomo Fidubogotá EEB No. 3-1-12549, los recursos necesarios para realizar traslados al Patrimonio Autónomo Fidubogotá *TGI,* para la ejecución de los proyectos de expansión.

Proceso de capitalización – La empresa se encuentra actualmente en la evaluación de la incorporación de un inversionista de capital, para lo cual seleccionó al Credit Suisse como Banco de Inversión para adelantar el análisis correspondiente.

Fusión Transportadora Colombiana de Gas S.A. E.S.P. – TRANSCOGAS y Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P – TGI – La Asamblea General de Accionistas en su reunión del 11 de diciembre de 2009 aprobó los estados financieros de propósito especial con corte a 31 de Octubre de 2009 y autorizó la fusión con la Transportadora Colombiana de Gas S.A. E.S.P. y ordenó proceder a adelantar los trámites estatutarios y legales que permitan protocolizar la operación.

El 24 de diciembre de 2009 se radicó por parte de Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. y Transcogás S.A. E.S.P., la solicitud de fusión ante la Superintendencia de Sociedades.

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La Empresa se rige principalmente por la Ley 142 ó Estatuto de Servicios Públicos, Ley 689 de 2001 y la Resolución 071 de 1999 por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - (RUT) en Colombia, sus estatutos y demás disposiciones contenidas en el Código de Comercio.

Las tarifas aplicables al servicio de transporte de gas son reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es un Organismo Técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía.

3. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Los estados financieros fueron preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, los cuales están prescritos por disposiciones legales. Así mismo, aplica el Plan de Contabilidad para Entes Prestadores de Servicios Públicos y el Sistema Unificado de Costos y Gastos expedido por la Superintendencia de Servicios Públicos y el Plan General de Contabilidad Pública (PGCP), expedido por la Contaduría General de la Nación (CGN). Ciertos principios contables aplicados por la Empresa que están de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, podrían no estar de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en otros países.

Los estados financieros adjuntos deben ser leídos junto con los estados financieros consolidados para una mejor compresión.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas por la Empresa en la preparación de sus estados financieros:

a. *Unidad monetaria* - De acuerdo con disposiciones legales, la unidad monetaria utilizada por la Empresa para su contabilidad es el peso colombiano.

b. *Periodo contable* – La empresa tiene definido por estatutos efectuar corte de sus cuentas, preparar y difundir estados financieros de propósito general una vez al año, al 31 de diciembre.

c. *Materialidad* - Los estados financieros y las notas incluyen los ajustes, reclasificaciones y revelaciones requeridas por las disposiciones legales. Con base en la información analizada durante el cierre de los estados financieros y hasta la fecha de elaboración de este informe, la administración de la Empresa no conoce de situaciones de excepción en cuantías superiores al 5% de la utilidad neta o de los activos netos que no hubieran sido objeto de registro o revelación en los estados financieros o en las notas sobre los mismos.

d. *Conversión de moneda extranjera* - Las operaciones en moneda extranjera se contabilizan a las tasas de cambio aplicables que estén vigentes en el momento de realizarse la transacción. Al cierre de cada ejercicio los saldos por cobrar o por pagar en moneda extranjera se actualizan a la tasa de cambio representativa de mercado certificada por la Superintendencia Financiera ($2.044,23 y $2.243,59 por USD$1 al 31 de diciembre de 2009 y 2008 respectivamente). La ganancia o pérdida en cambio, así determinada, es incluida en los resultados del período, salvo la causada por deudas contraídas para la adquisición de activos, la cual es capitalizada hasta que los mismos estén en condiciones de enajenación y/o uso.

e. *Inventarios* - Se registran al costo promedio o a su valor neto de realización, el menor. Por tratarse de inventarios para uso interno, solo se dan de baja en caso de deterioro previo concepto técnico y aprobación del comité de presidencia.

f. *Provisión de inventarios* - La empresa determina la provisión de inventarios de acuerdo con la asignación de obsoletos por parte del área técnica, una vez surtidos los trámites de oferta sin encontrar comprador interesado.

g. *Provisión para deudores* - La empresa determina la provisión para clientes de difícil cobro con base en su antigüedad y en el análisis individual de solvencia de cada uno de sus clientes.

h. *Inversiones* -

Inversiones temporales - Son registradas al costo y los rendimientos financieros se causan con base en la Tasa Interna de Retorno (TIR), resultante al momento de la compra de cada título valor.

Inversiones permanentes - Las inversiones en acciones en compañías no controladas se registran a su costo de adquisición y en compañías controladas se registran inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se ajustan bajo el método de participación patrimonial. Las inversiones en moneda extranjera son convertidas a pesos colombianos a tasas de cierre y su resultado se compara con el valor intrínseco. Para las inversiones en compañías controladas y no controladas, cualquier exceso del valor de mercado o del valor intrínseco sobre el costo ajustado al cierre del ejercicio es contabilizado como valorización, con crédito a la cuenta patrimonial de superávit por valorizaciones. Si al cierre del ejercicio

su valor de mercado o su valor intrínseco es menor que el costo ajustado, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

Los estados financieros adjuntos incluyen los activos, pasivos, patrimonio de los accionistas y el resultado de las operaciones de la Empresa, pero no los de sus subsidiarias; los estados financieros consolidados se consideran de información suplementaria y se presentan por separado.

i. *Propiedades, planta y equipo, neto* – Los activos adquiridos en el proceso de Enajenación de Activos, Derechos y Contratos de Ecogás, se contabilizaron al costo neto de reposición, los activos adquiridos posteriormente se contabilizan al costo.

Los activos se deprecian en línea recta de acuerdo con las siguientes vidas útiles:

Activo	Tasa depreciación	Vida útil
Edificaciones	4,28% (promedio)	23,35 años (promedio)
Gasoductos	1,96% (promedio)	51,08 años (promedio)
Estaciones compresoras y subestaciones	4,03% (promedio)	24,81 años (promedio)
Maquinaria y equipo	10%	10 años
Muebles, enseres y equipo de oficina	10%	10 años
Equipo de comunicación	10%	10 años
Equipo de computación	20%	5 años
Equipo de transporte, tracción y elevación	20%	5 años
Equipo de comedor, cocina, despensa y hotelería	10%	10 años

j. *Otros activos* -

Gastos pagados por anticipado – Corresponde principalmente a pagos efectuados por anticipado por concepto de seguros y costos de operación y mantenimiento de los gasoductos en virtud de los contratos BOMT. Dichos costos se amortizan por el método de línea recta durante la vida media remanente de los contratos BOMT así:

Contrato BOMT	Tasa Anual	Periodo
Contrato BOMT Centragás (Gasoducto Ballena – Barrancabermeja)	26,31%	3,8 años
Contrato BOMT Transgás (Gasoducto Mariquita – Cali)	9,61%	10,4 años

Cargos preoperativos - Corresponde a los valores pagados por gastos de constitución, comisiones, honorarios y gastos legales en que se incurrió para estructurar el proceso de enajenación de los activos, derechos y contratos de Ecogás y posterior constitución de TGI. Los cargos preoperativos se amortizan por el método de línea recta en un período de cinco años.

Derechos -

- *Derechos del negocio* - Corresponde a la diferencia entre el valor pagado por TGI y el valor neto de los activos, derechos y contratos adquiridos. Se amortizan por el método de línea recta durante la vida útil estimada de los gasoductos en un período de 65 años (1,54% anual).

- *Derechos sobre contratos BOMT's* – Corresponde al costo neto de reposición actualizada mediante avalúo técnico elaborado en el 2007 por el Consorcio Consultores Unidos S.A. y TF Auditores S.A., efectuado por la Empresa al momento de adquirir dichos activos y corresponde a los valores de construcción de cada gasoducto BOMT descontando la depreciación por uso calculada técnicamente. Se amortizan por el método de línea recta durante la vida media remanente de los gasoductos así:

Contrato BOMT	Tasa Anual	Periodo
Contrato BOMT Centragás (Gasoducto Ballena – Barrancabermeja)	1,85%	54 años
Contrato BOMT Transgás (Gasoducto Mariquita – Cali)	1,81%	55 años

Una vez se ejerza la transferencia de los gasoductos, el valor a capitalizar como activos fijos, será el costo neto del derecho más el valor de la opción de compra.

Derechos en fideicomisos – La Empresa registra como derechos fiduciarios el valor neto de los derechos y obligaciones contractuales derivados de los contratos de fiducia mercantil. Así mismo causa mensualmente como ingresos o gastos de la empresa el valor neto de los ingresos y gastos devengados o incurridos por la Fiducia Mercantil.

La Empresa no consolida los estados financieros del fideicomiso en virtud de que es un patrimonio autónomo.

Servidumbres - Se amortizan durante la vida útil estimada de los gasoductos en un período de 65 años (1,54% anual).

Software y licencias - Representa los costos incurridos en la compra de programas de computador (software) y licencias, los cuales se están amortizando en línea recta en un período de 5 años.

k. *Impuesto de renta* - La provisión para impuesto de renta se determina con base en la utilidad comercial con el objeto de relacionar adecuadamente los ingresos del período con sus costos y gastos correspondientes y se registra por el monto del pasivo estimado. El efecto de las diferencias temporales que implique el pago de un menor o mayor impuesto en el año corriente, calculado a tasas actuales, se registra como un impuesto diferido por pagar o por cobrar según aplique, siempre que exista una expectativa razonable de que dichas diferencias se revertirán.

l. *Obligaciones laborales* - Las obligaciones laborales se ajustan al final de cada ejercicio con base en las disposiciones legales vigentes. La empresa cubre su obligación de pensiones a través del pago de aportes al Instituto de Seguros Sociales (ISS) y/o a los fondos privados de pensiones, en los términos y condiciones previstos en la Ley.

m. *Recaudos a favor de terceros* - Corresponde a las obligaciones derivadas de recaudos de impuestos, contribuciones y otros conceptos a favor de entes públicos, con base en las normas legales vigentes. Principalmente se incluye el impuesto de transporte, contribución de industrias, recaudos a favor de terceros y la cuota de fomento.

n. *Derivados Financieros* – La Empresa realiza operaciones con instrumentos financieros derivados, con el propósito de reducir su exposición a fluctuaciones en el tipo de cambio de sus obligaciones en moneda extranjera. Estos contratos son ajustados mensualmente a su valor de mercado y el ajuste resultante es llevado a cuentas de resultados.

o. *Reconocimiento de ingresos, costos y gastos* - Los ingresos por ventas de transporte de gas son registrados de acuerdo al volumen de gas transportado por las tarifas especificadas según los términos de los contratos y siguiendo los lineamientos de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Los ingresos por ventas se reconocen en el período cuando se prestan los servicios. Los costos y gastos se registran con base en su causación.

   Se ha considerado como ingresos por servicios de transporte, el servicio suministrado y no facturado al cierre de cada período, que es valorizado al precio de venta según las tarifas vigentes con sus correspondientes costos asociados. Dichos montos son presentados en el activo circulante en el rubro deudores clientes.

p. *Uso de estimaciones* - Las políticas contables que sigue la Empresa están de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, lo que requiere que la Administración efectúe ciertas estimaciones y utilice ciertos supuestos para determinar la valuación de algunas de las partidas individuales de los estados financieros y para efectuar las revelaciones que se requiere en los mismos. Aún cuando pueden llegar a diferir de su efecto final, la administración considera que las estimaciones y supuestos utilizados fueron los adecuados en las circunstancias.

q. *Utilidad (Pérdida) neta por acción* - Se determina tomando como base la utilidad (pérdida) neta del período dividida entre el número de acciones suscritas y pagadas en circulación.

r. *Estado de flujos de efectivo* - Los estados de flujos de efectivo se han preparado de acuerdo al método indirecto. El efectivo y equivalentes está conformado por los saldos en caja y bancos, más las inversiones temporales de renta fija con vencimientos corrientes.

s. *Cuentas de orden* - Se registran bajo cuentas de orden principalmente los derechos y responsabilidades contingentes y las cuentas de orden fiscales para registrar los movimientos fiscales de los activos.

4. OPERACIONES EN MONEDA EXTRANJERA

La Empresa presenta al 31 de diciembre de 2009 los siguientes activos y pasivos en moneda extranjera, los cuales son registrados por su equivalente en pesos a esa fecha:

	2009		2008	
	Dólar (000)	Miles Pesos	Dólar (000)	Miles Pesos
Activos:				
Efectivo	US$ 4.024	$ 8.226	US$ 4.024	$ 9.029
Inversiones	25.696	52.529	27.157	60.928
Cuentas por cobrar	3.000	6.133	2.987	6.701
Total activos	US$ 32.720	$ 66.888	US$ 34.168	$ 76.658
Pasivos:				
Obligaciones financieras	US$ 1.120.000	$ 2.289538	US$ 1.120.000	$ 2.512.821
Operaciones de cobertura	42.389	86.653	-	-
Cuentas por pagar	22.241	45.466	22.231	49.876
Otros pasivos	4.955	10.129	5.497	12.334
Total pasivos	US$ 1.189.585	$ 2.431.786	US$ 1.147.728	$ 2.575.031
Posición neta	US$ 1.156.865	$ 2.364.898	US$ 1.113.560	$ 2.498.373

5. EFECTIVO

	2009	2008
Caja	$ 10	$ -
Bancos y corporaciones	82.618	39.902
Fondos especiales (1)	11.417	9.029
	$ 94.045	$ 48.931

(1) ***Fondos restringidos*** - Los Fondos Especiales corresponden principalmente a los dineros disponibles para el Fondo de Emergencia de acuerdo con lo establecido en el contrato BOMT DIJ-738 celebrado entre Ecopetrol y Transgás de Occidente, el cual fue cedido por Ecogás a TGI. Dicho contrato estipula que se debe tener a disposición del contratista un Fondo de Emergencia, constituido con el BBVA New York, cuya finalidad es garantizar el cubrimiento financiero ante una situación coyuntural que se presente en el gasoducto o sus componentes. El saldo a diciembre 31 de 2009 y diciembre 31 de 2008 asciende a USD$4.024.125 y USD$4.024.524 respectivamente.

6. INVERSIONES TEMPORALES

Inversiones administración de liquidez renta variable	$ 39.189	$ 24
Inversiones con fines de política renta fija	92.652	220.811
	$ 131.841	$ 220.835

Las inversiones temporales están representadas en: a) Certificados de depósito a término en pesos colombianos por $ 42.906 ($162.938 al 31 de diciembre de 2008), cuyos vencimientos son en el mes de enero de 2010. La tasa de interés promedio por el año 2009 fue del 8,12% y para 2008 del 10,25% y b) Time deposits en moneda extranjera por $49.746 ($57.897 a 31 de diciembre de 2008) cuyos vencimientos son en marzo de 2010. La tasa de interés promedio por el año 2009 fue de 1,72%.

7. DEUDORES

	2009	2008
Prestación de servicios	$ 36.056	$ 33.468
Avances y anticipos entregados (1)	57.884	8.316
Anticipo o saldos a favor por impuestos y contribuciones	5.894	8.919
Depósitos entregados (2)	8.267	6.790
Otros deudores (4)	27.293	4.960
	135.394	62.453
Menos – Porción corriente	(126.440)	(53.522)
Deudores a largo plazo (3)	$ 8.954	$ 8.931

(1) Corresponde principalmente a anticipos sobre contratos de obra por el proyecto de expansión que se adelanta en el tramo Ballena – Barrancabermeja por $57.806 al 31 de diciembre de 2009 ($6.720 al 31 de diciembre de 2008).

(2) Corresponde principalmente al Fondo de Emergencia por USD$3.000.021 al 31 de diciembre de 2009 (USD$2. 986.771 al 31 de diciembre de 2008) constituido de acuerdo con lo establecido en el contrato BOMT DIJ-T515 celebrado entre Ecopetrol y Centragás cedido por Ecogás a TGI, que garantiza el cubrimiento financiero.

(3) Al 31 de diciembre de 2009 corresponde a préstamos hipotecarios otorgados a empleados por $2.821 ($2.230 a diciembre 31 de 2008) con plazos entre 10 y 15 años y amortización mensual bajo la modalidad de anualidad. Se incluye el fondo de emergencia Centragás por $6.133 millones ($6.701 millones a diciembre 31 de 2008), el cual se menciona en el punto anterior y se cancelará una vez se ejerza la opción de compra del BOMT gasoducto Ballena – Barrancabermeja.

(4) Al 31 de diciembre de 2009 los otros deudores incluyen principalmente una cuenta por cobrar por $ 19.533 millones a Promigas S.A. E.S.P. originada en la venta de los gasoductos - embebidos de la Costa Atlántica, de acuerdo a ofertas mercantiles firmadas el 17 de diciembre 2009.

8. INVERSIONES PERMANENTES

	2009	2008
TGI International Ltd.	$ 2	$ 2
Congas Perú S.A.C.	3.625	3.030
	3.627	3.032
Menos: Provisión	(844)	-
	$ 2.783	$ 3.032

TGI International Ltd. – Con el fin de llevar a cabo la emisión de bonos en los mercados internacionales de capitales, la Empresa constituyó una filial en Islas Cayman, con el propósito de servir de vehículo de inversión para la emisión de los bonos. Dicha operación se encuentra garantizada por TGI S.A. E.S.P, quien mantiene 1.000 acciones ordinarias por valor nominal de USD$1.00 cada una en TGI International Ltd. Al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008 los activos, pasivos y utilidad de TGI International Ltd. son los siguientes:

Activos totales	$ 1.568.373	$ 1.721.327
Pasivos totales	1.568.371	1.721.325
Patrimonio	2	2
Utilidad neta	-	-

Los activos están representados por las cuentas por cobrar a largo plazo por $1.533.173 millones más intereses por cobrar por $35.200 millones al Hollandsche Bank –Unie N.V. (HBU Bank N.V.) (Ver nota 11). Los pasivos corresponden principalmente a la deuda financiera que lidera The Bank of New York que representa a los tenedores de los bonos. La emisión de bonos asciende a $1.568.371 millones, la cual incluye capital e intereses causados al 31 de diciembre de 2009.

Congas Perú S.A.C.(antes Transcogás Perú) - El 13 de junio de 2008 fue constituida la Transportadora de Gas Internacional del Perú S.A.C. (hoy Congas Perú S.A.C.) con un capital de soles/.1.000, representado en 1000 acciones ordinarias con un valor nominal de soles/.1 cada una. EEB y TGI realizaron un aporte inicial de soles/.500, de manera tal que la participación accionaria inicial de cada empresa en la entidad concesionaria fue del 50%.

Activos totales	$ 12.880	$ 12.115
Pasivos totales	1.758	161
Patrimonio	11.122	11.954
Pérdida neta	(1.815)	(310)

De acuerdo con la reforma estatutaria aprobada el día 26 de septiembre de 2008, se acordó aumentar el capital social de Congas Perú S.A.C (antes Transcogás Perú S.A.C.) a través de la realización de aportes en efectivo por un monto de USD$5.466.000 (EEB USD$4.099.580 – TGI USD$1.366.420), dado lo anterior las participaciones se modificaron quedando EEB con el 75% y TGI con el 25%. A 31 de diciembre de 2009 el valor de la inversión asciende a $3.625 menos provisión de $844, después de registrar una pérdida de $454 millones originada en la aplicación del método de participación.

9. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, neto

	2009 Costo histórico	Depreciación acumulada	Neto
No depreciables:			
Construcciones en curso (1)	$ 143.128	-	$ 143.128
Terrenos	2.843	-	2.843
Equipos y materiales en depósito	1.399	-	1.399
Bienes muebles en bodega	239	-	239
Propiedades, planta y equipo no explotados	114	-	114
	147.723	-	147.723
Depreciables:			
Gasoductos (2)	1.006.760	(54.433)	952.327
Estaciones compresoras y subestaciones	159.083	(16.757)	142.326
Maquinaria y equipo	9.056	(851)	8.205
Edificaciones	5.932	(426)	5.506
Equipo de comunicación y computación	3.159	(1.380)	1.779
Muebles, enseres y equipo de oficina	695	(209)	486
Equipo de transporte, tracción y elevación	81	(25)	56
Equipo de comedor, cocina, despensa y hotelería	9	(8)	1
	1.184.775	(74.089)	1.110.686
			$ 1.258.409
No depreciables:			
Construcciones en curso (1)	$ 18.230		$ 18.230
Terrenos	2.843		2.843
Equipos y materiales en depósito	1.399		1.399
Bienes muebles en bodega	239		239
Propiedades, planta y equipo no explotados	114		114
	22.825		22.825
Depreciables:			
Gasoductos	831.167	(30.922)	790.065
Estaciones compresoras y subestaciones	140.756	(10.180)	140.756
Maquinaria y equipo	2.693	(239)	2.454
Edificaciones	5.932	(275)	5.657
Equipo de comunicación y computación	2.031	(1.056)	975
Muebles, enseres y equipo de oficina	390	(127)	263
Equipo de transporte, tracción y elevación	81	(12)	69
Equipos de comedor, cocina, despensa y hotelería	9	(8)	1
	983.059	(42.819)	940.240
			$ 963.065

(1) Al 31 de diciembre de 2009 corresponde principalmente a los avances de obra sobre contratos por el proyecto de expansión que se adelanta en el tramo Ballena – Barrancabermeja por $113.683, construcción variante Checua $18.603 y expansión Cusiana por $5.822 (Ver nota 1). Al 31 de diciembre de 2008 correspondía principalmente a los avances sobre contratos de obra por las ampliaciones de las estaciones de Norean y Vasconia por $12.597, a 31 de diciembre estas obras fueron activadas por $18.944.

(2) El 21 de octubre de 2009 se terminó el contrato BOMT Gases de Boyacá y Santander, la Empresa reclasificó como activos fijos por $ 188.293 de la cuenta de intangibles, correspondiente al costo del derecho.

10. OTROS ACTIVOS, NETO

	2009	2008
Gastos pagados por anticipado (1)	$ 84.527	$ 113.113
Cargos diferidos (2)	10.525	14.518
Derechos en fideicomiso (3)	70.724	-
Intangibles (4)	1.963.878	2.150.206
	2.129.654	2.277.837
Menos - Amortización acumulada	(99.992)	(70.554)
	2.029.662	2.207.283
Menos – Porción corriente	(91.500)	(30.058)
	$ 1.938.162	$ 2.177.225

(1) Corresponde principalmente a pagos efectuados por anticipado por concepto de seguros y costos de operación y mantenimiento de corto y largo plazo de los gasoductos en virtud de los contratos BOMT por $ 83.056 ($110.298 al 31 de diciembre de 2008).

(2) Al 31 de diciembre de 2009 corresponde principalmente a cargos preoperativos pagados por gastos de constitución, comisiones, honorarios y gastos legales en que se incurrió para estructurar el proceso de enajenación de los activos, derechos y contratos de Ecogás y posterior constitución de TGI por $ 8.653 ($12.647 al 31 de diciembre de 2008).

(3) Se estructuró un contrato de patrimonio autónomo con el fin desarrollar el proyecto de expansión desde Cusiana y ser sujeto de crédito para financiar el mismo.

Al 31 de diciembre de 2009 los activos, pasivos, ingresos y gastos netos del patrimonio autónomo son los siguientes:

Activos totales	$ 320.181
Total Pasivos EEB	(190.017)
Total otros Pasivos	(59.440)
Bienes fideicomitidos	70.724
Ingresos	175
Gastos	175

Al 31 de diciembre los activos de la fiducia corresponden a efectivo, inversiones, cuentas por cobrar e inventarios en tránsito principalmente. Los pasivos corresponden principalmente a los préstamos otorgados por el Patrimonio autónomo Fidubogotá Empresa de Energía de Bogotá, cuyo beneficiario es la Empresa de

Energía de Bogotá (Accionista mayoritario de TGI) por $181.476 de capital, más $8.541 de intereses a una tasa de DTF+5,5%.

Al 31 de diciembre de 2009 el saldo de los derechos fiduciarios a favor de TGI por aportes a este Patrimonio Autónomo es de $70.724.

(4) Al 31 de diciembre de 2009 corresponde principalmente a los Derechos sobre contratos BOMT por $1.640.093 ($1.828.386 al 31 de diciembre de 2008), derechos del negocio por $ 318.191 ($318.191 al 31 de diciembre de 2008) y servidumbres por $3.478 ($ 1.777 al 31 de diciembre de 2008).

11. OBLIGACIONES FINANCIERAS

	Tasa de interés	Fecha de vencimiento	2009	2008
HBU Bank N.V. (1)	9,50%	3-Oct-2017	$ 1.533.173	$ 1.682.693
Vinculados económicos (2) (Ver Nota 14)	8,75%	10-Oct-2017	756.365	830.128
Operaciones de cobertura (Ver Nota 12)			86.652	-
			$ 2.376.190	$ 2.512.821

(1) Según se explica en la Nota 8, TGI constituyó la filial TGI International Ltd. como vehículo de inversión para la emisión de bonos en los mercados internacionales de capital. La emisión fue realizada por USD$750 millones equivalentes a $1.533.173 al 31 de diciembre de 2009 y ($1.682.693 en 2008), a 10 años con pagos de intereses semestrales en dólares a una tasa de interés de 9,50%. TGI garantiza en su totalidad la emisión de bonos realizada por su filial TGI International Ltd. En consecuencia, TGI International posee un pasivo en cabeza del Bank of New York que representa a los bonistas como agente. La emisión de los bonos asciende a USD$750 millones.

Las condiciones de la emisión de bonos es la siguiente:

Monto:	U$ 750.000.000
Tasa Interés:	9,50% semestral
Fecha emisión:	3 de octubre de 2007
Fecha de vencimiento:	3 de octubre de 2017

(2) Como consecuencia del proceso de compra de los Activos, Derechos y Contratos de Ecogás, EEB gestionó un crédito sindicado con los bancos ABN AMRO BANK, BBVA, CALYON, MIZUHO Y BANCOLOMBIA PANAMÁ, por USD$1.460 millones. 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 USD$560 millones. El vencimiento de este endeudamiento se pactó para el 31 de diciembre 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. En febrero de 2007, EEB otorgó un crédito subordinado por USD$220 millones bajo las mismas condiciones del crédito suscrito con el ABN AMRO BANK.

Con la emisión de Bonos de TGI International por USD$750 millones y un crédito de accionistas recibido por parte de EEB por USD$150 millones, TGI pagó el crédito sindicado por USD$900 millones que tenía a su cargo.

Al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, la deuda en moneda extranjera con accionistas asciende a USD$370 millones ($756.365 en el año 2009 y $830.128 en el año 2008) Ver Nota 14.

Las condiciones del préstamo es la siguiente:

Monto:	U$ 370.000.000
Tasa Interés:	8,75% semestral
Fecha emisión:	31 de octubre de 2007
Fecha de vencimiento:	31 de octubre de 2017

Covenants – La Empresa en calidad de garante de la emisión de bonos efectuada por TGI International Ltd. y bajo lo estipulado en el Indenture de la emisión adquirió los siguientes compromisos y aceptó el cumplimiento de ciertas cláusulas restrictivas que describen a continuación:

- La relación de endeudamiento entre la deuda neta y el EBITDA no debe ser superior a 4.8:1.0.
- La relación entre el EBITDA y el gasto de intereses no debe ser inferior a 1.7:1.0.
- En el evento en que cualquiera de los compromisos anteriores se incumpla, la Empresa tendría las siguientes limitaciones:
- La Empresa no podrá crear, incurrir o asumir, ni permitirá que exista ningún gravamen sobre ninguna propiedad o activo, utilidad o ingreso (incluyendo cuentas por cobrar) o derechos con respecto a alguno de ellos.
- La Empresa no podrá fusionarse o consolidar con ninguna otra sociedad. De este evento se excluye la posible fusión con la Transportadora Colombiana de Gas S.A. E.S.P. – Transcogás, que es propiedad de la EEB en un 99,99%.
- La Empresa no podrá dedicarse a ningún negocio diferente al negocio de transporte de gas y a las actividades o negocios que estén relacionadas.
- La Empresa no podrá crear ni adquirir ninguna subsidiaria, ni podrá efectuar ninguna inversión en otra sociedad, excepto las inversiones relacionadas en el curso ordinario de los negocios.
- La Empresa no podrá enajenar ningún activo a excepción de:
  - Ventas de inventarios, activos averiados, obsoletos, usados, improductivos o sobrantes, desperdicios e inversiones en el curso ordinario de los negocios.
  - Otras enajenaciones por una contraprestación que no exceda, individualmente o en conjunto USD$30.000.000 (o su equivalente en otras monedas) al año.
- La Empresa no podrá incurrir en ningún endeudamiento y no podrá garantizar ninguna obligación a favor de un tercero.

Adicional a las limitaciones anteriores, la Empresa no podrá efectuar ningún cambio en el tratamiento contable y prácticas de reportes financieros o en el tratamiento de impuestos,

excepto lo exigido o permitido por los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, aplicados uniformemente durante los períodos.

12. OPERACIONES DE COBERTURA

Con el fin de mitigar los efectos de las fluctuaciones en la tasa de cambio sobre la deuda en dólares adquirida por la emisión de bonos en el mercado internacional de capitales, en enero de 2009 se celebraron operaciones de cobertura. Estas operaciones consisten en la combinación de swaps y forward donde la Empresa se obliga a pagar a partir de 2011 una tasa cupón del 2 % sobre el monto nocional, convertida en pesos con la tasa spot previamente definida por la Empresa e intercambiar pesos por dólares a la tasa forward cotizada por la contraparte en la fecha del vencimiento. Estos contratos son ajustados mensualmente a su valor de mercado y el ajuste obtenido es llevado a cuentas de resultado.

Al 31 de diciembre de 2009 se tienen suscritos los siguientes contratos:

Entidad	USD$	Tasa Spot	Tasa forward	Vencimiento
Bancolombia	$50.000.000	2.230,00	3.478,50	Octubre de 2017
Bancolombia	$50.000.000	2.210,00	3.439,87	Octubre de 2017
Bancolombia	$50.000.000	2.225,00	3.348,16	Octubre de 2017
Citibank N.A.	$50.000.000	2.250,00	2.995,00	Octubre de 2017

A 31 de diciembre las valoraciones de mercado son los siguientes:

Derechos sobre operaciones de cobertura	$	(306.152)
Obligaciones sobre operaciones de cobertura		392.804
Pérdida en valoración (Ver Nota 24)	$	86.652

13. CUENTAS POR PAGAR

	2009	2008
Adquisición de bienes y servicios nacionales	$ 16.384	$ 1.879
Acreedores	4.235	4.014
Intereses de operaciones de financiamiento (1)	45.466	49.876
Impuestos por pagar	3.651	3.432
Anticipos y avances recibidos	522	546
Depósitos retenidos de terceros	3.574	858
	$ 73.832	$ 60.605

(1) Al 31 de diciembre de 2009, los interés por pagar son:

	2009	2008
HBU Bank N.V.	$ 35.199	$ 38.632
Vinculados económicos (Ver Nota 14)	10.267	11.244
	$ 45.466	$ 49.876

14. TRANSACCIONES CON COMPAÑÍAS VINCULADAS

Activo:		
Cuentas por cobrar		
Congas Perú S.A.C. (antes Transcogás Perú) (1)	$ -	$ 32
	$ -	$ 32
Pasivo:		
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.		
Deuda a largo plazo (Ver Nota 11)	$ 756.365	$ 830.128
Intereses por pagar (Ver Nota 13)	10.267	11.244
Cuentas por pagar	-	28
TGI International Ltd.		
Cuentas por pagar (Ver Nota 8)	2	2
	$ 766.634	$ 841.402

(1) En el 2008 correspondía a pago por cuenta de Congas Perú S.A.C (antes Transcogas Perú). por USD$15.000, desembolsado por TGI el 25 de septiembre de 2008 para cubrir gastos preoperativos, el 9 de diciembre de 2009 Congás realizó reembolso de los recursos adeudados a TGI.

El siguiente es el efecto en resultados de las transacciones con compañías vinculadas:

Ingresos		
Transcogás S.A. E.S.P.		
Asesoría técnica (1)	$ 95	$ -
	$ 95	$ -
Gastos		
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.		
Intereses	$ 70.521	$ 64.285
Apoyo técnico (2)	5.197	-
Comisiones	275	48
	$ 75.993	$ 64.333

(1) Corresponde a facturas por contrato celebrado entre TGI S.A. E.S.P. y Transcogás S.A. E.S.P. con el fin de apoyar la labor de operación, mantenimiento y control de los gasoductos explotados económicamente por Transcogás.

(2) El 5 de enero de 2009 se firmó un contrato con la Empresa de Energía de Bogota con duración de 20 años, cuyo objeto es prestar asesoría y servicios de apoyo técnico, jurídico, administrativo y financiero en la ejecución de las actividades que son requeridas para el debido desarrollo de su objeto social. El monto a pagar corresponde al 1,4% anual del EBITDA de la TGI más IVA.

15. IMPUESTOS

Impuesto sobre la renta – Por los periodos gravables de 2009 y 2008 la Empresa está sujeta al impuesto de renta a una tarifa aplicable del 33% sobre la renta.

La declaración de renta correspondiente a 2009 se presentará en abril de 2010.

La provisión para impuestos sobre la renta y complementarios se descompone así:

	2009	2008
Impuesto corriente del periodo	$ 7.634	$ 9.680
Impuesto por ganancia ocasional	2.066	-
Efecto del impuesto sobre la renta diferido neto	11.874	26.897
	$ 21.574	$ 36.577

A continuación se presentan las partidas conciliatorias entre la utilidad (pérdida) comercial y la utilidad (pérdida) fiscal así:

Utilidad (Pérdida) contable antes de impuestos	$ 269.237	$ (144.123)
Más:		
Provisiones no deducibles	11.407	5.690
Ingreso deducción por inversión en activos fijos	6.099	-
Recuperación de deducciones (Depreciación)	2.520	-
Gastos no deducibles	89.984	3.067
Menos:		
Deducción por inversión en activos fijos	(82.587)	(3.533)
Mayor valor depreciación y amortización fiscal	(36.176)	(83.378)
Utilidad en venta de activos fijos	(9.064)	-
Impuestos pagados	(4.631)	(3.665)
Utilización de pérdidas fiscales	(223.654)	-
Utilidad (pérdida) fiscal	$ 23.135	$ (225.942)

A continuación se presenta el cálculo de la renta presuntiva:

	2009	2008
Patrimonio líquido Fiscal	$ 774.171	$ 977.858
Menos inversiones en Congas - Perú	(3.030)	-
Patrimonio líquido base	771.141	977.858
Porcentaje de renta presuntiva 3%	3%	3%
Renta presuntiva	23.135	29.336
Impuesto de renta 33% (por renta presuntiva)	7.634	9.680
Impuesto de renta (por ganancia ocasional)	2.066	-
	9.700	9.680
Menos: Saldo a favor año 2008/2007	-	(5.994)
Autorretenciones	(14.727)	(12.136)
Otras retenciones	(329)	(182)
Total saldo a favor susceptible de devolución o compensación	$ (5.356)	$ (8.632)

A continuación se presentan las partidas conciliatorias entre el patrimonio contable y el fiscal:

Patrimonio contable	$ 1.131.656	$ 883.993
Mas:		
Mayor valor patrimonial de las inversiones	-	691
Impuesto sobre la renta diferido crédito	61.714	49.840
Menos:		
Provisiones contables	(11.407)	(8.622)
Mayor gasto fiscal por depreciaciones y amortizaciones	(186.397)	(150.221)
Impuesto sobre la renta diferido débito	(1.511)	(1.510)
Patrimonio fiscal	$ 994.055	$ 774.171

16. RECAUDOS A FAVOR DE TERCEROS

Cuota de fomento	$ 1.730	$ 1.649
Impuesto de transporte	10.443	5.699
Contribución de industrias	1	10
Encargo Fiduciario- Gasoducto del Ariari	597	89
Otros	3.191	-
	$ 15.962	$ 7.447

Cuota de fomento – Corresponde al 3% sobre el valor de la tarifa que la Empresa factura y recauda de los remitentes del sistema nacional de transporte de gas por el gas efectivamente transportado de acuerdo con lo estipulado en la Ley 401 de 1997. Este fondo especial es transferido al Ministerio de Minas y Energía mensualmente.

Impuesto de transporte – Por delegación del Ministerio de Minas y Energía, trimestralmente se factura a los remitentes el impuesto de transporte establecido en el Código de Petróleos (Decreto 1056 de 1953) y con base en resoluciones expedidas por el Ministerio, se efectúan los pagos a los municipios por donde pasan los gasoductos, con base en la cantidad de gas efectivamente transportado.

Contribución de industrias – Corresponde al valor recaudado a las industrias de acuerdo con lo establecido en la Ley 143 de 1994.

Gasoducto del Ariarí – Corresponde al valor facturado a remitentes, en virtud de lo estipulado en contrato fiduciario firmado con Bancolombia

17. PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES

	2009	2008
Provisión para contingencias	$ 709	$ 2.030
Provisiones diversas (1)	14.145	22.624
Provisión para obligaciones fiscales	1.899	2.122
	16.753	26.776
Menos – Porción corriente	(6.624)	(14.442)
	$ 10.129	$ 12.334

(1) Corresponde principalmente al valor de la opción de compra que TGI debe pagar una vez se venzan los plazos para efectuar la transferencia de los gasoductos en virtud de los contratos BOMT's. El valor de la opción de compra por cada contrato es como se detalla a continuación:

Contrato BOMT Centragás (USD$2,196)	$ 4.489	$ 4.927
Contrato BOMT Transgas (USD$2,759)	5.640	6.190
Contrato BOMT GBS (USD$543)	-	1.217
	$ 10.129	$ 12.334

El 21 de octubre de 2009 se ejerció la opción de compra del Contrato BOMT GBS.

Contingencias – Al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, el valor de las reclamaciones a la Empresa por litigios civiles y arbitrales asciende a $3.456 y $4.332, respectivamente. Con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos efectuado por los asesores legales de la Empresa, al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008 se han provisionado $709 y $2.030 respectivamente, la empresa estima que es suficiente para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias.

La administración de la Empresa estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para los intereses de la Empresa y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa la posición financiera de la Empresa.

18. OTROS PASIVOS

	2009	2008
Impuesto diferido (1)	$ 61.714	$ 49.840

(1) Corresponde a las diferencias presentadas por mayor valor en la aplicación de la vida útil fiscal frente a la contable para realizar el cálculo de la depreciación, y la diferencia en el plazo de amortización fiscal frente al contable, correspondiente a la plusvalía derechos de negocio.

19. PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS

Capital – El capital autorizado es 104.900.000 acciones de valor nominal $10.000 cada una, de las cuales se han suscrito y pagado 75.000.000 al 31 de diciembre de 2009. Dichas acciones se encuentran distribuidas así:

	Número de acciones	%
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	73.435.860	97,91448
Sector solidario	1.510.603	2,01414
Otros	53.537	0,07138
Capital suscrito y pagado	75.000.000	100,00

Prima en colocación de acciones – Corresponde al valor de ajuste establecido en el programa de enajenación de los activos, derechos y contratos de Ecogás, comprendido entre la fecha de pago de la primer emisión de acciones dirigida al sector solidario y la fecha de cierre financiero de la adjudicación de la segunda emisión de acciones.

Reserva legal – De acuerdo con la ley colombiana, la Empresa debe transferir como mínimo el 10% de la utilidad del año a una reserva legal hasta que ésta sea igual al 50% del capital suscrito. Esta reserva no está disponible para ser distribuida, pero puede ser utilizada para absorber pérdidas.

Reserva artículo 130 del Estatuto Tributario – Generada en un mayor gasto fiscal solicitado por depreciación de activos fijos cuyo monto asciende a $15.298 millones, que equivale al 70% del mayor valor solicitado.

Reserva ocasional para diferencia en cambio – Por disposición de la asamblea general de accionistas en el 2008, fue constituida una reserva ocasional por $245.693 millones, originada por ingresos que no representan caja para la empresa, principalmente por la diferencia en cambio.

20. INGRESOS OPERACIONALES

Corresponden a los ingresos facturados por el servicio de transporte de gas, en virtud de los contratos vigentes suscritos con los remitentes. El detalle se descompone como sigue:

	2009	2008
Cargos fijos	$ 385.880	$ 344.559
Cargos variables	100.490	72.075
Cargos ocasionales	40.321	41.253
Otros ingresos	18.555	13.532
	$ 545.246	$ 471.419

21. COSTOS DE OPERACIÓN

Servicios personales	$ 10.265	$ 7.627
Generales	2.114	1.233
Depreciaciones	25.070	23.283
Amortizaciones	60.241	60.193
Arrendamientos	2.193	1.324
Operación y mantenimiento	65.516	46.940
Seguros	4.416	3.807
Impuestos	4.712	4.267
Otros costos de operación	708	611
	$ 175.235	$ 149.285

22. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Servicios personales	$ 5.050	$ 4.594
Contribuciones imputadas	53	41
Contribuciones efectivas	718	644
Aportes sobre nómina	146	135
Honorarios	10.502	3.464
Gastos de organización y puesta en marcha	3.994	3.994
Estudios y proyectos	4	37
Servicios públicos	417	383
Publicidad y propaganda	109	104
Suscripciones y afiliaciones	369	302
Seguros	328	431
Vigilancia y seguridad	418	515
Impuestos	4.670	4.491
Mantenimiento, materiales y suministros	280	423
Gastos legales	116	12
Otros gastos generales	1.905	1.002
Depreciaciones	346	324
Amortizaciones	5.098	4.910
Provisiones	4.415	1.424
	$ 38.938	$ 27.230

23. OTROS INGRESOS

	2009	2008
Financieros	$ 14.028	$ 14.221
Extraordinarios (1)	16.732	3.596
Ajustes de ejercicios anteriores (2)	67	4.598
	$ 30.827	$ 22.415

(1) Corresponde principalmente a la recuperación de pérdidas de gas menores al 1% las cuales son facturadas a los remitentes de acuerdo con lo establecido por la Ley 143 de 1994 y el RUT. En los casos que las pérdidas sean superiores al 1% estas serán asumidas por el transportador. Adicional, reversión provisiones para litigios y demandas. También incluye la utilidad por venta de los embebidos de la Costa Atlántica a Promigas.

(2) Al 31 de diciembre de 2008 corresponde principalmente a servicios ocasionales de conexión y desvíos.

24. OTROS GASTOS

Intereses (1)	$ 225.976	$ 204.792
Comisiones	847	180
Pérdida por el método participación patrimonial	454	-
Financieros (2)	86.671	10
Gastos extraordinarios	287	383
Ajustes de ejercicios anteriores	1.741	3
	$ 315.976	$ 205.368

(1) Al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008 corresponde a los intereses causados en la presente vigencia, por los créditos suscritos por la Empresa en el 2007, dentro del proceso de compra de los activos, derechos y contratos de Ecogás.

(2) Al 31 de diciembre de 2009 corresponde principalmente a la valoración de las operaciones de cobertura por $86.652 (Ver Nota 12).

25. CUENTAS DE ORDEN

Garantías y avales otorgados (1)	$ 1.533.173	$ 1.682.693
Cuentas de orden fiscales	208.887	-
Obligación financiera P.A. TGI – Gasoducto (2)	190.017	-
Litigios y demandas	13.000	2.302
	$ 1.945.077	$ 1.684.995

(1) Corresponde a la garantía otorgada a TGI INTERNATIONAL LTD., por la emisión internacional de bonos por valor de USD$750,000,000 con vencimiento el 3 de octubre de 2017 y una tasa de interés en dólares de 9,50%.

(2) Corresponde a los préstamos otorgados por el patrimonio autónomo Fidubogotá Empresa Energía de Bogotá, cuyo beneficiario es la Empresa de Energía de Bogotá, al patrimonio autónomo Fidubogotá TGI-Gasoducto.

26. REFORMA TRIBUTARIA

A continuación se resumen las modificaciones más importantes al régimen tributario colombiano para los años 2010 y siguientes, introducidas por la ley 1370 del 30 de diciembre de 2009:

- Establece que por el año 2011 el impuesto al patrimonio sea calculado con base en el valor del patrimonio líquido poseído el 1° de enero del año 2011. La tasa aplicable será de 2.4% para patrimonios cuya base gravable este entre $3.000 y $5.000 millones y de 4.8% para patrimonios cuya base gravable sea igual o superior a $5.000 millones. Dicho impuesto seria causado una sola vez y pagadero en 8 cuotas entre 2011 y 2014. Se mantiene la opción de registrar este impuesto contra la cuenta de revalorización del patrimonio. No hace parte de la base gravable el valor patrimonial neto de la inversión en acciones de sociedades nacionales.

- A partir del período gravable 2010, la deducción de las inversiones realizadas en activos fijos reales productivos pasa del 40% al 30% del valor de la inversión.

Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P.

Estados Financieros por los Años Terminados el 31 de Diciembre 2010 y 2009 e Informe del Revisor Fiscal

Deloitte.

Deloitte & Touche Ltda.
Cra. 7 No. 74 - 09
A.A. 075874
Nit. 860.005.813-4
Bogotá D.C.
Colombia

Tel: +57 (1) 5461810 - 5461815
Fax: +57 (1) 2178088
www.deloitte.com/co

INFORME DEL REVISOR FISCAL

A los Accionistas de
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.:

He auditado los balances generales de DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P., al 31 de diciembre de 2010 y 2009, y los correspondientes estados de resultados, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, y el resumen de las principales políticas contables y otras notas explicativas.

La administración es responsable por la preparación y correcta presentación de estos estados financieros de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener un sistema de control interno adecuado para la preparación y presentación de los estados financieros, libres de errores significativos, bien sea por fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas; así como efectuar las estimaciones contables que resulten razonables en las circunstancias.

Mi responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros con base en mis auditorías. Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones y llevar a cabo mi trabajo de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Tales normas requieren que planifique y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de errores significativos. Una auditoría de estados financieros incluye examinar, sobre una base selectiva, la evidencia que soporta las cifras y las revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos de auditoría seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo su evaluación de los riesgos de errores significativos en los estados financieros. En la evaluación del riesgo, el auditor considera el control interno de la Empresa que es relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye, evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones contables significativas hechas por la administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros. Considero que mis auditorías me proporcionan una base razonable para expresar mi opinión.

©2010 Deloitte Touche Tohmatsu / Deloitte & Touche S.A. Todos los derechos reservados. Deloitte se refiere a Deloitte Touche Tohmatsu -asociación suiza- y a su red de firmas miembro, cada una como una entidad única e independiente. Por favor, vea en www.deloitte.com/co conózca la descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu y sus Firmas miembro.

Una firma miembro de **Deloitte Touche Tohmatsu**

En mi opinión, los estados financieros antes mencionados, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2010 y 2009, los resultados de sus operaciones, los cambios en su patrimonio, los cambios en su situación financiera y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, aplicados sobre bases uniformes.

Además, basado en el alcance de mis auditorías, informo que la Empresa ha llevado su contabilidad conforme a las normas legales y a la técnica contable; las operaciones registradas en los libros de contabilidad y los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y de la Junta Directiva; la correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas y de registro de acciones se llevan y se conservan debidamente; el informe de gestión de los administradores guarda la debida concordancia con los estados financieros básicos, la Empresa al 31 de diciembre de 2010 no tenia personal a su servicio y en sus registros contables no existían pasivos pendientes de cancelar con el Sistema de Seguridad Social Integral. Mi evaluación del control interno, efectuada con el propósito de establecer el alcance de mis pruebas de auditoría, no puso de manifiesto que la Empresa no haya seguido medidas adecuadas de control interno y de conservación y custodia de sus bienes y de los de terceros que estén en su poder.

LINA MAYERLY RICAURTE BERMÚDEZ
Revisor Fiscal
T.P. 132.458 - T
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

16 de febrero de 2011

DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.

BALANCES GENERALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009
(En miles de pesos colombianos)

ACTIVOS	2010	2009
ACTIVO CORRIENTE:		
Efectivo (Nota 4)	$ 1.433	$ 178.939
Inversiones temporales (Nota 5)	1.942.416	-
Total activo corriente	1.943.849	178.939
INVERSIONES PERMANENTES (Nota 6)	232.921.145	228.324.694
OTROS ACTIVOS, Neto (Nota 7)	13.370.366	14.089.847
Total activos	$ 248.235.360	$ 242.593.480

PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	2010	2009
PASIVO CORRIENTE:		
Cuentas por pagar (Nota 8)	$ 751.074	$ 10.176
Pasivos estimados y provisiones	69	-
Total pasivo corriente	751.143	10.176
PASIVOS A LARGO PLAZO:		
Cuentas por pagar (Nota 9)	-	5.934.991
Total pasivos	751.143	5.945.167
PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS: (Nota 10)		
Capital suscrito y pagado	212.750.000	212.750.000
Reserva legal	2.389.831	-
Resultado neto del período	32.344.386	23.898.313
Total patrimonio de los accionistas	247.484.217	236.648.313
Total pasivos y patrimonio de los accionistas	$ 248.235.360	$ 242.593.480

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

HENRY NAVARRO SANCHEZ
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCÓN VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

LINA M. RICAURTE BERMUDEZ
Revisor Fiscal TP 132.458 - T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.

ESTADO DE RESULTADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009
(En miles de pesos colombianos, excepto el número de acciones y el resultado neto por acción)

	2010	2009
DIVIDENDOS E INTERESES GANADOS (Nota 11)	$ 172.822	$ -
UTILIDAD MÉTODO DE PARTICIPACIÓN (Nota 6)	36.009.374	25.136.972
Total ingresos no operacionales	36.182.196	25.136.972
GASTOS DE ADMINISTRACION (Nota 12)	(1.107.612)	(484.131)
GASTOS NO OPERACIONALES (Nota 13)	(444.696)	(754.450)
GASTOS FINANCIEROS (Nota 14)	(182.107)	(78)
Total gastos	(1.734.415)	(1.238.659)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	34.447.781	23.898.313
PROVISION IMPUESTO DE RENTA	(2.103.395)	-
RESULTADO DEL EJERCICIO	32.344.386	23.898.313
NÚMERO DE ACCIONES (Nota 10)	212.750.000.000	212.750.000.000
RESULTADO NETO POR ACCIÓN	$ 0,16	$ 0,11

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

HENRY NAVARRO SANCHEZ
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

LINA M. RICAURTE BERMUDEZ
Revisor Fiscal TP 132.458 - T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009
(En miles de pesos colombianos)

	Capital suscrito y pagado	Reserva legal	Resultado neto del periodo	Total patrimonio de los accionistas
SALDO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009	$ 212.750.000	$ -	$ 23.898.313	$ 236.648.313
Apropiaciones	-	2.389.831	(2.389.831)	-
Dividendos decretados	-	-	(21.508.482)	(21.508.482)
Resultado neto del periodo	-	-	32.344.386	32.344.386
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	$ 212.750.000	$ 2.389.831	$ 32.344.386	$ 247.484.217

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

HENRY NAVARRO SANCHEZ
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

LINA M. IRGARTE BERMUDEZ
Revisor Fiscal TP 132.458 - T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.

ESTADO DE CAMBIO EN LA SITUACIÓN FINANCIERA
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009
(En miles de pesos colombianos)

		2010		2009
CAPITAL DE TRABAJO OBTENIDO DE:				
Resultado neto del período	$	32.344.386	$	23.898.313
Partidas que no requirieron capital de trabajo:				
Amortizaciones		719.481		299.784
Utilidad método de participación		(36.009.374)		(25.136.972)
Provisión de inversiones		444.696		754.450
Capital de trabajo obtenido de las operaciones		(2.500.811)		(184.425)
Disminución de inversiones permanentes		30.968.227		-
Aumento en el capital		-		212.750.000
Aumento en otros pasivos		-		5.934.991
Total capital de trabajo obtenido		28.467.416		218.500.566
CAPITAL DE TRABAJO UTILIZADO EN:				
Aumento de inversiones permanentes		-		(203.942.172)
Aumento en otros activos		-		(14.389.631)
Disminución en otros pasivos		(5.934.991)		-
Dividendos decretados		(21.508.482)		-
Total capital de trabajo utilizado		(27.443.473)		(218.331.803)
AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$	1.023.943	$	168.763
CAMBIOS NETOS EN LOS COMPONENTES DEL CAPITAL DE TRABAJO:				
Efectivo	$	(177.506)	$	178.939
Inversiones temporales		1.942.416		-
Cuentas por pagar		(740.898)		(10.176)
Pasivos estimados y provisiones		(69)		-
AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$	1.023.943	$	168.763

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de la Empresa.

HENRY NAVARRO SANCHEZ
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

LINA M. RICAURTE BERMUDEZ
Revisor Fiscal TP 132.458 - T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009
(En miles de pesos colombianos)

	2010	2009
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Resultado neto del período	$ 32.344.386	$ 23.898.313
Ajustes para conciliar el resultado con el efectivo neto (usado en) provisto por las actividades de operación:		
Amortizaciones	719.481	299.784
Utilidad método de participación	(36.009.374)	(25.136.972)
Provisión de inversiones	444.696	754.450
	(2.500.811)	(184.425)
Cambios en activos y pasivos de operación, neto:		
Aumento en cuentas por pagar	740.898	5.945.167
Aumento pasivos estimados y provisiones	69	-
Fondos netos provistos por las actividades de operación	(1.759.844)	5.760.742
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Aumento de otros activos	-	(14.389.631)
Disminución (aumento) de inversiones permanentes	30.968.227	(203.942.172)
Fondos netos provistos (usados) en las actividades de inversión	30.968.227	(218.331.803)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Aportes de capital	-	212.750.000
Pago de dividendos	(21.508.482)	-
Cuentas por pagar	(5.934.991)	-
Fondos netos usados (provistos) por las actividades de financiación	(27.443.473)	212.750.000
CAMBIOS NETOS EN EL EFECTIVO	1.764.910	178.939
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	178.939	-
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	$ 1.943.849	$ 178.939

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de la Empresa.

HENRY NAVARRO SANCHEZ
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

LINA M. RICAURTE BERMUDEZ
Revisor Fiscal TP 132.458 - T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

1. ENTE ECONÓMICO Y OPERACIONES

Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. (en adelante DECSA), es una sociedad anónima organizada como una empresa de servicios públicos domiciliarios bajo las leyes colombianas. DECSA fue constituida mediante escritura pública N° 1462 del 11 de febrero de 2009 de la Notaría treinta y ocho de Bogotá D.C. inscrita en la Cámara de Comercio el 12 de febrero de 2009.

El objeto social de DECSA consiste en distribuir y comercializar energía eléctrica, así como ejecutar todas las actividades afines, conexas y complementarias y relacionadas a la distribución y comercialización de energía, la realización de obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica. También puede celebrar todo tipo de acuerdos, convenios, contratos y negocios jurídicos relacionados con su objeto social. Su duración legal es indefinida.

Operador Idóneo - El Departamento de Cundinamarca, según el reglamento de enajenación, definió como operador idóneo a la sociedad Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P., para conjuntamente adquirir la participación accionaria que la Nación Ministerio de Minas y Energía poseía en la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.

El proceso se realizó a través de una invitación directa al Departamento de Cundinamarca y su operador idóneo, y se instrumentalizó en un contrato interadministrativo de compraventa de acciones, bajo la modalidad de precio mínimo secreto, el cual plantea las siguientes restricciones:

- DECSA no puede enajenar la participación accionaria en EEC dentro de los tres años siguientes a la fecha de cierre, sin autorización previa y escrita de la Nación- Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar a favor de la Nación- Ministerio de Hacienda y Crédito Público una sanción pecuniaria del 50% del valor de las acciones.

- DECSA podrá enajenar una acción de las que adquiera EEC, siempre y cuando; i) después de dicha enajenación, DECSA continúe detentando, al menos la mitad más una de las acciones con derecho a voto de EEC, ii) dicha enajenación se realice a una persona jurídica que cumpla con los siguientes requisitos: a) Al menos el 51% del capital suscrito y pagado deberá ser público; b) deberá existir control público en dicha persona jurídica; c) deberá ser una empresa de servicios públicos domiciliarios, y d) deberá haber sido constituida al menos un año antes de la fecha de presentación del sobre de precalificación, iii) dicha persona jurídica constituya prenda abierta sin tenencia a favor de la Nación- Ministerio de Minas y Energía sobre dicha acción con el fin de garantizar el pago de la multa en el evento en que se enajena dicha acción.

- El departamento y municipios que adquieran acciones, podrán adquirir acciones de propiedad de DECSA, siempre y cuando DECSA mantenga al menos un número de acciones igual a la mitad más una de las acciones con derecho a voto.

DECSA se encuentra controlada por la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (en adelante EEB) quien posee el 51% de la participación accionaria, el otro socio de esta empresa es CODENSA S.A. E.S.P.

EEB una empresa de servicios públicos domiciliarios dedicada a la transmisión de energía y que posee un portafolio de inversiones en el sector de energía (generación, transmisión, distribución y comercialización) y en transporte y distribución de gas natural, la cual se encuentra controlada por el Distrito Capital de Bogotá.

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La Empresa se rige principalmente por la Ley 142 ó Estatuto de Servicios Públicos y la Ley 143, que estableció las disposiciones que norman las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, sus estatutos, los acuerdos marcos de inversión y las demás disposiciones contenidas en el Código de Comercio.

Las Leyes 142 y 143 del 11 de Julio de 1994 establecieron una nueva estructura de competencia, el régimen económico, tarifario y de subsidios para las ventas de electricidad y demás aspectos de operación y regulación del sector.

3. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Los estados financieros fueron preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, los cuales están prescritos por disposiciones legales. Asimismo, aplica el Plan de Contabilidad para Entes Prestadores de Servicios Públicos, expedido por la Superintendencia de Servicios Públicos. Ciertos principios contables aplicados por la Empresa que están de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, podrían no estar de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en otros países.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas por la Empresa:

a. *Unidad monetaria* - De acuerdo con disposiciones legales, la unidad monetaria utilizada por la Empresa para su contabilidad es el peso colombiano.

b. *Período contable* - La Empresa tiene definido por estatutos efectuar un corte de sus cuentas, preparar y difundir estados financieros de propósito general una vez al año, al 31 de diciembre.

c. *Materialidad* - Los estados financieros y las notas incluyen los ajustes, reclasificaciones y revelaciones requeridas por las disposiciones legales. Con base en la información analizada durante el cierre de los estados financieros y hasta la fecha de elaboración de este informe, la administración de la Compañía no conoce de situaciones de excepción en cuantías

superiores al 5% de la utilidad neta o de los activos netos que no hubieran sido objeto de registro o revelación en los estados financieros o en las notas sobre los mismos.

d. *Inversiones de administración de liquidez* – Corresponden a inversiones en instrumentos de renta fija, de fácil liquidación en el corto plazo, los cuales se presentan a su valor de mercado y el efecto de la valoración de estos precios es registrado en el estado de resultados.

e. *Inversiones permanentes* – Las inversiones en acciones en compañías controladas se registran inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se ajustan bajo el método de participación patrimonial, cualquier exceso del valor de mercado o del valor intrínseco sobre el costo ajustado al cierre del ejercicio es contabilizado como valorización, con crédito a la cuenta patrimonial de superávit por valorizaciones. Si al cierre del ejercicio su valor de mercado o su valor intrínseco es menor que el costo ajustado, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

f. *Intangibles* - Se registra principalmente el crédito mercantil adquirido correspondiente a la diferencia entre el costo de adquisición de las inversiones en acciones de capital y el valor intrínseco de las acciones adquiridas. El crédito mercantil es amortizado en un periodo máximo de 20 años por el método de línea recta.

g. *Impuesto de renta* - La provisión para impuestos de renta se determina con base en la utilidad comercial con el objeto de relacionar adecuadamente los ingresos del período con sus costos y gastos correspondientes y se registra por el monto del pasivo estimado. El efecto de las diferencias temporales que implique el pago de un menor o mayor impuesto en el año corriente, calculado a tasas actuales, se registra como un impuesto diferido por pagar o por cobrar según aplique, siempre que exista una expectativa razonable de que dichas diferencias se revertirán.

h. *Uso de estimaciones* - Las políticas contables que sigue la Empresa están de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, lo que requiere que la Administración efectúe ciertas estimaciones y utilice ciertos supuestos para determinar la valuación de algunas de las partidas individuales de los estados financieros y para efectuar las revelaciones que se requiere efectuar en los mismos. Aún cuando pueden llegar a diferir de su efecto final, la administración considera que las estimaciones y supuestos utilizados fueron los adecuados en las circunstancias.

i. *Utilidad neta por acción* - Se determina tomando como base la utilidad neta del ejercicio dividida entre el número de acciones suscritas y pagadas en circulación.

j. *Estado de flujos de efectivo* - Los estados de flujos de efectivo se han preparado de acuerdo al método indirecto.

4. EFECTIVO

	2010	2009
Bancos	$ 1.433	$ 178.939

5. INVERSIONES TEMPORALES

Encargos fiduciarios	$ 1.942.416	$ -

6. INVERSIONES PERMANENTES

Acciones	$ 234.120.291	$ 229.079.144
Menos: Provisión para protección de inversiones	(1.199.146)	(754.450)
	$ 232.921.145	$ 228.324.694

El 26 de febrero de 2009 el Departamento de Cundinamarca y la Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P., resultaron adjudicatarias del proceso de enajenación, correspondiéndole a esta última el 82,34% de las acciones de la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., que hacían parte del paquete accionario de propiedad de la Nación Ministerio de Minas y Energía.

De acuerdo con lo establecido por la normatividad vigente, el valor de la inversión en compañías controladas fue registrado según el método de participación. DECSA S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2010 reconoció como ingreso por método de participación $36.009.374 ($25.136.972 al 31 de diciembre de 2009).

A continuación se presenta el detalle de la inversión al 31 de diciembre de 2010:

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Porcentaje accionario	Costo	Movimiento de la inversión	Valor en libros
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	Distribución de energía	3.268.886.843	Ordinarias	82,34%	$ 195.597.220	$ 38.523.071	$ 234.120.291
Provisión							(1.199.146)
							$ 232.921.145

7. OTROS ACTIVOS, NETO

Crédito mercantil (1)	$ 14.389.631	$ 14.389.631
Amortización crédito mercantil	(1.019.265)	(299.784)
	$ 13.370.366	$ 14.089.847

(1) En el mes de febrero de 2009 DECSA S.A. E.S.P adquirió el 82,34% del capital accionario de la Empresa Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P, representado en 3.268.886.843 acciones por $218.331.803. El valor patrimonial de la inversión era $203.942.172 y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por $14.389.631 el cual se está amortizando por el método de línea recta a un plazo de 20 años, de acuerdo con lo establecido en la normatividad vigente.

8. CUENTAS POR PAGAR

	2010	2009
Honorarios	$ 13.920	$ 9.871
Retención en la fuente por honorarios	-	305
Impuesto renta y complementarios	737.154	-
	$ 751.074	$ 10.176

9. OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Acreedores (1)	$ -	$ 5.934.991

(1) A 31 de diciembre de 2009 corresponde a la prima de control por $5.934.991 a favor de la Gobernación de Cundinamarca S.A E.S.P. de acuerdo con el convenio de adquisición de las acciones de la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A E.S.P., al 31 de diciembre de 2010 DECSA cancelo el saldo pendiente.

10. PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS

Capital – El capital autorizado es de 214.000.000.000 de acciones de valor nominal de $1 cada una, de las cuales 212.750.000.000 acciones están suscritas y pagadas al 31 de diciembre de 2010, las cuales se encuentran distribuidas así:

	Número de acciones	%
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	108.502.499.999	50,9999
Codensa S.A. E.S.P.	104.247.499.998	48,9999
Otros	3	0,0002
	212.750.000.000	100,00

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.

11. INTERESES GANADOS

Rendimientos financieros	$ 171.975	$ -
Utilidad valoración de inversiones	847	-
	$ 172.822	$ -

12. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

	2010	2009
Servicios	$ -	$ 1.700
Honorarios	36.468	14.772
Impuestos, gravámenes y tasas	350.366	167.594
Gastos legales y notariales	1.297	281
Amortización crédito mercantil	719.481	299.784
	$ 1.107.612	$ 484.131

13. GASTOS NO OPERACIONALES

Provisión para protección inversiones (1)	$ 444.696	$ 754.450

(1) A 31 de diciembre de 2010 y 2009 corresponde a la valoración por intrínseco de las acciones de la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A E.S.P.

14. GASTOS FINANCIEROS

Comisiones	$ 176	$ 78
Gastos financieros (1)	181.931	-
	$ 182.107	$ 78

(1) Reconocimiento de intereses por el saldo del acuerdo de accionistas suscrito con la Gobernación de Cundinamarca para la adquisición de acciones de EEC.

15. REFORMA TRIBUTARIA

A continuación se resumen las modificaciones más importantes al impuesto al patrimonio y al impuesto sobre la renta para los años 2011 y siguientes, introducidas por la Ley 1370 de 2009 complementada por el Decreto 4825 y la Ley 1430 del 29 de Diciembre de 2010:

- Por el año 2011 el impuesto al patrimonio se calcula con base en el valor del patrimonio líquido poseído el 1° de enero del año 2011. La tasa aplicable será de 1% para patrimonios cuya base gravable este entre $1.000 y $2.000 millones, de 1,4% para patrimonios entre $2.000 y $3.000 millones, de 2.4% para patrimonios entre $3.000 y $5.000 millones y de 4,8% para patrimonios iguales o superiores a $5.000 millones. Para patrimonios superiores a $3.000 millones se establece una sobretasa del 25% sobre la respectiva tarifa aplicable del impuesto al patrimonio. Se indica que el impuesto al patrimonio creado para los patrimonios inferiores a $3.000 millones y la sobretasa creada para los patrimonios superiores a $3.000 millones no podrán ser objeto de contratos de estabilidad jurídica.

- Dicho impuesto debe ser pagado en 8 cuotas entre 2011 y 2014. Se mantiene la opción de registrar este impuesto contra la cuenta de revalorización del patrimonio. No hace parte de la base gravable el valor patrimonial neto de la inversión en acciones de sociedades nacionales.

- El Gravamen a los movimientos financieros (4 por mil) se desmonta así: 2014 y 2015 será del 2 por mil. 2016 y 2017 del 1 por mil. A partir del 2018 se derogan todas las disposiciones del impuesto.

  A partir del año 2013 será deducible el 50% del gravamen efectivamente pagado y certificado por el agente retenedor, independientemente de que tenga o no relación de causalidad con la actividad productora de renta.

Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P.

Estados Financieros por el periodo comprendido entre el 12 de febrero de 2009 (fecha de constitución) y el 31 de Diciembre 2009 e Informe del Revisor Fiscal.

Deloitte & Touche Ltda.
Cra. 7 N° 74 - 09
A.A. 075874
Nit. 860.005.813-4
Bogotá D.C.
Colombia

Tel. +57(1) 5461810 - 5461815
Fax: +57(1) 2178088
www.deloitte.com/co

INFORME DEL REVISOR FISCAL

A los Accionistas de
DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.:

He auditado el balance general de DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P., al 31 de diciembre de 2009 y el correspondiente estado de resultados, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo, por el período comprendido entre el 12 de febrero de 2009 (fecha de constitución de la sociedad) y el 31 de diciembre de 2009, y el resumen de las principales políticas contables y otras notas explicativas.

La administración es responsable por la preparación y correcta presentación de estos estados financieros de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener un sistema de control interno adecuado para la preparación y presentación de los estados financieros, libres de errores significativos, bien sea por fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas, así como efectuar las estimaciones contables que resulten razonables en las circunstancias.

Mi responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros con base en mi auditoría. Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones y llevar a cabo mi trabajo de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Tales normas requieren que planifique y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de errores significativos. Una auditoría de estados financieros incluye examinar, sobre una base selectiva, la evidencia que soporta las cifras y las revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos de auditoría seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo su evaluación de los riesgos de errores significativos en los estados financieros. En la evaluación del riesgo, el auditor considera el control interno de la Compañía que es relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye, evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones contables significativas hechas por la administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros. Considero que mi auditoría me proporciona una base razonable para expresar mi opinión.

En mi opinión, los estados financieros antes mencionados, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P., al 31 de diciembre de 2009 y el correspondiente estado de resultados, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por el periodo comprendido entre el 12 de febrero de 2009 (fecha de constitución de la sociedad) y el 31 de diciembre de 2009 de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia.

Además, basado en el alcance de mis auditorias, informo que la Empresa ha llevado su contabilidad conforme a las normas legales y a la técnica contable; las operaciones registradas en los libros de contabilidad y los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y Junta de Directiva; la correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas y de registro de acciones se llevan y se conservan debidamente; el informe de gestión de los administradores por el periodo comprendido entre el 12 de febrero al 31 de diciembre de 2009, guarda la debida concordancia con los estados financieros básicos. La empresa al 31 de diciembre de 2009 no tenía personal a su servicio y en sus registros contables no existían pasivos pendientes de cancelar con el Sistema de Seguridad Social Integral. Mi evaluación del control interno, efectuada con el propósito de establecer el alcance de mis pruebas de auditoría, no puso de manifiesto que la Empresa no haya seguido medidas adecuadas de control interno y de conservación y custodia de sus bienes y de los de terceros que están en su poder.

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal
T.P. 116.170- T
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

17 de febrero de 2009

DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.

BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009
(En miles de pesos colombianos)

ACTIVOS	2009	PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	2009
ACTIVO CORRIENTE:		PASIVO CORRIENTE:	
Efectivo (Nota 4)	$ 178.939	Cuentas por pagar (Nota 7)	$ 10.176
Total activo corriente	178.939		
		PASIVOS A LARGO PLAZO:	
		Cuentas por pagar (Nota 7)	5.934.991
INVERSIONES PERMANENTES (Nota 5)	228.324.694	Total pasivos	5.945.167
		PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS: (Nota 8)	
		Capital suscrito y pagado	212.750.000
		Resultado neto del período	23.898.313
OTROS ACTIVOS, Neto (Nota 6)	14.089.847	Total patrimonio de los accionistas	236.648.313
Total activos	$ 242.593.480	Total pasivos y patrimonio de los accionistas	$ 242.593.480

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

HENRY NAVARRO SANCHEZ
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. 116710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.

ESTADO DE RESULTADOS
POR EL PERIODO COMPRENDIDO ENTRE EL 12 DE FEBRERO DE 2009 (FECHA DE CONSTITUCIÓN) Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009
(En miles de pesos colombianos, excepto el número de acciones y el resultado neto por acción)

	Del 12 de febrero al 31 de diciembre de 2009
INGRESOS OPERACIONALES	$ -
COSTOS DE VENTAS	-
Utilidad bruta	-
GASTOS DE ADMINISTRACION (Nota 10)	484.131
Pérdida operacional	484.131
UTILIDAD MÉTODO DE PARTICIPACIÓN (Nota 9)	25.136.972
GASTOS NO OPERACIONALES (Nota 11)	(754.450)
GASTOS FINANCIEROS (Nota 12)	(78)
Utilidad antes de impuesto de renta	23.898.313
IMPUESTO DE RENTA	-
RESULTADO NETO DEL PERÍODO	$ 23.898.313
NÚMERO DE ACCIONES (Nota 8)	212.750.000.000
RESULTADO NETO POR ACCIÓN	$ 0,11

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

HENRY NAVARRO SANCHEZ
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILE SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR EL PERÍODO COMPRENDIDO ENTRE 12 DE FEBRERO DE 2009 (FECHA DE CONSTITUCIÓN) Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009
(En miles de pesos colombianos)

	Capital suscrito y pagado	Resultado neto del periodo	Total patrimonio de los accionistas
APORTE DE CAPITAL	$ 212.750.000	$ -	$ 212.750.000
Resultado neto del período	-	23.898.313	23.898.313
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009	$ 212.750.000	$ 23.898.313	$ 236.648.313

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

HENRY NAVARRO SANCHEZ
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.

ESTADO DE CAMBIO EN LA SITUACIÓN FINANCIERA
POR EL PERÍODO COMPRENDIDO ENTRE 12 DE FEBRERO DE 2009 (FECHA DE CONSTITUCIÓN) Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009
(En miles de pesos colombianos)

	Del 12 de febrero al 31 de diciembre de 2009
CAPITAL DE TRABAJO OBTENIDO DE:	
Aumento en el capital	$ 212.750.000
Aumento en otros pasivos	5.934.991
Total capital de trabajo obtenido	218.684.991
CAPITAL DE TRABAJO UTILIZADO EN:	
Resultado neto del período	23.898.313
Partidas que no requirieron capital de trabajo:	
Amortizaciones	299.784
Utilidad método de participación	(25.136.972)
Provisión de inversiones	754.450
Capital de trabajo utilizado en las operaciones	(184.425)
Aumento de inversiones permanentes	(203.942.172)
Aumento en otros activos	(14.389.631)
Total capital de trabajo utilizado	(218.516.228)
AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ 168.763
CAMBIOS NETOS EN LOS COMPONENTES DEL CAPITAL DE TRABAJO:	
Efectivo	$ 178.939
Cuentas por pagar	(10.176)
AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ 168.763

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de la Empresa.

HENRY NAVARRO SANCHEZ
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILE SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO
POR EL PERÍODO COMPRENDIDO ENTRE 12 DE FEBRERO DE 2009 (FECHA DE CONSTITUCIÓN) Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009
(En miles de pesos colombianos)

	Del 12 de febrero al 31 de diciembre de 2009
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:	
Resultado neto del período	$ 23.898.313
Ajustes para conciliar el resultado con el efectivo neto (usado en) provisto por las actividades de operación:	
Amortizaciones	299.784
Utilidad método de participación	(25.136.972)
Provisión de inversiones	754.450
	(184.425)
Cambios en activos y pasivos de operación, neto:	
Cuentas y documentos por pagar	5.945.167
Fondos netos provistos por las actividades de operación	5.760.742
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:	
Aumento de otros activos	(14.389.631)
Aumento de inversiones permanentes	(203.942.172)
Fondos netos usados en las actividades de inversión	(218.331.803)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:	
Aportes de capital	212.750.000
Fondos netos provistos por las actividades de financiación	212.750.000
CAMBIOS NETOS EN EL EFECTIVO	178.939
EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	-
EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	$ 178.939

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de la Empresa.

HENRY NAVARRO SANCHEZ
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

DIANA YAMILE ARCILA SABOGAL
Revisor Fiscal T.P. 116.710-T
(Ver mi informe adjunto)
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL PERIODO COMPRENDIDO ENTRE EL 12 DE FEBRERO DE 2009 (FECHA DE CONSTITUCIÓN) Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009
(En miles de pesos colombianos, excepto cuando se indique lo contrario)

1. ENTE ECONÓMICO Y OPERACIONES

Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. (en adelante DECSA), es una sociedad anónima organizada como una empresa de servicios públicos domiciliarios bajo las leyes colombianas. DECSA fue constituida mediante escritura pública N° 1462 del 11 de febrero de 2009 de la Notaría treinta y ocho de Bogotá D.C. inscrita en la Cámara de Comercio el 12 de febrero de 2009.

El objeto social de DECSA consiste en distribuir y comercializar energía eléctrica, así como ejecutar todas las actividades afines, conexas y complementarias y relacionadas a la distribución y comercialización de energía, la realización de obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica. También puede celebrar todo tipo de acuerdos, convenios, contratos y negocios jurídicos relacionados con su objeto social. Su duración legal es indefinida.

Operador Idóneo - El Departamento de Cundinamarca, según el reglamento de enajenación, definió como operador idóneo a la sociedad Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P., para conjuntamente adquirir la participación accionaria que la Nación Ministerio de Minas y Energía poseía en la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.

La sociedad Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P., se encuentra controlada por la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., siendo el otro socio de esta compañía CODENSA S.A. E.S.P.

DECSA es una subsidiaria de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., (en adelante EEB) en el 51%. EEB una empresa de servicios públicos domiciliarios dedicada a la transmisión de energía y que posee un portafolio de inversiones en el sector de energía (generación, transmisión, distribución y comercialización) y en transporte y distribución de gas natural, la cual se encuentra controlada por el Distrito Capital de Bogotá.

El proceso se realizó a través de una invitación directa al Departamento de Cundinamarca y su operador idóneo y se instrumentalizó en un contrato interadministrativo de compraventa de acciones, bajo la modalidad de precio mínimo secreto, el cual plantea las siguientes restricciones:

- DECSA no puede enajenar la participación accionaria en EEC dentro de los tres años siguientes a la fecha de cierre, sin autorización previa y escrita de la Nación- Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar a favor de la Nación- Ministerio de Hacienda y Crédito Público una sanción pecuniaria del 50% del valor de las acciones.

- DECSA podrá enajenar una acción de las que adquiera EEC, siempre y cuando; i) después de dicha enajenación, DECSA continúe detentando, al menos la mitad más una de las acciones con derecho a voto de EEC, ii) dicha enajenación se realice a una persona jurídica que cumpla con los siguientes requisitos: a) Al menos el 51% del capital suscrito y pagado deberá ser público; b) deberá existir control público en dicha persona jurídica; c) deberá ser una empresa de servicios públicos domiciliarios, y d) deberá haber sido constituida al menos un año antes de la fecha de presentación del sobre de precalificación, iii) dicha persona jurídica constituya prenda abierta sin tenencia a favor de la Nación- Ministerio de Minas y Energía sobre dicha acción con el fin de garantizar el pago de la multa en el evento en que se enajena dicha acción.

- El departamento y municipios que adquieran acciones, podrán adquirir acciones de propiedad de DECSA, siempre y cuando DECSA mantenga al menos un número de acciones igual a la mitad más una de las acciones con derecho a voto.

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La Empresa se rige principalmente por la Ley 142 ó Estatuto de Servicios Públicos, la Ley 143, que estableció las disposiciones que norman las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, sus estatutos, los acuerdos marcos de inversión y las demás disposiciones contenidas en el Código de Comercio.

Las Leyes 142 y 143 del 11 de Julio de 1994 establecieron una nueva estructura de competencia, el régimen económico, tarifario y de subsidios para las ventas de electricidad y demás aspectos de operación y regulación del sector.

3. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Los estados financieros fueron preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, los cuales están prescritos por disposiciones legales. Asimismo, aplica el Plan de Contabilidad para Entes Prestadores de Servicios Públicos, expedido por la Superintendencia de Servicios Públicos. Ciertos principios contables aplicados por la Empresa que están de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, podrían no estar de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en otros países.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas por la Empresa:

a. *Unidad monetaria* - De acuerdo con disposiciones legales, la unidad monetaria utilizada por la Empresa para su contabilidad es el peso colombiano.

b. *Período contable* - La Empresa tiene definido por estatutos efectuar un corte de sus cuentas, preparar y difundir estados financieros de propósito general una vez al año, al 31 de diciembre.

c. *Materialidad* - Los estados financieros y las notas incluyen los ajustes, reclasificaciones y revelaciones requeridas por las disposiciones legales. Con base en la información analizada durante el cierre de los estados financieros y hasta la fecha de elaboración de este informe,

la administración de la Compañía no conoce de situaciones de excepción en cuantías superiores al 5% de la utilidad neta o de los activos netos que no hubieran sido objeto de registro o revelación en los estados financieros o en las notas sobre los mismos.

d. *Inversiones permanentes* - Las inversiones en acciones en compañías controladas se registran inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se ajustan bajo el método de participación patrimonial, cualquier exceso del valor de mercado o del valor intrínseco sobre el costo ajustado al cierre del ejercicio es contabilizado como valorización, con crédito a la cuenta patrimonial de superávit por valorizaciones. Si al cierre del ejercicio su valor de mercado o su valor intrínseco es menor que el costo ajustado, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

e. *Otros activos*

Intangibles - Se registra principalmente el crédito mercantil adquirido correspondiente a la diferencia entre el costo de adquisición de las inversiones en acciones de capital y el valor intrínseco de las acciones adquiridas. El crédito mercantil es amortizado en un periodo máximo de 20 años por el método de línea recta.

f. *Impuesto de renta* - La provisión para impuestos de renta se determina con base en la utilidad comercial con el objeto de relacionar adecuadamente los ingresos del período con sus costos y gastos correspondientes y se registra por el monto del pasivo estimado. El efecto de las diferencias temporales que implique el pago de un menor o mayor impuesto en el año corriente, calculado a tasas actuales, se registra como un impuesto diferido por pagar o por cobrar según aplique, siempre que exista una expectativa razonable de que dichas diferencias se revertirán.

g. *Uso de estimaciones* - Las políticas contables que sigue la Empresa están de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, lo que requiere que la Administración efectúe ciertas estimaciones y utilice ciertos supuestos para determinar la valuación de algunas de las partidas individuales de los estados financieros y para efectuar las revelaciones que se requiere efectuar en los mismos. Aún cuando pueden llegar a diferir de su efecto final, la administración considera que las estimaciones y supuestos utilizados fueron los adecuados en las circunstancias.

h. *Utilidad neta por acción* - Se determina tomando como base la utilidad neta del ejercicio dividida entre el número de acciones suscritas y pagadas en circulación.

i. *Estado de flujos de efectivo* - Los estados de flujos de efectivo se han preparado de acuerdo al método indirecto.

4. EFECTIVO

	2009
Bancos	$ 178.939

5. INVERSIONES

Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	$ 229.079.144
Menos: Provisión	(754.450)
	$ 228.324.694

El 26 de febrero el Departamento de Cundinamarca y la Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P., resultaron adjudicatarias del proceso de enajenación, correspondiéndole a esta última el 82,34% de las acciones de la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., que hacían parte del paquete accionario de propiedad de la Nación Ministerio de Minas y Energía.

De acuerdo con lo establecido por la normatividad vigente, el valor de la inversión en compañías controladas fue registrado según el método de participación, por lo cual Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. reconoció ingresos no operacionales por $25.136.972 y gastos no operacionales por $754.450.

6. OTROS ACTIVOS, NETO

	2009
Crédito Mercantil Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. (1)	$ 14.389.631
Menos:	
Amortización Crédito Mercantil	(299.784)
	$ 14.089.847

(1) En el mes de febrero de 2009 - DECSA S.A. E.S.P adquirió el 82,34 % del capital accionario del Empresa Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P, representado en 3.268.886.843 acciones por $218.331.803. El valor patrimonial de la inversión era $ 203.942.172 y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por $14.389.631 el cual se está amortizando por el método de línea recta a un plazo máximo de 20 años, de acuerdo con lo establecido en la normatividad vigente.

7. CUENTAS POR PAGAR

	2009
Acreedores (1)	$ 5.944.862
Impuestos por pagar	305
	5.945.167
Menos - Porción corriente	(10.176)
	$ 5.934.991

(1) A 31 de diciembre de 2009 corresponde principalmente a la prima de control por $5.934.991 pendiente de cancelar a la Gobernación de Cundinamarca S.A E.S.P. acordada en la adquisición de la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A E.S.P.

8. PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS

Capital – El capital autorizado es de 214.000.000.000 de acciones de valor nominal de $1 cada una, de las cuales 212.750.000.000 acciones están suscritas y pagadas al 31 de diciembre de 2009, dichas acciones se encuentran distribuidas así:

	Número de acciones	%
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	108.502.500.000	51,00
Codensa S.A. E.S.P.	104.247.500.000	49,00
	212.750.000.000	100,00

9. INGRESOS NO OPERACIONALES

Corresponde a la utilidad por método de participación por $25.136.972 obtenido por la inversión en la Empresa de Energía de Cundinamarca.

10. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

	2009
Servicios	$ 1.700
Honorarios	14.772
Impuestos, gravámenes y tasas	167.594
Gastos legales y notariales	281
Amortización crédito mercantil	299.784
	$ 484.131

11. GASTOS NO OPERACIONALES

Provisión protección de inversiones	$ 754.450

12. GASTOS FINANCIEROS

Comisiones	$ 78

13. REFORMA TRIBUTARIA

A continuación se resumen las modificaciones más importantes al régimen tributario colombiano para los años 2010 y siguientes, introducidas por la ley 1370 del 30 de diciembre de 2009:

- Establece que por el año 2011 el impuesto al patrimonio sea calculado con base en el valor del patrimonio líquido poseído el 1° de enero del año 2011. La tasa aplicable será de 2.4% para patrimonios cuya base gravable este entre $3.000 y $5.000 millones y de 4.8% para patrimonios cuya base gravable sea igual o superior a $5.000 millones. Dicho impuesto seria causado una sola vez y pagadero en 8 cuotas entre 2011 y 2014. Se mantiene la opción de registrar este impuesto contra la cuenta de revalorización del patrimonio. No hace parte de la base gravable el valor patrimonial neto de la inversión en acciones de sociedades nacionales.

- A partir del período gravable 2010, la deducción de las inversiones realizadas en activos fijos reales productivos pasa del 40% al 30% del valor de la inversión.

Gas Natural de Lima y Callao S.A.

Dictamen de los Auditores Independientes

Estados Financieros
Años Terminados el 31 de Diciembre de 2010 y 2009

Deloitte.

Beltrán, Gris y Asociados S. Civil de R.L.
Las Begonias 441, Piso 6
San Isidro, Lima 27
Perú
Tel: +51 (1) 211 8585
Fax: +51 (1) 211 8586
www.deloitte.com/pe

DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Accionistas y Directores de
Gas Natural de Lima y Callao S.A.

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de Gas Natural de Lima y Callao S.A. (una subsidiaria de AEI Perú Holdings LTD.), que comprenden el balance general al 31 de diciembre de 2010 y 2009 (reexpresado), y los estados de ganancias y pérdidas, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, así como el resumen de políticas contables significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidad de la Gerencia sobre los Estados Financieros

La Gerencia es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener el control interno que sea relevante en la preparación y presentación razonable de los estados financieros para que estén libres de errores materiales, ya sea como resultado de fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas; y realizar las estimaciones contables razonables de acuerdo con las circunstancias.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros basada en nuestras auditorías. Nuestras auditorías fueron realizadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Perú. Tales normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable que los estados financieros estén libres de errores materiales.

Una auditoría comprende la ejecución de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, que incluye la evaluación del riesgo de que los estados financieros contengan errores materiales, ya sea como resultado de fraude o error. Al efectuar esta evaluación de riesgo, el auditor toma en consideración el control interno de la compañía que es relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, a fin de diseñar procedimientos de auditoría de acuerdo con las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la compañía. Una auditoría también comprende evaluar si los principios de contabilidad aplicados son apropiados, y si las estimaciones contables realizadas por la Gerencia son razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Deloitte se refiere a Deloitte Touche Tohmatsu, una asociación suiza, o a una o más integrantes de su red de firmas miembros, cada una de las cuales constituye una entidad separada e independiente desde el punto de vista legal. Una descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu y sus firmas miembros puede verse en el sitio web www.deloitte.com/pe

Miembro de Deloitte Touche Tohmatsu

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para sustentar nuestra opinión de auditoría.

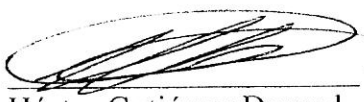
Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros antes indicados presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Gas Natural de Lima Callao S.A. al 31 de diciembre de 2010 y 2009 (reexpresado), los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú.

Enfasis en otros asuntos

Como se explica en la Nota 2 (a) a los estados financieros, debido a cambios en el contrato BOOT de la concesión (Nota 1), la Compañía ha evaluado y concluido que se encuentra dentro del alcance de aplicación de la CINIIF 12 – Contratos de Concesión. Como resultado de lo anterior, la Compañía ha reconocido como intangible el derecho otorgado por el Estado Peruano a través del contrato BOOT de la concesión de cobrar a los usuarios por los servicios de distribución de gas. Los estados financieros de 2009, previamente reportados, han sido reexpresados para reflejar este ajuste como si la adopción de la política contable hubiera sido aplicada desde el período comparativo más antiguo.

Beltran Gris & Asociados, S. Civil de R.L.
Refrendado por:



(Socio)
Héctor Gutiérrez Durand
CPC Matrícula No.37527

18 de febrero de 2011

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

BALANCES GENERALES
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009 (REEXPRESADO)

ACTIVO	Notas	2010 US$000	2009 US$000 (Nota 2(a))
ACTIVO CORRIENTE:			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4	24,015	16,275
Cuentas por cobrar comerciales, neto	5	31,698	16,285
Otras cuentas por cobrar	7	4,164	3,420
Existencias, neto	8	13,506	11,061
Impuestos por recuperar	9	667	144
Gastos contratados por anticipado	10	1,714	1,252
Total activo corriente		75,764	48,437
ACTIVO NO CORRIENTE:			
Otras cuentas por cobrar	7	136	110
Cuentas por cobrar comerciales, neto	5	3,860	2,353
Impuestos por recuperar	9	16,093	14,457
Terrenos, maquinaria y equipo, neto	11	3,584	5,143
Activos intangibles, neto	12	189,955	147,021
Activo por impuesto a la renta diferido	29	-	257
Gastos contratados por anticipado	10	48	48
Total activo no corriente		213,676	169,389
TOTAL ACTIVO		289,440	217,826

PASIVO Y PATRIMONIO NETO	Notas	2010 US$000	2009 US$000 (Nota 2(a))
PASIVO CORRIENTE:			
Obligaciones financieras	16	242	8,400
Cuentas por pagar comerciales	13	17,917	10,944
Cuentas por pagar a partes relacionadas	6	3,285	820
Impuesto a la renta y participación de los trabajadores corriente	14	603	2,050
Otras cuentas por pagar	15	19,866	5,993
Total pasivo corriente		41,913	28,207
PASIVO NO CORRIENTE:			
Obligaciones financieras	16	66,631	19,142
Cuentas por pagar a partes relacionadas	6	47,000	47,000
Otras cuentas por pagar	15	14,269	15,635
Pasivo por impuesto a la renta diferido	29	642	-
Provisiones	17	1,893	2,202
Ingresos diferidos	18	1,883	-
Total pasivo no corriente		132,318	83,979
TOTAL PASIVO		174,231	112,186
PATRIMONIO NETO:			
Capital social	19	98,301	98,301
Reserva legal	20	772	70
Resultados acumulados	21	16,136	7,269
TOTAL PATRIMONIO NETO		115,209	105,640
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO		289,440	217,826

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

ESTADOS DE GANANCIAS Y PERDIDAS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009 (REEXPRESADO)

	Notas	2010 US$000	2009 US$000 (Nota 2(a))
INGRESOS OPERACIONALES			
Ventas netas:			
Ingreso por servicio de distribución de gas natural	22	156,236	109,242
Garantía por red principal	18	-	301
Total		156,236	109,543
Otros ingresos operacionales:			
Intereses por financiamiento a clientes		761	378
Ingreso por servicios de administración, operación y mantenimiento - partes relacionadas	6	506	523
Total		1,267	901
Total ingresos operacionales		157,503	110,444
COSTO DE SERVICIO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL	23	(117,336)	(82,795)
UTILIDAD BRUTA		40,167	27,649
Gastos de administración	24	(14,913)	(10,405)
Gastos de comercialización	25	(5,257)	(2,300)
Otros ingresos		746	152
Otros gastos		-	(511)
Total		(19,424)	(13,064)
UTILIDAD OPERATIVA		20,743	14,585
Ingresos financieros	26	482	453
Gastos financieros	27	(7,644)	(5,473)
Ganancia por diferencia en cambio, neta	3 (a)	173	1,320
Total		(6,989)	(3,700)
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA		13,754	10,885
Impuesto a la renta	28	(4,185)	(3,431)
UTILIDAD NETA		9,569	7,454
Utilidad básica y diluída por acción común (en dólares estadounidenses)	30	0.097	0.092

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009

	Capital Social (Nota 19) US$000	Reserva Legal (Nota 20) US$000	Resultados Acumulados US$000	Total US$000
Saldos al 31 de diciembre de 2008	48,301	-	(115)	48,186
Aportes de capital	50,000	-	-	50,000
Transferencia	-	70	(70)	-
Utilidad neta	-	-	7,454	7,454
Saldos al 31 de diciembre de 2009 (Nota 1)	98,301	70	7,269	105,640
Transferencia	-	702	(702)	-
Utilidad neta	-	-	9,569	9,569
Saldos al 31 de diciembre de 2010	98,301	772	16,136	115,209

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009 (REEXPRESADO)

	2010 US$000	2009 US$000 (Nota 2(a))
ACTIVIDADES DE OPERACION:		
Cobros por ingresos de servicios de distribución y por garantía de servicio por red principal	170,661	125,913
Otros cobros de operación	364	1,687
Pago a proveedores	(139,144)	(99,232)
Pago de remuneraciones y beneficios sociales	(11,792)	(7,754)
Pago de tributos	(7,084)	(7,026)
Pago de intereses	(3,465)	(4,962)
Otros pagos de operación	(1,958)	(2,959)
Efectivo neto proveniente de actividades de operación	7,582	5,667
ACTIVIDADES DE INVERSION:		
Compra de terrenos, maquinarias y equipo y obras en curso	(885)	(1,713)
Aumento en activos intangibles	(37,675)	(48,864)
Venta de activos fijos e intangibles	-	60
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(38,560)	(50,517)
ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:		
Aumento en obligaciones financieras	69,856	4,000
Pago de obligaciones financieras	(30,428)	(53,206)
Préstamos recibidos de partes relacionadas	-	47,000
Aportes de capital	-	50,000
Aporte Financiero y Sobrecargo	(710)	6,042
Efectivo neto proveniente de actividades de financiamiento	38,718	53,836
AUMENTO NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO	7,740	8,986
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL COMIENZO DEL AÑO	16,275	7,289
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	24,015	16,275

(Continúa)

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009 (REEXPRESADO)

	2010 US$000	2009 US$000 (Nota 2(a))
CONCILIACION DE LA UTILIDAD NETA CON EL EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO NETO PROVENIENTE DE ACTIVIDADES DE OPERACION:		
Utilidad neta	9,569	7,454
Ajustes a la utilidad neta:		
Depreciación y amortización	8,351	5,543
Provisión cuentas de cobranza dudosa	165	72
Provisión por desvalorización de existencias	41	109
Impuesto a la renta diferido	873	(110)
Pérdida en venta y retiro de activos fijos	54	71
Recupero de provisiones, neto	(309)	(80)
(Aumento) disminución en activos:		
Cuentas por cobrar comerciales	(17,025)	(4,018)
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	-	82
Otras cuentas por cobrar	(737)	(559)
Existencias	(2,486)	(2,162)
Impuestos por recuperar	(2,303)	(4,838)
Gastos contratados por anticipado	(467)	(489)
Aumento (disminución) en pasivos:		
Cuentas por pagar comerciales	(4,342)	2,916
Cuentas por pagar a partes relacionadas	2,465	154
Impuesto a la renta y participación de los trabajadores corriente	(1,447)	1,768
Otras cuentas por pagar	13,297	810
Ingresos diferidos	1,883	(1,056)
Efectivo y equivalentes de efectivo neto proveniente de actividades de operación	7,582	5,667
Transacciones de inversión y de financiamiento que no representan flujos de efectivo:		
Derechos de sistema de compensación pendientes de pago	11,220	-
Transferencia de activo fijo a intangibles	1,824	101

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

1. IDENTIFICACION DE LA COMPAÑIA Y ACTIVIDAD ECONOMICA

Gas Natural de Lima y Callao S.A. (en adelante la Compañía) fue constituida en Lima, Perú, el 8 de febrero de 2002, e inició sus operaciones comerciales de distribución de gas natural el 20 de agosto de 2004. La Compañía es una subsidiaria de AEI de Estados Unidos de América desde junio de 2007, la cual a través de AEI Perú Holdings LTD (en adelante AEI) y de Promigas S.A. ESP, posee el 100% de las acciones con derecho a voto representativas de capital social.

La actividad económica principal de la Compañía es la distribución de gas natural, incluyendo la comercialización de equipos, su instalación, mantenimiento y la realización de actividades vinculadas a los hidrocarburos y/o su distribución, actividad que representa su segmento principal de operación; no siendo relevante informar otros segmentos de operación por sus otros ingresos operacionales dado que son menores a los umbrales cuantitativos requeridos por la NIIF 8.

El domicilio legal de la Compañía, donde se encuentran sus oficinas administrativas, es Av. Primavera N° 1878, Monterrico, Santiago de Surco, Lima, Perú.

Aprobación de estados financieros

Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2010 y los reexpresados por el 2009 han sido autorizados para su emisión por la Gerencia de la Compañía. Estos estados financieros serán presentados al Directorio, y luego puestos a consideración de la Junta General Obligatoria Anual de Accionistas que se realizará dentro de los plazos de ley para su aprobación definitiva. Los estados financieros de la Compañía por el año terminado el 31 de diciembre de 2009 (previamente reportados) fueron aprobados por la Junta General Obligatoria Anual de Accionistas realizada el 26 de marzo de 2010.

Acuerdo de fusión

Con fecha 18 de mayo de 2009, la Junta General de Accionistas de la Compañía y la Junta General de Socios de Compañía Peruana de Servicios Energéticos S.A. (en adelante COPESER) aprobaron la fusión de ambas compañías con fecha efectiva 1 de junio de 2009, por la cual la Compañía absorbió a COPESER, que se disolvió sin liquidarse. Esta transacción se efectuó con el objetivo de consolidar las distintas actividades bajo una misma empresa. Esta transacción ha sido considerada como una combinación de entidades bajo control común, y se encuentra fuera del alcance de la NIIF 3, por tal motivo no se ha aplicado el método contable de la adquisición.

A la fecha efectiva de la fusión, COPESER presentaba la siguiente información financiera:

	2009 US$000
Activos:	
Efectivo y equivalentes de efectivo	41
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	1,944
Otras cuentas por cobrar	86
Gastos contratados por anticipado	364
Activo fijo, neto	1,785
Activos intangibles, neto	542
Impuesto a la renta y participación de los trabajadores diferido	76
Total	4,838
Pasivos:	
Obligaciones financieras	657
Cuentas por pagar comerciales	227
Cuentas por pagar a partes relacionadas	6
Otras cuentas por pagar	1,156
Total	2,046
Posición activa neta	2,792

Principales Contratos de Operación y Convenios

(a) Contrato de Concesión de Distribución - BOOT

Por medio del Convenio de Cesión de Posición Contractual (el convenio) suscrito el 2 de mayo de 2002, con la participación del Estado Peruano, como "Concedente"; y la intervención de la Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. – ETECEN, como "Empresa Recaudadora"; Tecgas N.V., como "Operador Estratégico Precalificado de Transporte"; y Tractebel S.A. (hoy GDF SUEZ Tractebel S.A., antiguo accionista de la Compañía), como "Operador Estratégico Precalificado de Distribución", la Compañía recibió a título gratuito, de Transportadora de Gas del Perú S.A. (Cedente), todos los derechos y las obligaciones del Contrato BOOT de Concesión para la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao (el contrato) y la explotación de los bienes de la concesión.

Mediante este Contrato, la Compañía tiene el derecho de distribuir gas natural vía red de ductos en el departamento de Lima y la provincia constitucional del Callao entre la puesta en operación comercial y el vencimiento del plazo del Contrato, que se

establece en 33 años contados a partir del 9 de diciembre de 2000. Al vencimiento del contrato, la Compañía podrá solicitar la prórroga del plazo con una anticipación no menor de 4 años a la fecha de su vencimiento o de cualquiera de sus prórrogas. Cada plazo de prórroga no podrá ser superior a 10 años y podrá otorgarse sucesivamente, sin sobrepasar un plazo máximo acumulado de 60 años.

Con fecha 25 de junio de 2007, se modificó el Contrato BOOT de Concesión con el principal objetivo de incorporar como nuevo operador estratégico precalificado de distribución a AEI Perú Holdings LTD., como consecuencia de la transferencia de acciones efectuada con fecha 28 de junio de 2007.

Asimismo, con fecha 6 de mayo de 2010, el Estado Peruano, debidamente representado por el Ministerio de Energía y Minas y la Compañía, suscribieron una modificación al Contrato a fin de incorporar al mismo, entre otros, los lineamientos base y el esquema de fijación de la Tarifa Única de Distribución aplicable en toda el Área de Concesión.

Asimismo, posteriormente y con fecha 22 de julio de 2010 el Estado Peruano, debidamente representado por el Ministerio de Energía y Minas y la Compañía, suscribieron una Aclaración del Contrato BOOT por medio de la cual consignó expresamente que la Tarifa Única de Distribución sólo se establecería de acuerdo a categorías de cliente o consumidores según rangos de consumo.

Bajo este Contrato, la Compañía asume, principalmente, la responsabilidad de:

- Estar en condiciones de prestar el servicio de distribución, en concordancia con el factor de penetración que el OSINERGMIN establezca; factor que será considerado en los respectivos cálculos tarifarios, a por lo menos 10,000, 30,000 y 70,000 consumidores a los dos, cuatro y seis años, respectivamente, desde la puesta en operación comercial. Para cumplir con esta responsabilidad la Compañía deberá construir las Obras Comprometidas y las Obras del Plan de Crecimiento Comprometido. En caso la Compañía no contara con las condiciones para prestar el servicio al número de consumidores establecido dentro de los plazos indicados, se deberá pagar al concedente US$50 por mes o fracción de mes de atraso, por cada consumidor que falte para cumplir con las metas establecidas hasta un máximo de cuatro meses.

  Sobre el particular, resulta pertinente señalar que:

  i. Actualmente la Compañía se encuentra en proceso de verificación de cumplimiento total de esta obligación con las autoridades correspondientes en la medida que a agosto 2008 la Compañía declaró contar con 78,955 consumidores potenciales y,

  ii. En virtud de lo dispuesto en la última modificación del Contrato BOOT del 6 de mayo de 2010, la Compañía asumió como compromiso adicional al mencionado precedentemente y a partir del 8 de mayo de 2010, fecha de entrada en vigencia de la Tarifa Única de Distribución, estar en condiciones

de prestar efectivamente el Servicio de Distribución por lo menos a la siguiente cantidad de consumidores:

	Año	Consumidores por año	Consumidores por año acumulados
(i)	Al finalizar el primer año	12,000	12,000
(ii)	Al finalizar el segundo año	15,000	27,000
(iii)	Al finalizar el tercer año	18,000	45,000
(iv)	Al finalizar el cuarto año	21,000	66,000
(v)	Al finalizar el quinto año	25,000	91,000
	Total al quinto año	**91,000**	

- Atender la capacidad mínima en la Red de Alta Presión según los controles a establecerse antes de las conexiones a Cementos Lima S.A., la Central Térmica de Santa Rosa (Edegel S.A.A.) y la Central Térmica de Ventanilla (Edegel S.A.A.).

- Cumplir con el cronograma de las actividades de construcción de las Obras Comprometidas Iniciales sin exceder el plazo para la puesta en operación comercial. Dicho cronograma fue cumplido oportunamente por la Compañía, prueba de ello es la devolución de la garantía de fiel cumplimiento, entregada al Estado Peruano para garantizar las obligaciones asumidas.

- Durante la vigencia del período de garantía (durante el cual se aplica el mecanismo de la Garantía por Red Principal) no destinar más del 33% de la capacidad garantizada de la Red de Distribución a sus partes relacionadas, excluyéndose de esta limitación a la capacidad destinada al servicio de los consumidores iniciales o la contratación directamente por éstos, incluyendo a sus respectivos cesionarios o sucesores en los contratos de compra, venta o suministro de gas.

- En virtud de este Contrato la empresa recaudadora pagará mensualmente a la Compañía la Garantía por Red Principal a más tardar tres días calendarios después del último día calendario previsto en el Artículo 136 del Reglamento de la "Ley de Concesiones Eléctricas". Dicho pago se realizará según las mismas reglas que se aplican para el pago del peaje por conexión al Sistema Principal de Transmisión Eléctrica, definido en la "Ley de Concesiones Eléctricas". En caso de incumplimiento, Perupetro S.A., como empresa garante, asumirá la obligación.

Los cargos que la Compañía podrá efectuar al consumidor, de acuerdo a su categoría y condición, comprenden el costo del gas natural, el costo del transporte de gas, el costo de la distribución vía la Red de Alta Presión (o Red Principal), el costo de la distribución vía las "Otras Redes" (o redes secundarias) y los tributos no incorporados en esos conceptos. Resulta pertinente señalar que con la entrada en vigencia de la Tarifa Única de Distribución los conceptos vinculados con la Red Principal y las Otras Redes de Distribución se consolidaron en una única tarifa. Asimismo, el costo del gas natural y el costo del transporte deberán reflejar el traslado del costo unitario correspondiente sin establecer márgenes sobre ellos.

Para garantizar el cumplimiento de las obligaciones a partir de la puesta en operación comercial, la Compañía entregó al concedente una garantía de fiel cumplimiento de (en miles) US$1,000, la misma que debe mantenerse durante la vigencia del contrato de concesión. Al 31 de diciembre de 2010 esta garantía consiste de una carta fianza otorgada por el Banco de Crédito del Perú, con vencimiento el 9 de agosto de 2012, la cual se renueva periódicamente a su vencimiento.

En opinión de la Gerencia, al 31 de diciembre de 2010, la Compañía viene cumpliendo con las responsabilidades asumidas en este Contrato.

(b) Convenio de Estabilidad Jurídica

Mediante adenda de fecha 2 de mayo de 2002, Transportadora de Gas del Perú S.A. cedió a la Compañía su posición contractual sobre el Convenio de Estabilidad Jurídica (Convenio) que le fuera concedido el 5 de diciembre de 2000 por el Estado Peruano (representado por el Ministerio de Energía y Minas). En virtud de esta adenda, el Estado se obliga a garantizar a la Compañía un régimen de estabilidad jurídica, incluyendo el Impuesto a la Renta, durante el plazo de la concesión (hasta el año 2033), de modo que no afecte a la Compañía ningún cambio en el régimen de aplicación del tributo tal como estaba vigente a la fecha de suscripción del Convenio (año 2000). Este Convenio está relacionado con la inversión que sus antiguos accionistas efectuaron en la Compañía, mediante aportes de capital por un importe de (en miles) US$30,000, el cual fue completado en 2003.

(c) Convenio de Garantía

Mediante adenda de fecha 2 de mayo de 2002, Transportadora de Gas del Perú S.A. cedió a la Compañía su posición contractual sobre el convenio de Garantía que le fuera concedido el 9 de diciembre de 2000 por el Estado Peruano (representado por el Ministerio de Energía y Minas). En virtud de esta adenda, el Estado se obliga a garantizar todas las obligaciones, declaraciones, seguridades, y garantías otorgadas por el Estado Peruano en el Contrato, incluyendo el pago de la Garantía por Red Principal a cargo de la empresa recaudadora.

Regulación operativa y normas legales que afectan las actividades del Sector de Hidrocarburos y las actividades de la Compañía

(a) Ley Orgánica de Hidrocarburos

Ley No. 26221, promulgada el 19 de agosto de 1993, cuyo Texto Único Ordenado fue aprobado mediante Decreto Supremo No. 042-2005-EM; y sus diferentes modificatorias y ampliatorias.

(b) Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural

Mediante Ley No. 27133, promulgada el 18 de noviembre de 1999, y su Reglamento aprobado mediante D.S. 040-99-EM, y sus modificatorias, se establecieron las condiciones específicas para la promoción del desarrollo de la industria del gas natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas que incrementen la confiabilidad en el suministro de energía y la competitividad del aparato productivo del país.

Resulta pertinente señalar que mediante Decretos Supremos No. 048-2008-EM y 082-2009-EM, se modificó el Reglamento de Ley de Promoción a fin de (i) permitir la implementación de la Tarifa Unica de Distribución (unificación de la Tarifa por Red Principal y la Tarifa de Otras Redes) a ser aplicada dentro del Area de Concesión de la Compañía, con un periodo tarifario de vigencia de cuatro años y (ii) implementar un mecanismo de compensación relacionado con el no pago de la misma vigente hasta el 31 de diciembre de 2013.

La Tarifa Unica de Distribución deberá cubrir el costo del servicio, pagado mediante los ingresos garantizados y los pagos adelantados por la garantía, más las inversiones y los costos de administración, operación y mantenimiento incrementales eficientes correspondientes a la capacidad adicional que garanticen la adecuada prestación del servicio, teniendo en consideración la demanda actual y la proyección de la misma, así como las restricciones existentes al momento de la instalación. Dentro del procedimiento de regulación de las tarifas únicas de distribución, se aprueba el plan quinquenal de inversiones cuyo costo se incluye en la base tarifaria.

La Tarifa Unica de Distribución, que entró en vigencia en mayo de 2010, permitirá, bajo metodología de reconocimiento de inversiones "roll in", efectuar, las inversiones necesarias para satisfacer las necesidades de todos los usuarios conectados e interesados en conectarse al Sistema de Distribución.

Asimismo, la Tarifa Unica de Distribución está establecida por categoría de usuarios según sus rangos de consumo y se aplicará a todos los consumidores ubicados dentro del Área de Concesión.

(c) Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Mediante Ley N° 26734, promulgada el 27 de diciembre de 1996, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN, cuya finalidad es supervisar las actividades que desarrollan las empresas en los sub-sectores de electricidad e hidrocarburos, velar por la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario y fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesión, así como de los dispositivos legales y normas técnicas vigentes. Asimismo, el OSINERGMIN debe fiscalizar el cumplimiento de los compromisos de inversión de acuerdo a lo establecido en los respectivos contratos.

(d) Ministerio de Energía y Minas

El Ministerio de Energía y Minas, es el organismo central y rector del Sector Energía y Minas, y forma parte integrante del Poder Ejecutivo. El Ministerio de Energía y Minas tiene como finalidad formular y evaluar, en armonía con la política general y los planes del Gobierno, las políticas de alcance nacional en materia del desarrollo sostenible de las actividades minero-energéticas.

Asimismo, el Ministerio de Energía y Minas tiene como objetivo promover el desarrollo integral de las actividades minero-energéticas, normando, fiscalizando y/o supervisando, según sea el caso, su cumplimiento y cautelando el uso racional de los recursos naturales.

(e) Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos

Mediante Decreto Supremo No. 042-99-EM se promulgó el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos que norma entre otros aspectos lo referente a la prestación del servicio público de distribución de gas natural por red de ductos, incluyendo las normas de seguridad, las normas vinculadas a la fiscalización y el procedimiento para el otorgamiento de los derechos de servidumbre. Luego de la promulgación del mencionado reglamento, se dieron diversas modificaciones, emitiéndose el 22 de julio de 2008, mediante Decreto Supremo No. 040-2008-EM, el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.

Una de las principales obligaciones que establece este dispositivo es aquella según la cual las empresas concesionarias deben atender el suministro requerido dentro de los sesenta días hábiles cuando hay infraestructura en la zona, o dentro de los doce meses siguientes en caso no la hubiera, siempre que el suministro sea técnica y económicamente viable.

(f) Resolución OSINERGMIN No. 056-2009-OS/CD

El 17 de diciembre de 2009 entró en vigencia la Resolución OSINERGMIN No. 056-2009-OS/CD, mediante la cual se aprueba el nuevo Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros de Gas Natural que deja sin efecto la Resolución OSINERGMIN No. 263-2005-OS/CD y que tienen por finalidad establecer los lineamientos para la determinación de la viabilidad técnica-económica de nuevos suministros de gas natural a que se refiere el Reglamento de Distribución

(g) Contrato de servicios a parte relacionada

Actualmente la Compañía, mantiene suscrito un contrato con Fénix Power S.A. (parte relacionada) por el cual le presta hasta febrero de 2011 servicios de asistencia administrativa y financiera.

Asimismo, la Compañía mantiene suscrito un Contrato de Asesoría de Servicio Téenico con la empresa Promigas S.A. E.S.P., en virtud del cual, la última presta asesoría técnica a la Compañía en el desarrollo, entre otras, de las actividades comerciales, de ingeniería, constructivas y de operación y mantenimiento vinculadas con Servicio de Distribución y el Sistema de Distribución.

2. POLITICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

Las políticas contables significativas utilizadas por la Compañía en la preparación y presentación de sus estados financieros son las siguientes:

(a) Base de preparación y presentación

Los estados financieros se preparan y presentan de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú (PCGA en Perú), los cuales comprenden las Normas e Interpretaciones emitidas o adoptadas por el IASB (International Accounting Standards Board), las cuales incluyen las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC), y las Interpretaciones emitidas por el Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF), o por el anterior Comité Permanente de Interpretación (SIC) - adoptadas por el IASB, oficializadas por el Consejo Normativo de Contabilidad (CNC) para su aplicación en Perú.

Las normas oficializadas en Perú por el Consejo Normativo de Contabilidad (CNC) al 31 de diciembre de 2010, son las versiones vigentes internacionalmente a la fecha de aprobación del CNC y que corresponde a las NIIF de la 1 a la 8, las NIC de la 1 a la 41, las CINIIF 1 a la 14, las SIC de la 1 a la 32 (excepto las derogadas).

En la preparación y presentación de los estados financieros de 2010 y 2009, la Compañía ha observado el cumplimiento de las Normas e Interpretaciones antes mencionadas que le son aplicables, de acuerdo con las Resoluciones emitidas por el CNC.

Adopción plena de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)

Mediante Resolución No. 102-2010-EF/94.01.1 de fecha 14 de octubre de 2010, CONASEV dispuso que todas las personas jurídicas que se encuentren bajo el ámbito de su supervisión deberán preparar sus estados financieros con observancia plena de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), que emita el IASB vigentes internacionalmente, precisando en las notas una declaración en forma explícita y sin reserva sobre el cumplimiento de dichas normas. Concordante con esta resolución para el caso de la Compañía, la preparación y presentación de los primeros estados financieros en los que se apliquen plenamente las NIIF será la información financiera auditada anual al 31 de diciembre de 2011, y se efectuará de conformidad con lo dispuesto en la NIIF 1 "Adopción por Primera Vez de las Normas Internacionales de Información Financiera".

Nuevos pronunciamientos contables

Se han publicado internacionalmente las siguientes normas y modificaciones a las normas e interpretaciones existentes (mencionadas en el primer párrafo del acápite a) emitidas o adoptadas por el IASB, las cuales podrían tener impacto en los estados financieros de 2011:

Marco Conceptual (revisado septiembre 2010)
NIIF 1 "Adopción por primera vez de las NIIF" (enmendada mayo 2010)
NIIF 2 "Pagos basados en acciones" (enmendada junio 2009)
NIIF 3 "Combinaciones de negocios" (enmendada mayo 2010)
NIIF 5 "Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas" (enmendada abril 2009)
NIIF 7 "Instrumentos financieros: información a revelar" (enmendada mayo 2010)
NIIF 8 "Segmentos de Operación" (enmendada abril 2009)
NIC 1 "Presentación de estados financieros" (enmendada mayo 2010)
NIC 7 "Estado de Flujos de Efectivo" (enmendada abril 2009)
NIC 16 "Propiedades, planta y equipo" (enmendada mayo 2008)
NIC 17 "Arrendamientos" (enmendada abril 2009)
NIC 18 "Ingresos de actividades ordinarias" (enmendada abril 2009)
NIC 19 "Beneficios a los empleados" (enmendada mayo 2008)
NIC 20 "Contabilización de las subvenciones del Gobierno e información a revelar sobre ayudas gubernamentales" (enmendada mayo 2008)
NIC 23 "Costos por préstamos" (enmendada mayo 2008)
NIC 24 "Información a revelar sobre Partes Relacionadas" (enmendada noviembre 2009)
NIC 27 "Estados financieros consolidados y separados" (enmendada mayo 2010)
NIC 28 "Inversiones en asociadas" (enmendada mayo 2008)
NIC 29 "Información financiera en economías hiperinflacionarias" (enmendada mayo 2008)
NIC 31 "Participaciones en negocios conjuntos" (enmendada mayo 2008)
NIC 32 "Instrumentos financieros: Presentación" (enmendada octubre 2009)
NIC 34 "Información Financiera Intermedia" (enmendada mayo 2010)
NIC 36 "Deterioro del valor de los activos" (enmendada abril 2009)
NIC 38 "Activos intangibles" (enmendada abril 2009)
NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición" (enmendada abril 2009)
NIC 40 "Propiedades de Inversión" (enmendada mayo 2008)
NIC 41 "Agricultura" (enmendada mayo 2008)
CINIIF 8 "Alcance de la NIIF 2" (revisada en junio 2009)
CINIIF 9 "Nueva evaluación de Derivados Implícitos" (enmendada abril 2009)
CINIIF 11 "NIIF 2 – Transacciones con acciones propias y del Grupo" (revisada junio 2009)
CINIIF 13 "Programas de Fidelización de Clientes" (enmendada mayo 2010)
CINIIF 14 "NIC 19 - El Límite en un activo por beneficios definidos, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su interacción" (enmendada noviembre 2009)
CINIIF 15 "Acuerdos para la construcción de inmuebles" (emitida julio 2008)
CINIIF 16 "Cobertura de una inversión neta en un negocio en el extranjero" (enmendada abril 2009)
CINIIF 17 "Distribuciones, a propietarios de activos, distintos al efectivo" (enmendada noviembre 2008)

CINIIF 18 "Transferencia de Activos de Clientes" (emitida enero 2009)
CINIIF 19 "Cancelación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio" (emitida noviembre 2009)

La Gerencia de la Compañía está evaluando el impacto que estas Normas tendrán en los estados financieros de 2011 en adelante.

Nuevos Pronunciamientos Contables aprobados internacionalmente a ser aplicados después del año 2011

NIIF 1 "Adopción por primera vez de las NIIF" (enmendada diciembre 2010)
NIIF 7 "Instrumentos financieros: información a revelar" (enmendada octubre 2010)
NIIF 9 "Instrumentos financieros: clasificación y medición" (enmendada noviembre 2009)
NIC 12 "Impuesto a las ganancias" (enmendada diciembre 2010)

Adopción de política contable

En 2010, la Gerencia ha analizado las modificaciones al contrato BOOT (Nota 1) efectuadas en el año, y ha concluido que se encuentra dentro del alcance de aplicación de la CINIIF 12 – Contratos de Servicios de Concesión. El cambio principal, que afecta la aplicación desde el año 2010 de la CINIIF 12, se refiere al control remanente que puede ejercer el concedente sobre los activos de la concesión. El contrato BOOT considera un pago al término de la concesión equivalente al valor en libros de los activos, el cual con la modificación efectuada en 2010, lo limita únicamente al valor contable de los activos bajo la metodología del costo, y excluye explícitamente la opción de su registro al valor razonable. Ante este cambio, la Gerencia considera haber perdido control sobre el valor remanente de los activos y por tanto concluye que su contrato BOOT entra en el alcance de la CINIIF 12. En el acápite (k) se explica el tratamiento contable y aplicación de la CINIIF 12 a la Compañía.

La adopción de la CINIIF 12 en 2010, ha sido contabilizada efectuando la reexpresión de los saldos iniciales para efectos comparativos. El efecto reconocido en los saldos iniciales al 1 de enero de 2009 fue una transferencia de inmuebles maquinaria y equipos a activos intangibles de (en miles) US$108,560, neto, y una transferencia de ingresos diferidos por Garantía de Red Principal cobrada por anticipado contra el valor de la concesión por (en miles) US$7,758.

Cambio no material en política contable

De acuerdo a las aclaraciones del Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF) efectuadas en setiembre y noviembre de 2010, estas concluyen, entre otros temas, que la participación de los trabajadores debe ser registrada de acuerdo con la NIC 19 Beneficios a los Empleados y no por analogía con la NIC 12 Impuesto a las Ganancias o la NIC 37 Provisiones, .Pasivos Contingentes y Activos Contingentes. En consecuencia, se concluye que el reconocimiento de la participación de los trabajadores debe registrarse sólo por los gastos de compensación relacionados con servicios prestados en el ejercicio; y consecuentemente no debe de registrarse un activo o pasivo diferido por las diferencias temporales a que se refiere la NIC 12.

Como resultado de lo anterior, y del Oficio recibido en 2010 de la CONASEV, la Compañía cambió la política contable que venía aplicando hasta el 31 de diciembre de 2009 de registrar la participación de los trabajadores diferida. Este cambio en política contable ha sido evaluado como no material y se registró disminuyendo el pasivo por impuesto a la renta diferido en (en miles) US$18 y disminuyendo el resultado del ejercicio 2010. Asimismo en el estado de ganancias y pérdidas de 2009 (reexpresado) el gasto de participaciones diferidas del año 2009 ha sido reclasificado a costo de servicio de distribución de gas natural, gastos de administración y gastos de comercialización, dentro del resultado operativo.

(b) Moneda funcional y de presentación, transacciones en moneda local y contabilidad en moneda extranjera

La Compañía prepara y presenta sus estados financieros en dólares estadounidenses, que es la moneda funcional que le corresponde. La moneda funcional es la moneda del entorno económico principal en el que opera una entidad, aquella que influye en los precios de venta de los servicios y bienes que comercializa, entre otros factores.

Contabilidad en moneda extranjera

Mediante Decreto Supremo 151-2002-EF de fecha 26 de setiembre de 2002, se establecieron disposiciones para que los contribuyentes que suscribieron contratos con el Estado Peruano y recibido y/o efectuado inversión extranjera directa, puedan llevar su contabilidad en moneda extranjera. En este sentido, la Compañía al haber suscrito diversos convenios de cesión de posición contractual de contratos suscritos con el Estado Peruano, descritos en la Nota 1 a los estados financieros, está legalmente facultada y por lo tanto lleva su contabilidad en dólares estadounidenses.

Transacciones en moneda local

Las transacciones en moneda local se convierten a dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente a la fecha de las mismas. Al 31 de diciembre de 2010, los saldos monetarios en nuevos soles están expresados en dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente a esa fecha de US$0.356 (US$0.346 en 2009) por S/.1.00.

(c) Uso de estimaciones

La preparación de los estados financieros requiere que la Gerencia realice estimaciones y supuestos para la determinación de saldos de activos, pasivos y montos de ingresos y gastos, y para revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros. Si más adelante ocurriera algún cambio en las estimaciones o supuestos debido a variaciones en las circunstancias en las que estuvieron basadas, el efecto del cambio sería incluido en la determinación de la utilidad o pérdida neta del ejercicio en que ocurra el cambio, y de ejercicios futuros, de ser el caso. Las estimaciones significativas relacionadas con los estados financieros son la provisión de servicios no facturados, la provisión por deterioro de cuentas por cobrar, la provisión para desvalorización de existencias, la vida útil

asignada a la maquinaria y equipo y a los activos intangibles, la determinación del valor razonable de los activos y pasivos financieros valuados al costo amortizado, las provisiones diversas y el impuesto a la renta.

(d) Cuentas por cobrar comerciales

Las cuentas por cobrar comerciales se registran a su valor nominal y están presentadas netas de provisión por deterioro, la cual es estimada de acuerdo con las políticas establecidas por la Gerencia y se reconoce considerando, entre otros factores, la antigüedad de los saldos pendientes de cobro con una antigüedad mayor a 12 meses y sus posibilidades de ser recuperados, y la evidencia de dificultades financieras del deudor que incrementen más allá de lo normal el riesgo de incobrabilidad de los saldos pendientes de cobro, de modo que su monto tenga un nivel que la Gerencia estima adecuado para cubrir eventuales pérdidas en las cuentas por cobrar a la fecha del balance general. El monto de la provisión se reconoce con cargo a los resultados del ejercicio y los recuperos posteriores con crédito a los resultados del ejercicio. Los criterios básicos para dar de baja los activos financieros deteriorados contra dicha cuenta de valuación son los siguientes: (a) agotamiento de la gestión de cobranza, incluyendo ejecución de garantías; y (b) dificultades financieras del deudor que evidencien la imposibilidad de hacer efectiva la cobranza de la cuenta por cobrar.

(e) Existencias

Los suministros y repuestos se valúan al costo o al valor neto realizable, el que sea menor. El costo se determina usando el método de promedio ponderado; el costo de existencias por recibir, usando el método de costo específico. Por las reducciones del valor en libros de las existencias a su valor neto realizable, se constituye una provisión para desvalorización de existencias con cargo a los resultados del ejercicio en el que ocurren tales reducciones.

(f) Instrumentos financieros

Los instrumentos financieros se definen como cualquier contrato que origina simultáneamente, un activo financiero en una empresa y un pasivo financiero o un instrumento de patrimonio en otra empresa. Los principales activos y pasivos financieros presentados en el balance general son: efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar y por pagar comerciales, otras cuentas por cobrar y por pagar, cuentas por cobrar y por pagar a partes relacionadas (corriente y largo plazo), y obligaciones financieras (corriente y largo plazo). Las políticas contables para su reconocimiento y medición se describen en las correspondientes notas de políticas contables.

El reconocimiento inicial de un activo o pasivo financiero que no se lleve a valor razonable con cambios en ganancias y pérdidas, será a su valor razonable más los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la compra o emisión del instrumento financiero.

Los activos financieros originados por la propia empresa tales como préstamos y cuentas por cobrar a cambio de suministrar efectivo, bienes o servicios directamente a un deudor, y los pasivos financieros por obligaciones a largo plazo, son valuados a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva, reconociendo en resultados los intereses

devengados en función de su tipo de interés efectivo. Por costo amortizado se entiende el costo inicial menos los reembolsos del principal más o menos la amortización acumulada (calculada con el método de la tasa de interés efectiva) de cualquier diferencia entre el importe inicial y valor de reembolso en el vencimiento, teniendo en cuenta potenciales reducciones por deterioro o impago (en el caso de activos financieros). El método de la tasa de interés efectiva busca igualar exactamente el valor en libros de un instrumento financiero con los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero. La pérdida o ganancia de un pasivo financiero a valor razonable con cambios en ganancias y pérdidas, se reconocerá en los resultados del ejercicio. En el caso de los pasivos financieros registrados al costo amortizado, se reconocerán las ganancias o pérdidas en el resultado del ejercicio cuando el pasivo financiero se dé de baja por haberse extinguido (pago, cancelación o expiración), así como a través del proceso de amortización.

La clasificación de un instrumento financiero como pasivo financiero o como instrumento de patrimonio se hace de conformidad con la esencia del acuerdo contractual que lo origina. Los intereses, pérdidas y ganancias relacionados con un instrumento financiero clasificado como pasivo financiero se reconocen como gasto o ingreso. Las distribuciones a los tenedores de un instrumento financiero clasificado como instrumento de patrimonio se cargan directamente a resultados acumulados.

(g) Terrenos, maquinaria y equipo

Terrenos, maquinaria y equipo se registran al costo y están presentados netos de depreciación acumulada. La depreciación anual se reconoce como gasto y se determina siguiendo el método de línea recta en base a la vida útil estimada de los activos, representada por tasas de depreciación equivalentes.

Los desembolsos iniciales, así como aquellos incurridos posteriormente, relacionados con bienes cuyo costo puede ser valorado confiablemente, y es probable que se obtendrá de ellos beneficios económicos futuros, se reconocen como activos fijos. Los desembolsos para mantenimiento y reparaciones se reconocen como gasto del ejercicio en el que son incurridos. Cuando un activo fijo se vende o es retirado del uso, su costo y depreciación acumulada se eliminan y la ganancia o pérdida resultante se reconoce como ingreso o gasto.

(h) Arrendamiento financiero

Los bienes recibidos en arrendamiento financiero se registran al inicio del arrendamiento como activos y pasivos al valor razonable del bien arrendado. Estos activos se deprecian siguiendo el método de línea recta en base a su vida útil estimada para bienes similares propios. La depreciación anual se reconoce como gasto. El cargo financiero se distribuye entre los ejercicios comprendidos en el plazo de arrendamiento.

(i) Costo de financiamiento

Los costos de financiamiento se reconocen como gasto en el ejercicio en que son incurridos. Los costos de financiamiento que son atribuibles directamente a la adquisición, construcción o producción de un activo que necesariamente toma tiempo considerable para estar listo para su venta o uso esperado (activo calificado) se capitalizan como parte del costo de dicho activo. La capitalización comienza cuando se están llevando a cabo las

actividades necesarias para preparar el activo calificado para su uso esperado y se está incurriendo en desembolsos y en costos de financiamiento y finaliza cuando sustancialmente se han completado todas las actividades necesarias para preparar el activo calificado para su uso esperado.

(j) Arrendamiento operativo

Los pagos por arrendamiento operativo se reconocen como gasto siguiendo el método de línea recta durante el plazo de arrendamiento.

(k) Activos intangibles

Bienes de la concesión

La Compañía registra su contrato BOOT de concesión (Nota 1), de acuerdo con los lineamientos establecidos por la CINIIF 12 – Contratos de Concesión. La Compañía considera que la CINIIF 12 le es aplicable, por cuanto:

- El Ministerio de Energía y Minas ("Otorgante") regula los servicios que debe proporcionar la Compañía, fijando el método de cálculo tarifario, así como el control del cumplimiento del mismo.

- El Ministerio de Energía y Minas tiene control sobre una parte residual significativa de los activos de la concesión, ya que los activos serán devueltos al otorgante al término del contrato a su valor contable.

- La construcción de la infraestructura fue efectuada exclusivamente para el propósito de concesión. Dicha construcción no fue efectuada directamente por la Compañía, fue encargada a un tercero bajo su supervisión y responsabilidad.

La Gerencia ha evaluado que el modelo de CINIIF 12 aplicable a la Compañía, es el modelo del intangible, por cuanto la Compañía tiene el derecho de cobro de los servicios de distribución de gas natural, los cuales están asociados al consumo real de los usuarios, y están dentro del régimen regulatorio establecido por el ente regulador OSINERGMIN. Las ampliaciones a la infraestructura son registradas como adiciones al activo intangible debido a que se espera que generen beneficios económicos futuros para la Compañía por cuanto de acuerdo a Ley, se remuneran vía tarifa.

Actualmente no existe ningún monto garantizado a que tenga derecho de cobro la Compañía. Entre los años 2002 y 2007 estuvo vigente la Garantía de Red Principal (GRP), que correspondía a un ingreso garantizado para la Compañía. El monto de GRP anticipada recibido durante la etapa pre-operativa de Noviembre 2002 a Agosto 2004 se presenta neto del valor del intangible, por cuanto este se descuenta en la base tarifaria y por tanto representa un menor valor del activo intangible.

El contrato no prevé ninguna obligación específica de realizar mantenimientos mayores y a la fecha las proyecciones de la Compañía no consideran ningún mantenimiento significativo futuro. Sin embargo, debido a la naturaleza de los bienes de la concesión el

mantenimiento del mismo es de naturaleza constante y periódica y forma parte de los costos de operación y mantenimiento, y por tanto se reconocen como gastos cuando se incurren.

La amortización se reconoce como gasto y se determina siguiendo el método de línea recta en base a la vida útil estimada de los activos.

Otros activos intangibles

Otros activos intangibles se registran al costo de adquisición y están presentados neto de amortización acumulada. La amortización se reconoce como gasto y se determina siguiendo el método de línea recta en base a la vida útil estimada de los activos.

(l) Pérdida por deterioro

Cuando existen acontecimientos o cambios económicos que indiquen que el valor de un activo de larga vida pueda no ser recuperable, la Gerencia revisa el valor en libros de estos activos. Si luego de este análisis resulta que su valor en libros excede su valor recuperable, se reconoce una pérdida por deterioro en el estado de ganancias y pérdidas por un monto equivalente al exceso del valor en libros. Los importes recuperables se estiman para cada activo o, si no es posible, para cada unidad generadora de efectivo.

El valor recuperable de un activo de larga vida o de una unidad generadora de efectivo, es el mayor valor entre su valor razonable menos los costos de venta y su valor de uso. El valor razonable de un activo de larga vida o de una unidad generadora de efectivo, es el importe que se puede obtener al venderlo, en una transacción efectuada en condiciones de independencia mutua entre partes bien informadas. El valor de uso es el valor presente de los flujos futuros de efectivo estimados que se espera obtener de un activo o de una unidad generadora de efectivo.

(m) Provisiones

Las provisiones se reconocen sólo cuando la Compañía tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, es probable que se requieran recursos para liquidar la obligación, y se puede medir confiablemente el monto de la obligación. Las provisiones se revisan en cada ejercicio y se ajustan para reflejar la mejor estimación que se tenga a la fecha del balance general. Cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante, el monto de la provisión es el valor presente de los gastos que se espera incurrir para cancelarla.

(n) Aporte financiero y aporte - sobrecargo

Cuando la Compañía, como consecuencia de la aplicación de la resolución OSINERGMIN No. 056-2009-OS/CD, presta servicios a clientes en relación a proyectos considerados económicamente viables, los costos de dichos proyectos son asumidos por el cliente y la Compañía reconoce un pasivo (Aporte Financiero) por el mismo importe, el cual será liquidado desde el primer mes de consumo de gas del cliente como un descuento en el servicio de distribución de gas natural. Este pasivo es clasificado en corto y largo plazo en función a la oportunidad de la devolución efectiva del aporte del cliente.

Si el proyecto es preliminarmente calificado como no viable, la Compañía reconoce un pasivo (Aporte - Sobrecargo) por el importe asumido por el cliente y es mantenido como una obligación a largo plazo hasta que el proyecto califique como económicamente viable, en cuyo caso, tendrá el mismo tratamiento del Aporte Financiero.

(o) Pasivos y activos contingentes

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros, sólo se revelan en nota a los estados financieros, a menos que la posibilidad de una salida de recursos sea remota.

Los activos contingentes no se reconocen en los estados financieros, sólo se revelan en nota a los estados financieros cuando es probable que se producirá un ingreso de recursos.

Las partidas tratadas previamente como pasivos o activos contingentes, serán reconocidas en los estados financieros del período en el cual ocurra el cambio de probabilidades, esto es, cuando en el caso de pasivos se determine que es probable, o virtualmente seguro en el caso de activos, que se producirá una salida o un ingreso de recursos, respectivamente.

(p) Beneficios a los trabajadores

Los beneficios a los trabajadores son reconocidos como un pasivo cuando el trabajador ha prestado los servicios a cambio del derecho de recibir pagos en el futuro; y un gasto cuando la Compañía ha consumido el beneficio económico procedente del servicio prestado por el trabajador a cambio de las retribuciones en cuestión.

(q) Reconocimiento de ingresos, costos y gastos

Los ingresos por servicio de distribución de gas natural son reconocidos sobre una base mensual según el consumo de gas registrado de los clientes. Los demás ingresos, costos y gastos se reconocen cuando se devengan.

(r) Ganancias y pérdidas por diferencia de cambio

Las ganancias y pérdidas por diferencia de cambio provenientes de la cancelación de partidas monetarias denominadas en moneda extranjera, o del ajuste de tales partidas por variaciones en el tipo de cambio después de su registro inicial, se reconocen como un ingreso y un gasto financiero, respectivamente, en el ejercicio en el cual surgen.

(s) Impuesto a la renta diferido

El pasivo por impuesto a la renta diferido se reconoce por todas las diferencias temporales gravables que surgen al comparar el valor en libros de los activos y pasivos y su base tributaria, sin tener en cuenta el momento en que se estime que las diferencias temporales que le dieron origen serían reversadas. Asimismo, el activo por impuesto a la renta diferido se reconoce por la pérdida tributaria y por las diferencias temporales deducibles entre el valor en libros de los activos y pasivos y su base tributaria, en la medida en que sea probable que en el futuro la Compañía dispondrá de suficiente renta gravable contra la cual pueda compensar la pérdida tributaria y aplicar las diferencias temporales que reviertan dentro del plazo establecido, de ser el caso.

El pasivo y activo diferido son medidos en base a la tasa de impuesto a la renta que se espera aplicar a la renta gravable en el año en que este pasivo sea liquidado o el activo sea realizado, usando la tasa de impuesto a la renta promulgada o sustancialmente conocida en la fecha del balance general.

El impuesto a la renta es reconocido como gasto o ingreso del período, o se carga o abona directamente al patrimonio cuando se relaciona con partidas que fueron cargadas o abonadas directamente al patrimonio.

Según se explica en la Nota 2, hasta el 31 de diciembre de 2009 la Compañía, siguiendo la práctica contable usual en Perú, aplicaba similar tratamiento para registrar el porcentaje correspondiente a la participación de los trabajadores diferida. El saldo acumulado de participación a los trabajadores diferido al 31 de diciembre de 2009 de (en miles) US$18 ha sido ajustado en 2010.

(t) Utilidad por acción común

La utilidad básica por acción común ha sido calculada dividiendo la utilidad neta del período atribuible a los accionistas comunes, entre el promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante dicho período. Debido a que no existen acciones comunes potenciales diluyentes, esto es, instrumentos financieros u otros contratos que dan derecho a obtener acciones comunes, la utilidad diluida por acción común es igual a la utilidad básica por acción común.

(u) Reclasificaciones

Ciertas cifras de los estados financieros de 2009 han sido reclasificadas para hacerlos comparables con los del ejercicio 2010. Los importes reclasificados, su naturaleza y las cuentas afectadas se resumen como sigue:

	US$000 Cargo (Abono)
Balance General:	
Adopción de CINIIF 12 - Concesiones de Servicios Públicos	
Activos intangibles	145,108
Ingresos diferidos	7,447
Terrenos, maquinaria y equipos	(152,555)
Transferencia de crédito por ITAN	
Impuestos por recuperar	144
Otras cuentas por pagar	(144)

	US$000 Cargo (Abono)
Estado de Resultados:	
Transferencia de la participación diferida de los trabajadores al resultado operativo:	
Costo de servicio de distribución de gas natural	293
Gastos de administración	191
Gastos de comercialización	118
Participación de los trabajadores	(602)
Transferencia de la amortización de la Garantía por el principal anticipada	
Ingresos operacionales	311
Costo de servicio de distribución de gas natural	(311)

3. ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS

Durante el curso normal de sus operaciones la Compañía está expuesta a una variedad de riesgos financieros. El programa de administración de riesgos de la Compañía se concentra en minimizar potenciales efectos adversos en el desempeño financiero de la Compañía. La Gerencia de Finanzas tiene a su cargo la administración de riesgos; la cual identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros.

(a) Riesgo de mercado

i) Riesgo de tipo de cambio

La Compañía realiza sus ventas en nuevos soles tomando como base sus tarifas fijadas en dólares estadounidenses, lo cual le permite hacer frente a sus obligaciones en dicha moneda y reducir su exposición al riesgo de fluctuaciones en el tipo de cambio.

El riesgo de tipo de cambio surge principalmente de los saldos en efectivo, las cuentas por cobrar comerciales por ventas en moneda diferente a su moneda funcional y los saldos de impuestos por recuperar (crédito fiscal por impuesto general a las ventas). La Compañía no utiliza contratos a futuro (forwards) para cubrir su exposición al riesgo de tipo de cambio. La Gerencia ha aceptado el riesgo de su posición activa neta, por lo que no ha efectuado operaciones de derivados para su cobertura.

Al cierre del ejercicio, los saldos de activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera, están expresados en nuevos soles al tipo de cambio de oferta y demanda publicado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP (SBS) vigente a esa fecha, el cual fue US$0.356 (US$0.346 en 2009) por S/.1.00, y se resumen como sigue:

	2010 S/.000	2009 S/.000
Activos:		
Efectivo	44,011	6,732
Cuentas por cobrar comerciales	47,752	22,822
Otras cuentas por cobrar	1,052	2,607
Impuestos por recuperar	45,223	41,746
Total	138,038	73,907
Pasivos:		
Cuentas por pagar comerciales	(1,930)	(854)
Otras cuentas por pagar	(7,207)	(3,902)
Total	(9,137)	(4,756)
Posición activa neta	128,901	69,151

En 2010, la Compañía ha registrado ganancias por diferencia de cambio de (en miles) US$3,607 (US$7,202 en 2009) y pérdidas por diferencia de cambio de (en miles) US$3,434 (US$5,882 en 2009), las cuales se presentan en el estado de ganancias y pérdidas.

Los porcentajes de devaluación (revaluación) del nuevo sol en relación con el dólar estadounidense, calculados en base al tipo de cambio de oferta y demanda - venta publicada por la SBS, y los porcentajes de inflación (deflación), según el Indicé de Precios al por Mayor a Nivel Nacional (IPM), en los últimos cinco años, fue como sigue:

Año	Devaluación (Revaluación) %	Inflación (Deflación) %
2010	(2.84)	4.57
2009	(7.99)	(5.05)
2008	4.84	8.79
2007	(6.26)	5.24
2006	(6.82)	1.33

A continuación presentamos un análisis de sensibilidad donde se demuestran los efectos en los resultados antes del impuesto a la renta y participaciones de los trabajadores de la Compañía, de una variación razonable en los tipos de cambio en moneda extranjera del 10% (Nuevos soles), manteniendo constantes todas las demás variables:

	Aumento/disminución en el tipo de cambio	Efecto en la utilidad antes del impuesto a la renta y participaciones de los trabajadores US$000
2010		
Nuevos soles /U.S Dólares	10%	(4,556)
Nuevos soles /U.S Dólares	-10%	4,714
2009		
Nuevos soles /U.S Dólares	10%	(2,197)
Nuevos soles /U.S Dólares	-10%	2,634

(ii) Riesgo de tasa de interés

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, la Compañía mantiene principalmente, obligaciones financieras a corto y largo plazo a tasas de interés fija y variable. La Gerencia ha aceptado este riesgo, por lo que no ha efectuado operaciones con derivados para su cobertura.

A continuación presentamos un resumen donde se demuestran los efectos, en los gastos financieros de la Compañía, de una variación razonable en las tasas variables del 1% (LIBOR 3 y 6 meses):

	Aumento/ Disminución en tasas LIBOR	Efecto en gastos financieros US$000
2010		
LIBOR (3 meses)	1%	897
LIBOR (3 meses)	-1%	(897)

	Aumento/ Disminución en tasas LIBOR	Efecto en gastos financieros US$000
2009		
LIBOR (3 meses)	1%	634
LIBOR (3 meses)	-1%	(634)

(b) Riesgo crediticio

El riesgo de crédito de la Compañía se origina de la incapacidad de los deudores de poder cumplir con sus obligaciones, en la medida que estas hayan vencido. La Gerencia considera que la Compañía no tiene riesgo crediticio debido a que sus clientes tienen periodos de cobro de 15 días y las cuentas por cobrar comerciales a partes relacionadas períodos de cobro de 30 días, no existiendo historia de problemas significativos de deterioro en las cuentas por cobrar. Así también, las concentraciones significativas de riesgo crediticio en relación a las cuentas por cobrar comerciales, individual o grupal, están limitadas debido a la amplia base de clientes, y a la política de la Compañía de evaluar la historia de crédito de los clientes y su condición financiera para cumplir con los pagos. La Compañía coloca sus excedentes de liquidez en instituciones financieras de prestigio, establece políticas de crédito conservadoras y evalúa constantemente las condiciones existentes en el mercado en el que opera. En consecuencia, la Compañía no prevé pérdidas significativas que surjan de este riesgo.

(c) Riesgo de liquidez

La liquidez se controla a través del calce de los vencimientos de sus activos y pasivos, y de la obtención de líneas de crédito y/o la emisión de obligaciones, que le permitan desarrollar sus actividades normalmente.

La administración evalúa permanentemente la suficiencia de efectivo y equivalente de efectivo y la posibilidad de comprometer y/o tener comprometido financiamiento a través de una adecuada cantidad de fuentes de crédito. La Compañía mantiene adecuados niveles de efectivo y de líneas de crédito disponibles.

A continuación se presenta un análisis de los pasivos financieros de la Compañía clasificados según su vencimiento, considerando el periodo restante para llegar a ese vencimiento en la fecha del balance general:

	Menos de 1 año	Entre 1 y 2 años	Entre 2 y 5 años	Más de 5 años	Total
	US$000	US$000	US$000	US$000	US$000
Al 31 de diciembre de 2010					
Obligaciones financieras	242	7,098	17,830	41,703	66,873
Cuentas por pagar comerciales	17,917	-	-	-	17,917
Cuentas por pagar a partes relacionadas	3,285	-	47,000	-	50,285
Otras cuentas por pagar	19,866	4,809	3,041	6,419	34,135
Total	41,310	11,907	67,871	48,122	169,210
Al 31 de diciembre de 2009 (Nota 1)					
Obligaciones financieras	3,184	9,859	14,499	-	27,542
Cuentas por pagar comerciales	10,944	-	-	-	10,944
Cuentas por pagar a partes relacionadas	820	-	47,000	-	47,820
Otras cuentas por pagar	5,849	2,861	2,972	9,802	21,484
Total	20,797	12,720	64,471	9,802	107,790

La Gerencia administra el riesgo asociado con los importes incluidos en cada una de las categorías mencionadas anteriormente, los cuales incluyen presentar una sólida situación financiera frente a las instituciones financieras con el fin de asegurar suficientes líneas de crédito en todo momento, así como también solventar su capital de trabajo con los flujos de efectivo proveniente de sus actividades de operaciones.

(d) Administración del riesgo de capital

Los objetivos de la Compañía al administrar el capital son el salvaguardar su capacidad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a sus accionistas, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Consistente con la industria, la Compañía monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento. Este ratio se calcula dividiendo la deuda neta entre la suma del capital total más la deuda neta. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalentes de efectivo.

El ratio de apalancamiento fue como sigue:

	2010 US$000	2009 US$000
Obligaciones financieras	66,873	27,542
Menos: Efectivo y equivalentes de efectivo	(24,015)	(16,275)
Deuda neta	42,858	11,267
Patrimonio neto	115,209	105,640
Capital total	158,067	116,907
Ratio de apalancamiento	0.27	0.10

(e) Valor razonable de instrumentos financieros

La Gerencia estima que los valores en libros de los instrumentos financieros de la Compañía (activos y pasivos corrientes) al 31 de diciembre de 2010 y 2009 no difieren significativamente de sus valores razonables.

En el caso de las deudas a largo plazo, la Gerencia considera que el valor en libros es similar a su valor razonable debido a que devengan intereses equivalentes a las tasas vigentes en el mercado.

4. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

Este rubro comprende:

	2010 US$000	2009 US$000
Cuentas corrientes (a)	8,270	7,183
Depositos a plazo (b)	15,745	9,092
Total	24,015	16,275

(a) Las cuentas corrientes corresponden a saldos en bancos locales, en nuevos soles y dólares estadounidenses, y son de libre disponibilidad.

(b) Los depósitos a plazo corresponden a saldos en bancos locales, en nuevos soles y dólares estadounidenses, vencen entre 15 y 21 días y generan intereses a tasas anuales entre 0.80% y 2.55% (0.40% y 1.10% en 2009).

5. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

Este rubro comprende:

	2010 US$000	2009 US$000
Facturas	16,963	8,132
Provisión de servicios no facturados	18,756	10,502
Cuentas por cobrar a parte relacionada (Nota 6)	50	110
	35,769	18,744
Provisión por deterioro de cuentas por cobrar	(211)	(106)
Total	35,558	18,638
Porción corriente	31,698	16,285
Porción no corriente	3,860	2,353

Las cuentas por cobrar comerciales corresponden a servicios de distribución de gas natural y otros servicios. Asimismo, corresponden al capital financiado en hasta 8 años por la instalación de acometidas e instalaciones internas realizadas a favor de los clientes

residenciales y comerciales, por lo cual la Compañía cobra un interés compensatorio anual de 18%.

La antigüedad de las cuentas por cobrar comerciales es como sigue:

	2010 US$000	2009 US$000
Dentro de los plazos de vencimiento	34,999	18,497
Vencidas a más de 30 días	770	247
Total	35,769	18,744

El movimiento en la provisión por deterioro de cuentas por cobrar fue como sigue:

	2010 US$000	2009 US$000
Saldos iniciales	106	34
Aumento (Nota 25)	165	72
Castigo	(60)	-
Saldos finales	211	106

En opinión de la Gerencia, el saldo de la provisión por deterioro de cuentas por cobrar cubre adecuadamente el riesgo de pérdida de valor en las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

6. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Los saldos en cuentas cobrar y por pagar a partes relacionadas son como sigue:

	2010 US$000	2009 US$000
Por cobrar comerciales (Nota 5):		
Fénix Power Perú S.A.	50	110
Por pagar comerciales (Nota 13):		
Promigas S.A. ESP	739	425
AEI Global	389	-
Total	1,128	425
Por pagar no comerciales (a):		
AEI Perú Holdings LTD.	2,246	767
Promigas S.A. ESP	1,039	53
Total	3,285	820
Por pagar no comerciales - no corriente (b):		
AEI Perú Holdings LTD.	28,200	28,200
Promigas S.A. ESP	18,800	18,800
Total	47,000	47,000

(a) Los saldos por pagar no comerciales, comprenden cuentas por pagar a los accionistas de la Compañía por concepto de intereses devengados del préstamo subordinado por el período de mayo a diciembre 2010. Adicionalmente el saldo por pagar AEI incluye (en miles) US$688 por concepto de reembolso de gastos.

(b) El 12 de marzo de 2009, la Compañía celebró un contrato con sus accionistas AEI Perú Holdings Ltd. y Promigas S.A. Esp., para la obtención de un préstamo subordinado por (en miles) US$47,000, con el objeto de cancelar el préstamo adquirido con Santander Overseas Bank. Así, el 17 de marzo de 2009, la Compañía amortizó totalmente dicho préstamo, haciendo un pago de (en miles) US$47,296 que incluye intereses devengados a esa fecha.

El préstamo subordinado financiado por los accionistas se efectuó en la misma proporción que su participación accionaria, por tanto AEI Perú Holdings Ltd. financió el 60% y Promigas S.A. Esp. el 40%.

El contrato especifica las siguientes condiciones:

- El principal tiene como vencimiento marzo de 2014.
- Devenga intereses LIBOR anual más 6.5%.
- Las amortizaciones de interés se realizan en forma trimestral, a partir de junio de 2009 hasta marzo de 2014.

Los saldos por cobrar y por pagar a partes relacionadas son de vencimiento corriente, no generan intereses y no tienen garantías específicas, con excepción de las cuentas por pagar no comerciales – largo plazo , referidas al préstamo subordinado recibido de los accionistas.

Las principales transacciones con empresas relacionadas comprenden:

	2010 US$000	2009 US$000
Servicios de asistencia administrativa, financiera y técnica, prestados a Fénix Power S.A. (Nota 1)	505	523
Servicios de asistencia técnica prestados por Promigas S.A. ESP	870	500

Las remuneraciones pagadas a la Gerencia en 2010 ascienden a (en miles) US$2,230 (US$1,737 en el 2009). Las remuneraciones pagadas a Directores en 2010 ascienden a (en miles) US$15 (US$20 en el 2009).

7. OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Este rubro comprende:

	2010 US$000	2009 US$000
Caja restringida (a)	2,071	5
Fondos en garantía de fideicomiso (b)	1,384	2,885
Anticipos a proveedores	275	-
Garantías	136	110
Diversas	434	530
Total	4,300	3,530
Porción no-corriente	(136)	(110)
Porción corriente	4,164	3,420

(a) Caja restringida corresponde a cuentas de reservas de deudas prendadas en virtud al contrato del préstamo a largo plazo con Corporación Andina de Fomento - CAF, International Finance Corporation IFC y Infraestructure Crisis Facility Debt Pool - ICF. (Nota 16 (a)).

(b) Con fecha 3 de mayo de 2010 se suscribió una adenda al Contrato de Fideicomiso de Flujos firmado originalmente el 31 de marzo de 2005, mediante el cual se creó un fideicomiso administrado por La Fiduciaria S.A. sobre los ingresos de la Compañía, con el objeto de servir de garantía y medio de pago para atender el pago total y oportuno de la próxima cuota de principal e intereses de la deuda contraída mediante Contrato de Préstamo suscrito con el Banco de Crédito del Perú (BCP) y Citibank del Perú (Citibank). A través de la adenda firmada, los derechos y obligaciones del BCP y Citibank, fueron transferidos a Corporación Andina de Fomento – CAF, International Finance Corporation IFC y Infraestructure Crisis Facility Debt Pool (Nota 16 (a)). En virtud del Contrato de Fideicomiso de Flujos y la Adenda antes mencionada, todos los ingresos provenientes de la Garantía de Red Principal (GRP) y todos los conceptos facturados en los recibos de distribución de gas, son canalizados a través de cuentas bancarias del fideicomiso, donde La Fiduciaria S.A. retiene mensualmente el 16% de la próxima cuota a vencer, cuyo vencimiento es semestral. Dicha retención no se aplicará en la medida que la Compañía mantenga una carta fianza vigente por el monto de la próxima cuota a vencer o que la cuenta mantenga un saldo equivalente a la próxima cuota a vencer. Al 31 de diciembre de 2010 se ha retenido un porcentaje de las cobranzas por (en miles) US$1,067 (US$1,752 al 31 de diciembre de 2009), en garantía de la próxima cuota a vencer.

Los flujos de libre disponibilidad, son transferidos a la Compañía una vez a la semana, lo que genera al cierre de estados financieros, saldos pendientes de transferir. Al respecto, al 31 de diciembre de 2010, un importe de (en miles) US$317 (US$1,133 al 31 de diciembre de 2009) se encuentra pendiente de liberación por parte de La Fiduciaria S.A.

8. EXISTENCIAS

Este rubro comprende:

	2010 US$000	2009 US$000
Suministros y repuestos	13,354	11,190
Existencias por recibir	322	-
Total	13,676	11,190
Provisión para desvalorización	(170)	(129)
Total	13,506	11,061

El movimiento en la provisión para desvalorización de existencias fue como sigue:

	2010 US$000	2009 US$000
Saldo inicial	129	20
Aumento (Nota 24)	41	109
Saldo final	170	129

En opinión de la Gerencia, la provisión para desvalorización de existencias cubre adecuadamente el riesgo de desvalorización al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

9. IMPUESTOS POR RECUPERAR

Este rubro comprende:

	.. 2010 ..		.. 2009 ..	
	Corriente US$000	Largo Plazo US$000	Corriente US$000	Largo Plazo US$000
Crédito fiscal por impuesto general a las ventas - IGV (a)	-	16,093	-	14,457
Impuesto a la renta (b)	518	-	-	-
Impuesto a los activos netos - ITAN	149	-	144	-
	667	16,093	144	14,457

(a) El crédito fiscal por IGV corresponde al saldo a favor del IGV pagado en adquisición de bienes y servicios, y será compensado con el IGV de las futuras facturaciones gravadas que realizará la Compañía. Al 31 de diciembre de 2010, la Gerencia, de acuerdo a sus flujos, ha estimado que no habrá aplicación del saldo del crédito fiscal de IGV en el corto plazo, por lo que todo el crédito fiscal se presenta como no corriente.

(b) Corresponde al saldo a favor de ese impuesto que puede ser recuperado solicitando su devolución, o aplicándolo como crédito contra futuros pagos a cuenta y de regularización del referido impuesto.

10. GASTOS CONTRATADOS POR ANTICIPADO

Este rubro comprende:

	2010 US$000	2009 US$000
Seguros	1,394	799
Alquileres	48	48
Otros	320	453
Total	1,762	1,300
Porción no corriente	(48)	(48)
Porción corriente	1,714	1,252

11. TERRENOS, MAQUINARIA Y EQUIPO, NETO

El movimiento en el costo y en depreciación acumulada de terrenos, maquinaria y equipo fue como sigue:

	Mejoras propiedad arrendada US$000	Maquinaria y equipo US$000	Activos en equilibrio tarifario US$000	Unidades de transporte US$000	Muebles y enseres US$000	Equipos diversos US$000	Equipos de cómputo US$000	Equipos en arrendamiento financiero US$000	Obras en curso US$000	Total US$000
Costo:										
Saldos al 1 de enero de 2009 (Nota 2(a))	751	412	1,824	941	285	548	360	546	172	5,839
Adiciones	212	683	-	482	35	133	154	14	-	1,713
Retiros	-	(3)	-	(227)	-	-	-	-	(71)	(301)
Transferencias	-	-	-	-	-	-	-	-	(101)	(101)
Saldos al 31 de diciembre de 2009 (Nota 2(a))	963	1,092	1,824	1,196	320	681	514	560	-	7,150
Adiciones	-	347	-	268	35	26	209	-	-	885
Retiros	-	(24)	-	(10)	(16)	(48)	(57)	-	-	(155)
Transferencia Intangibles (Nota 12)	-	-	(1,824)	-	-	-	-	-	-	(1,824)
Saldos al 31 de diciembre de 2010	963	1,415	-	1,454	339	659	666	560	-	6,056
Depreciación:										
Saldos al 1 de enero de 2009 (Nota 2(a))	69	79	135	540	62	196	147	45	-	1,273
Adiciones	155	106	121	229	29	67	82	115	-	904
Retiros	-	(1)	-	(169)	-	-	-	-	-	(170)
Saldos al 31 de diciembre de 2009 (Nota 2(a))	224	184	256	600	91	263	229	160	-	2,007
Adiciones	166	137	-	204	30	70	98	117	-	822
Retiros	-	(9)	-	(9)	(7)	(26)	(50)	-	-	(101)
Transferencia Intangibles (Nota 12)	-	-	(256)	-	-	-	-	-	-	(256)
Saldos al 31 de diciembre de 2010	390	312	-	795	114	307	277	277	-	2,472
Costo neto:										
Al 31 de diciembre de 2009 (Nota 2(a))	739	908	1,568	596	229	418	285	400	-	5,143
Al 31 de diciembre de 2010	573	1,103	-	659	225	352	389	283	-	3,584

a) Las tasas de depreciación, expresadas en porcentajes, son como sigue:

	%
Mejoras en propiedad arrendada	20
Maquinaria y equipo	10
Unidades de transporte	20
Muebles y enseres	10
Equipos diversos	10
Equipos de cómputo	25
Equipos en arrendamiento financiero	20

b) La depreciación de maquinaria y equipo por el ejercicio 2010 ha sido registrada en los siguientes rubros del estado de ganancias y pérdidas:

	Notas	2010 US$000	2009 US$000 (Nota 2)
Costos de distribución de gas natural	23	349	496
Gastos de administración	24	459	408
Gastos de comercialización	25	14	-
Total		822	904

c) Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, la Gerencia ha realizado proyecciones de los resultados esperados por la Compañía para los próximos años. De acuerdo a estas proyecciones la Gerencia ha estimado que, los valores recuperables de sus activos de larga vida son mayores a sus valores en libros; por lo que considera que no es necesario constituir provisión por deterioro de activos a la fecha del balance general.

d) Al 31 de diciembre de 2010, se tiene maquinaria y equipo y muebles y enseres por (en miles) US$404 (US$230 en 2009) totalmente depreciados, que todavía se encuentran en uso.

e) En 2009, equilibrio tarifario, corresponde a las inversiones cedidas a la Compañía por las obras catalogadas económicamente no viables. En 2010, estas obras calificaron como viables y fueron transferidas a Bienes de la Concesión (Nota 12). A la recepción de estas obras cedidas se reconoce una cuenta por pagar a los clientes denominada: Aporte financiero y Aporte sobrecargo (Nota 15(a)).

12. ACTIVOS INTANGIBLES, NETO

El movimiento en el costo y en amortización acumulada de activos intangibles durante 2010 y 2009, fue como sigue:

	Bienes de la Concesión							
	Servidumbre y Derechos de Superficie US$000	Concesión y Estudios Relacionados US$000	Bienes de Distribución US$000	Bienes de Distribución en Proceso US$000	GRP de la Concesión Anticipada US$000	Derechos Asociados al D.S. 082-2009-EM US$000	Software US$000	Total US$000
Costo:								
Saldos al 1 de enero de 2009 (Nota 2(a))	1,315	494	107,837	13,307	(9,102)	-	586	114,437
Adiciones	-	-	17,296	31,107	-	-	562	48,965
Transferencia	-	-	11,697	(11,697)	-	-	-	-
Saldos al 31 de diciembre de 2009 (Nota 2(a))	1,315	494	136,830	32,717	(9,102)	-	1,148	163,402
Adiciones	-	-	13,883	16,855		16,220	1,937	48,895
Transferencia	-	-	23,410	(23,410)	-	-	-	-
Transferencia activo fijo (Nota 11)	-	-	1,824	-	-	-	-	1,824
Saldos al 31 de diciembre de 2010	1,315	494	175,947	26,162	(9,102)	16,220	3,085	214,121
Amortización Acumulada:								
Saldos al 1 de enero de 2009 (Nota 2(a))	82	494	12,584	-	(1,344)	-	237	12,053
Adiciones	29	-	4,408	-	(311)	-	202	4,328
Saldos al 31 de diciembre de 2009 (Nota 2(a))	111	494	16,992	-	(1,655)	-	439	16,381
Adiciones	29	-	5,990	-	(310)	1,509	311	7,529
Transferencia activo fijo (Nota 11)	-	-	256	-	-	-	-	256
Saldos al 31 de diciembre de 2010	140	494	23,238	-	(1,965)	1,509	750	24,166
Costo neto:								
Al 31 de diciembre de 2009 (Nota 2(a))	1,204	-	119,838	32,717	(7,447)	-	709	147,021
Al 31 de diciembre de 2010	1,175	-	152,709	26,162	(7,137)	14,711	2,335	189,955

Las tasas de amortización, expresadas en porcentaje, son como sigue:

	%
Servidumbre y derecho de superficie	1.6-3.7
Concesión y estudios relacionados	100
Derechos de concesión distribución	3.3 a 10
Derechos asociados al D.S. 082-2009-EM	28.63 a 33.33
Software	33.33 y 100

(a) La amortización por el ejercicio 2010 ha sido registrada en los siguientes rubros del estado de ganancias y pérdidas:

	Notas	2010	2009
		US$000	US$000 (Nota 2(a))
Costos de distribución de gas natural	23	5,680	4,208
Gastos de administración	24	339	120
Gastos de comercialización	25	1,510	-
Total		7,529	4,328

(b) Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, la Gerencia ha realizado proyecciones de los resultados esperados por la Compañía para los próximos años. De acuerdo a estas proyecciones la Gerencia ha estimado que, los valores recuperables de sus activos de larga vida son mayores a sus valores en libros; por lo que considera que no es necesario constituir provisión por deterioro de activos a la fecha del balance general.

(c) Bienes de la concesión representa los derechos de cobro de los servicios de distribución de gas natural, los cuales están asociados al consumo real de los usuarios, y están dentro del régimen regulatorio establecido por el ente regulador OSINERGMIN. El costo activado representa el valor invertido en la red de distribución (activos de la concesión), y se registra y amortiza de acuerdo a la política contable descrita en la Nota 2 (k).

(d) Los ingresos provenientes de la Garantía por Red Principal (GRP) percibidos con anterioridad a la fecha de inicio de operaciones, que ascendieron a (en miles) US$9,102 y que son considerados como un descuento en la base tarifaria, se presentan netos del valor del derecho de concesión, y se devengan en línea recta de acuerdo al plazo de la concesión.

(e) Al 31 de diciembre de 2010, activos relacionados con la concesión por un monto de (en miles) US$152,709 (US$120,000 en 2009), se encuentran hipotecados en garantía del préstamo senior (Nota 16 (b)).

(f) Derechos asociados al D.S. 082-2009-EM corresponden a los derechos adquiridos por la Compañía de incluir como parte del sistema de distribución a Kallpa Generación S.A. y Enersur S.A. como resultado de la firma de los respectivos contratos firmados con dichas entidades.

13. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

Este rubro comprende:

	2010 US$000	2009 US$000
Facturas	5,109	1,545
Provisión de compra y transporte de gas	8,716	6,636
Provisión facturas no recibidas	2,822	2,338
Partes relacionadas (Nota 6)	1,128	425
Otros	142	-
Total	17,917	10,944

Las cuentas por pagar comerciales son de vencimiento corriente, no generan intereses y no tienen garantías específicas.

14. IMPUESTO A LA RENTA Y PARTICIPACION DE LOS TRABAJADORES CORRIENTE

Este rubro comprende:

	2010 US$000	2009 US$000
Impuesto a la renta corriente	-	1,429
Participación de los trabajadores	603	621
Total	603	2,050

El movimiento del impuesto a la renta corriente fue como sigue:

	2010 US$000	2009 US$000
Saldos iniciales por pagar (a favor)	1,429	249
Pagos a cuenta y de regularización por el ejericio anteiror	(1,489)	(420)
Ajuste del impuesto a la renta por el ejercicio anterior	60	62
Impuesto a la renta por el ejercicio (Nota 28 (c))	3,303	3,525
Pagos a cuenta del impuesto a la renta e ITAN del ejercicio	(3,821)	(1,987)
Saldos finales por (cobrar) pagar (Nota 9)	(518)	1,429

El movimiento de la participación de los trabajadores corriente fue como sigue:

	2010 US$000	2009 US$000
Saldos iniciales	621	33
Pagos por el ejercicio anterior	(620)	(49)
Participación de los trabajadores por el ejercicio	602	618
Ajuste por el ejercicio anterior	-	19
Saldos finales	603	621

15. OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Este rubro comprende:

	2010 US$000	2009 US$000
Tributos	578	243
Aportes previsionales y de seguridad social:		
AFP	69	50
ESSALUD	40	30
Remuneraciones y participaciones	2,093	1,593
Intereses	1,527	498
Aporte financiero y sobrecargo (a)	17,059	17,769
Generadores eléctricos (b)	11,220	-
Garantía recibida de clientes	906	766
Compensación por tiempo de servicios	87	63
Diversas	556	616
Total	34,135	21,628
Menos - porción no corriente (a)	(14,269)	(15,635)
Total	19,866	5,993

(a) Aporte financiero y sobrecargo, corresponden a la obligación que mantiene la Compañía en relación con proyectos construidos en aplicación de la Resolución OSINERGMIN No. 056-2009 OS/DC y que le será devuelto a los clientes como descuento en el servicio de distribución de gas natural.

(b) Cuentas por pagar a generadores eléctricos corresponde al pasivo relacionado con los contratos firmados dentro del marco del D.S. 082-2009-EM (Nota 12).

16. OBLIGACIONES FINANCIERAS

Este rubro comprende:

	... 2010 ...		... 2009 ...	
	Corriente	Largo Plazo	Corriente	Largo Plazo
	US$000	US$000	US$000	US$000
Préstamo IFC - ICF y CAF (a)	-	69,856	-	-
Préstamo bancario	-	-	4,000	-
Préstamo Senior (b)	-	-	4,242	19,091
Arrendamiento financiero (c)	230	41	230	161
Obligaciones por derecho de servidumbre (d)	12	252	12	264
Gastos asociados a financiamiento	-	(3,518)	(84)	(374)
Total	242	66,631	8,400	19,142

(a) El 16 de abril de 2010, International Finance Corporation (IFC), Corporación Andina de Fomento (CAF) e Infrastructure Crisis Facility Debt Pool (ICF) (los prestamistas) otorgaron a la Compañía un préstamo por US$135 millones, de los cuales US$50 millones corresponden a IFC (US$40 millones categoría senior y US$ 10 millones categoría subordinado), US$50 millones corresponden a CAF (US$40 millones categoría senior y US$10 millones categoría subordinado) y US$ 35 millones a ICF (categoría senior). Este préstamo devenga intereses semestrales LIBOR a seis meses más 5.20% para la categoría senior (US$ 115 millones) y LIBOR a seis meses más 7% para la categoría subordinado (US$20 millones).

Los fondos obtenidos de este préstamo tienen como finalidad el pago anticipado del préstamo senior (b) por US$21.2 millones, financiar la ampliación de la red principal por US$65.6 millones y financiar la ampliación de las otras redes por US$48.2 millones. Los desembolsos de este préstamo se efectúan en forma gradual a solicitud de la Compañía durante 2 años, hasta el 20 de mayo de 2012 ó hasta completar los US$135 millones, lo que ocurra primero.

Las amortizaciones son de forma semi-anuales después de un periodo de gracia de 2 años (categoría senior) y 3 años (categoría subordinado). Asimismo el principal de la categoría senior es pagadero en 16 cuotas semestrales desde el 16 de abril 2012 hasta el 15 de octubre 2019, mientras que el principal para la categoría subordinado es pagadero en 14 cuotas semestrales desde el 15 de abril 2013 hasta el 15 de octubre del 2019. Al 31 de diciembre de 2010 se ha desembolsado (en miles) US$69,856 y se ha procedido a cancelar el préstamo senior del Banco de Crédito del Perú y Citibank del Perú (b), por un monto de US$ 21.2 millones.

Este préstamo está garantizado de la siguiente manera:

- Hipoteca sobre los bienes de la concesión (Nota 1) firmado el 16 de abril de 2010 entre los Prestamistas y la Compañía.
- Cuenta de reserva de deuda, contrato de Fideicomiso de Derechos y cobro y flujos (Nota 7), como medio de pago para canalizar el pago de la cuota próxima a vencer.
- Prenda del 100% de las acciones de la Compañía.

(b) El Banco de Crédito del Perú y Citibank del Perú (los Prestamistas) otorgaron a la Compañía el 31 de marzo de 2005 un préstamo por un monto de US$35 millones, de los cuales US$17.5 millones correspondían al Banco de Crédito del Perú y US$17.5 millones al Citibank. Los fondos obtenidos de este préstamo fueron utilizados para cancelar la deuda contraída con Energía del Sur S.A. por US$21 millones y para gastos e inversiones de capital por US$14 millones. Este préstamo devengó intereses trimestrales a LIBOR a tres meses más 3.9%, siendo el principal pagadero en 33 cuotas trimestrales a partir del 4 de abril de 2007, con vencimiento final el 4 de abril de 2015. Este préstamo fue pagado anticipadamente en mayo de 2010 con los fondos obtenidos del préstamo de CAF, IFC y ICF (a).

(c) Arrendamiento financiero con Interbank S.A.A. por la adquisición del sistema eléctrico y equipo de aire acondicionado instalado en propiedad arrendada, pagadero en 36 cuotas mensuales, con vencimiento final en enero 2012, con garantía de los bienes arrendados, y con una tasa de interés del 7.61%.

(d) Corresponde al Contrato de Derecho de Servidumbre para el paso de los ductos del sistema de Distribución de Gas, suscrito el 17 de setiembre de 2003 por la Compañía con Ferrovías Central Andina S.A., por el cual se deben efectuar pagos anuales de (en miles) US$12 hasta el año 2033.

El vencimiento de las obligaciones financieras es como sigue:

	2010 US$000	2009 US$000
Año		
2010	-	8,400
2011	242	4,482
2012	7,098	4,254
2013	8,915	4,254
2014	8,915	4,254
2015 al 2033	41,703	1,898
Total	66,873	27,542

17. PROVISIONES

Este rubro comprende:

	2010 US$000	2009 US$000
Estudio impacto ambiental (a)	547	524
Juntas de oro (b)	374	358
Cámara de válvula (c)	119	115
Aporte GRP (d)	143	129
Otras provisiones	710	1,076
Total	1,893	2,202

(a) Corresponde al procedimiento sancionador por un supuesto incumplimiento de los compromisos asumidos en el Estudio de Impacto Ambiental de la Red Principal, según Resolución Directoral Nro. 092-2002-EM-DGAA.

(b) Corresponde al procedimiento sancionador por un supuesto incumplimiento de lo establecido en el Manual de Construcción presentado al OSINERGMIN respecto a la aplicación de la prueba de burbuja a las juntas de oro del Sistema de Distribución de Gas Natural.

(c) Corresponde al procedimiento abierto por un supuesto incumplimiento de las normas sobre programas de operación y/o manuales de operación, seguridad, mantenimiento y demás.

(d) Corresponde a 22 resoluciones de Determinación y 22 Resoluciones de Multa emitidas por OSINERGMIN, toda vez que no se pagó el aporte regulatorio respecto de la Garantía de Red Principal correspondiente al período comprendido entre diciembre de 2003 a diciembre 2004. La Compañía presentó la reclamación con respecto a todas las resoluciones de determinación y multa, sin embargo la misma fue declarada infundada; ante ello la Compañía impugnó dicha resolución mediante Recurso de Apelación en relación con las 11 Resoluciones de Multa referidas al periodo de febrero-diciembre 2003; encontrándose a la fecha pendiente de resolver. Al 31 de diciembre de 2010, la Compañía ha efectuado una provisión ascendente a (en miles) US$143 (US$129 en 2009).

Las provisiones han sido registradas sin perjuicio de las acciones legales que la Compañía ha iniciado en su defensa.

18. INGRESOS DIFERIDOS

Al 31 de diciembre de 2010, corresponde principalmente al pago recibido de clientes industriales y de gas natural vehicular por concepto de derecho de conexión, el cual será reconocido como ingreso cuando se haya concluido la conexión de estos clientes.

19. CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, el capital está representado por 98,301,277 acciones comunes, respectivamente, de US$1.00 de valor nominal cada una, autorizadas, emitidas y pagadas.

Con fecha 19 de diciembre de 2008, la Junta General de Accionistas acordó el aumento de capital social de (en miles) US$47,000 a (en miles) US$57,000 mediante aporte en efectivo de los accionistas de (en miles) US$10,000, este incremento se hizo efectivo en enero 2009, emitiéndose 10,000,000 acciones de un valor nominal de US$1 cada una.

Con fecha 6 de marzo de 2009, la Junta General de Accionistas acordó el aumento de capital social mediante la realización de nuevos aportes en efectivo por un monto de (en miles) US$20,000, emitiéndose 20,000,000 nuevas acciones de un valor nominal de US$1 cada una. Este incremento se hizo efectivo en marzo de 2009.

Con fecha 4 de agosto de 2009, la Junta General de Accionistas acordó el aumento de capital social mediante la realización de nuevos aportes en efectivo por un monto de (en miles) US$20,000, emitiéndose 20,000,000 nuevas acciones de un valor nominal de US$1 cada una. Este incremento se hizo efectivo en setiembre de 2009.

El movimiento en el número de acciones en circulación fue como sigue:

	2010	2009
	Cantidad de acciones	
En circulación al inicio del año	98,301,277	48,301,277
Aportes de capital	-	50,000,000
En circulación al fin del año	98,301,277	98,301,277

Estructura de participación accionaria

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, la estructura de participación accionaria de la Compañía era como sigue:

	No. de Acciones	Total de Participación %
AEI Perú Holdings LTD.	58,980,767	60.00
Promigas S.A. ESP	39,320,510	40.00
Total	98,301,277	100.00

20. RESERVA LEGAL

De acuerdo con la Ley General de Sociedades, la reserva legal se constituye transfiriendo como mínimo 10% de la utilidad neta de cada ejercicio, después de deducir pérdidas acumuladas, hasta que alcance un monto equivalente a la quinta parte del capital. En ausencia de utilidades no distribuidas o reservas de libre disposición, la reserva legal debe ser aplicada a compensar pérdidas, pero debe ser repuesta.

Un monto de (en miles) US$9 (S/.30) que corresponde al 10% de la utilidad neta del ejercicio 2007 y un monto de (en miles) US$61 (S/.192) que corresponde al 10% de la utilidad neta del ejercicio 2008 de COPESER, fueron transferidos a reserva legal en 2009.

Un monto de (en miles) US$702 que corresponde al 10% de la utilidad neta de 2009 luego de compensar pérdidas acumuladas, fue transferido a reserva legal en 2010.

Un monto de (en miles) US$957 que corresponde al 10% de la utilidad neta de 2010, será transferido a reserva legal en 2011.

21. DISTRIBUCION DE UTILIDADES

De acuerdo con lo señalado por el D. Legislativo 945 del 23 de diciembre de 2003, que modificó la Ley del Impuesto a la Renta, las personas jurídicas domiciliadas que acuerden la distribución de dividendos o cualquier otra forma de distribución de utilidades, retendrán el 4.1% del monto a distribuir, excepto cuando la distribución se efectúe a favor de personas jurídicas domiciliadas.

Como se describe en la Nota 1, la Compañía tiene vigente un Convenio de Estabilidad Jurídica y en opinión de la Gerencia, mientras el referido convenio se encuentre en vigencia, no es aplicable la retención del 4.1% en la distribución de los dividendos a los accionistas del exterior correspondiente al monto estabilizado de (en miles) US$30,000, ni ningún cambio relacionado con el impuesto a la renta ocurrido después de la fecha de suscripción del mencionado Convenio.

No existen restricciones para la remesa de dividendos ni para la repatriación del capital a los inversionistas extranjeros.

22. INGRESO POR SERVICIO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

Ingreso por servicio de distribución de gas natural comprende:

	2010 US$000	2009 US$000
Venta de gas natural	61.653	44.158
Transporte de gas natural	32.162	22.963
Prestación de servicios de distribución	51.685	35.255
Derechos de conexión	1.323	-
Servicios de instalación interna y tubería de conexión	7.730	4.336
Prestación de otros servicios	1.683	2.530
Total	156.236	109.242

23. COSTO DE SERVICIO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

Costo de servicio de distribución de gas natural comprende:

	2010 US$000	2009 US$000
Consumo de gas	61.800	44.665
Transporte de gas	32.605	23.153
Consumo de suministros	652	695
Costo de venta de mercaderías	9.110	2.569
Cargas de personal	4.403	3.193
Servicios prestados por terceros	2.264	1.586
Provisiones del ejercicio		
Depreciación y amortización (Notas 11 y 12)	6.028	4.764
Otros gastos	11	63
Total	117.336	80.693

24. GASTOS DE ADMINISTRACION

Gastos de administración comprende:

	2010 US$000	2009 US$000
Cargas de personal	6,140	4,394
Servicios prestados por terceros	3,943	2,851
Tributos	1,502	902
Cargas diversas de gestión	1,765	1,198
Arrendamiento operativo (Nota 31)	724	423
Provisiones del ejercicio:		
Depreciación y amortización (Notas 11 y 12)	798	528
Provisión por desvalorización de existencias (Nota 8)	41	109
Total	14,913	10,405

25. GASTOS DE COMERCIALIZACION

Gastos de comercialización comprende:

	2010 US$000	2009 US$000
Cargas de personal	1,801	1,193
Servicios prestados por terceros y cargas diversas de gestión	1,767	1,035
Depreciación y amortización (Nota 11 y 12)	1,524	-
Provisión por deterioro de cuentas por cobrar (Nota 5)	165	72
Total	5,257	2,300

26. INGRESOS FINANCIEROS

Ingresos financieros comprende:

	2010 US$000	2009 US$000
Intereses de depósitos bancarios	42	20
Intereses de depósitos a plazos	150	204
Interés compensatorio clientes	256	223
Otros ingresos financieros	34	6
Total	482	453

27. GASTOS FINANCIEROS

Gastos financieros comprende:

	2010 US$000	2009 US$000
Intereses de préstamo Subordinado	3,259	3,191
Intereses de préstamo Senior	3,697	1,349
Intereses de otros préstamos	135	252
Impuesto a las transacciones financieras	229	299
Otros gastos financieros	324	382
Total	7,644	5,473

28. IMPUESTO A LA RENTA

(a) Régimen tributario del Impuesto a la Renta que de no existir cambios estaría vigente al término del Convenio (Nota 1).

(i) Tasas del impuesto

De conformidad con el D. Legislativo 945, del 23 de diciembre de 2003, a partir del ejercicio gravable 2004, la tasa de impuesto a la renta de las personas jurídicas domiciliadas es de 30%.

Las personas jurídicas domiciliadas se encuentran sujetas a una tasa adicional de 4.1%, sobre toda suma que pueda considerarse una disposición indirecta de utilidades, que incluyen sumas cargadas a gastos e ingresos no declarados; esto es, gastos susceptibles de haber beneficiado a los accionistas; gastos particulares ajenos al negocio; gastos de cargo de accionistas que son asumidos por la persona jurídica.
Las personas jurídicas no domiciliadas en el Perú y las personas naturales pagarán un impuesto de 4.1% sobre los dividendos distribuidos.

(ii) Precios de transferencia

Para propósitos de la determinación del Impuesto a la Renta e Impuesto General a las Ventas los precios de transferencia de las transacciones con partes vinculadas o con sujetos residentes en territorios de baja o nula imposición deberán estar sustentados con el Estudio Técnico de Precios de Transferencia, y con la documentación sustentatoria correspondiente. Esta obligación formal surge cuando el monto de los ingresos devengados de las empresas superen los (en miles) S/.6,000 (equivalentes a (en miles) US$ 2,138) y hubieran efectuado transacciones con partes vinculadas en un monto superior a (en miles) S/.1,000 (equivalentes a (en miles) US$356). Adicionalmente, deberán presentar una declaración jurada anual informativa de Precios de Transferencia cuando el monto de las transacciones que realicen con partes relacionadas resulte mayor a (en miles) S/.200 (equivalentes a (en miles) US$71).

Ambas obligaciones formales también serán exigibles en el caso de que se hubiera realizado al menos una transacción desde, hacia, o a través de países de baja o nula imposición.

Por excepción por 2006 y 2007, la obligación de contar con un Estudio Técnico de Precios de Transferencia no fue de aplicación a las transacciones que los contribuyentes domiciliados en el país realizaron con partes vinculadas domiciliadas, pero a partir del ejercicio 2008, estas transacciones deben ser incluidas en los correspondientes Estudios Técnicos de Precios.

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, la Compañía no se encuentra obligada a presentar el Estudio técnico de Precios de transferencia debido a que cuenta con un Convenio de Estabilidad Jurídica (Nota 1).

(b) Modificaciones significativas al Impuesto a la Renta

A partir del 1 de enero de 2011 entraron en vigencia algunos cambios en el régimen de determinación del Impuesto a la Renta aplicable a las empresas dispuestos por las Leyes 29498 y 29645, esta última publicada el 31 de diciembre de 2010. A continuación se muestra un breve resumen de los cambios más importantes aplicables a las empresas:

- Se establece que las sumas destinadas a la capacitación del personal podrán ser deducidas como gasto hasta por un monto máximo equivalente a 5% del total de los gastos deducidos en el ejercicio. A este efecto debe presentarse un Programa de Capacitación anual ante el Ministerio de Trabajo.

- Se definen como "créditos de fomento", a efectos de aplicar la exoneración a los intereses provenientes de los mismos, a las operaciones de endeudamiento que se destinen a financiar proyectos o programas para el desarrollo del país en obras públicas de infraestructura y prestación de servicios públicos, así como los destinados a financiar créditos a microempresas.

- Los intereses abonados por una empresa domiciliada en favor de una persona natural no domiciliada estarán sujetos a una retención del 4.99% (antes 30%), salvo que exista vinculación o el acreedor sea residente en un paraíso fiscal.

- Los intereses abonados a personas jurídicas no domiciliadas provenientes de bonos u otros instrumentos de deuda, depósitos en el Sistema Financiero Nacional, operaciones de reporte, pactos de recompra y préstamos bursátiles y otros intereses provenientes de operaciones de crédito estarán sujetos a una retención del 4.99% (antes 30%).

- En el caso de créditos externos en los que no aplique la tasa antes indicada o cuando el acreedor sea una empresa vinculada o cuando se utilice a un acreedor para ocultar una operación de crédito entre partes vinculadas, la tasa de retención sobre los intereses correspondientes será del 30%. En una fiscalización, el

contribuyente deberá demostrar que la operación es genuinamente un préstamo o crédito otorgado por una parte no relacionada.

- Se ha asignado a la Institución de Compensación y Liquidación de Valores (CAVALI) la condición de agente de retención con carácter definitivo del impuesto de cargo de sujetos no domiciliados por concepto de intereses gravados al 4.99%. Corresponderá al sujeto no domiciliados abonar el mayor impuesto (30%) que aplica en los casos antes indicados.

- Se han establecido reglas especiales para la imposición de rentas obtenidas en operaciones de reporte, pactos de recompra y préstamos bursátiles, a las que se considera como operaciones de financiamiento.

- Para la determinación del gasto por intereses deducibles se efectuará una comparación con el monto de los ingresos por interés exonerados e inafectos, inclusive. El exceso es la porción deducible.

  Como se describe en la Nota 1, la Compañía tiene vigente hasta el 2033 un Convenio de Estabilidad Jurídica. En opinión de la Gerencia, mientras el referido convenio se encuentre en vigencia, no es aplicable a la Compañía, ningún cambio relacionado con el impuesto a la renta ocurrido durante la vigencia del mencionado Convenio.

(c) El gasto por impuesto a la renta, calculado a la tasa de 30% vigente a la fecha de firma del Convenio, comprende:

	2010	2009
	US$000	US$000
Impuesto a la renta corriente (acápite d)	(3,303)	(3,347)
Impuesto a la renta corriente de COPESER (antes de la fusión)	-	(178)
Impuesto diferido (Nota 29)	(882)	94
Total	(4,185)	(3,431)

(d) El impuesto a la renta corriente fue determinado como sigue:

	2010 US$000	2009 US$000
Utilidad antes de impuesto a la renta	13,754	10,885
Menos: Utilidad COPESER - antes de la fusión (*)	-	(510)
Utilidad financiera para el cálculo del impuesto a la renta, antes de participaciones e impuesto a la renta	13,754	10,375
Adiciones (deducciones) tributarias:		
Gastos no deducibles	196	567
Diferencias temporales	(2,940)	215
Renta gravable para computar el impuesto a la renta corriente	11,011	11,157
Impuesto a la renta corriente - 30%	(3,303)	(3,347)

(*) De acuerdo con las disposiciones tributarias vigentes, COPESER cumplió con presentar su declaración jurada de impuesto a la renta por el periodo comprendido entre el 1 de enero al 30 de mayo de 2009 (antes de la fusión). Por tal motivo, la declaración jurada de impuestos de la Compañía por el año 2009, no incluye la actividad de COPESER por el periodo antes de la fusión.

(e) Situación tributaria

Las declaraciones juradas del impuesto a la renta de la Compañía de los años 2006 a 2009 y la que será presentada por el ejercicio 2010, están pendientes de revisión por la administración tributaria, la cual tiene la facultad de efectuar dicha revisión dentro de los cuatro años siguientes al año de presentación de la declaración jurada de impuesto a la renta. La Gerencia estima que no surgirán pasivos de importancia como resultado de las revisiones pendientes.

Las declaraciones juradas de impuesto a la renta de COPESER correspondientes a los ejercicios del 2006 a 2008 y la correspondiente al período del 1 de enero al 31 de mayo de 2009 están pendientes de revisión por la administración tributaria, la cual tiene la facultad de efectuar dicha revisión dentro de los cuatro años siguientes al año de presentación de la correspondiente declaración jurada de impuesto a la renta. La Gerencia estima que no surgirán pasivos de importancia como resultado de las revisiones pendientes.

Debido a las posibles interpretaciones que las autoridades tributarias pueden dar a las normas legales aplicables en cada año, a la fecha, no es posible determinar si de las revisiones que se realicen resultarán o no pasivos para la Compañía, por lo que cualquier eventual mayor impuesto o recargo que pudiera resultar de las revisiones

fiscales sería aplicado a los resultados del ejercicio en que estos se determinen. En opinión de la Gerencia cualquier eventual liquidación adicional de impuestos no sería significativa para los estados financieros al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

(f) Conciliación de la tasa efectiva del impuesto a la renta con la tasa tributaria combinada

Al 31 de diciembre de 2010, la conciliación de la tasa efectiva del impuesto a la renta 30.43% (31.52% al 31 de diciembre de 2009) con la tasa tributaria nominal de 30% es como sigue:

	2010		2009	
	US$000	%	US$000	%
Utilidad antes de impuesto a la renta	13,754	100.00	10,885	100.00
Impuesto a la renta calculado según tasa tributaria	4,127	30.00	3,266	30.00
Efecto tributarios sobre adiciones (deducciones):				
Gastos no deducibles	58	0.43	166	1.52
Impuesto a la renta corriente y diferido registrado según tasa efectiva	4,185	30.43	3,432	31.52

29. ACTIVO Y PASIVO POR IMPUESTO A LA RENTA DIFERIDO

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, el movimiento en el activo (pasivo) neto por impuesto a la renta diferido y la descripción de las diferencias temporales que le dieron origen, es como sigue:

	...2009...			...2010...		
	Saldos al 01.01.09	Adiciones (Recuperos)	Saldos al 31.12.09	Adiciones (Recuperos)	Ajuste (Nota 2 (a))	Saldos al 31.12.10
	US$000	US$000	US$000	US$000	US$000	US$000
Reversión facturación	47	-	47	(32)	(8)	7
Vacaciones no pagadas	93	(48)	45	43	-	88
Depreciacion menor que la tributaria	(17)	(1)	(18)	(17)	(10)	(45)
Amortización menor que la tributaria	(60)	69	9	(988)	(9)	(988)
Intereses efectivo NIC 39	69	63	132	97	-	229
Provisiones	15	27	42	16	9	67
Total	147	110	257	(881)	(18)	(642)

30. UTILIDAD POR ACCION COMUN

La utilidad básica por acción común ha sido calculada dividiendo la utilidad neta del ejercicio atribuible a los accionistas comunes, entre el promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante el ejercicio. Debido a que no existen acciones comunes potenciales diluyentes, esto es, instrumentos financieros u otros contratos que dan

derecho a obtener acciones comunes, la utilidad diluida por acción común es igual a la utilidad básica por acción común.

(a) La utilidad básica y diluida por acción común resulta como sigue:

	2010 US$000	2009 US$000
Utilidad neta atribuible a los accionistas comunes	9,569	7,454

(b) El promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante el 2010 y 2009, ambas de US$1.00 de valor nominal c/u, fue como sigue:

	Acciones Comunes en circulación	Días de vigencia hasta el cierre	Promedio ponderado de Acciones Comunes
En circulación al inicio 2009	48,301,277	365	48,301,277
Emision de nuevas acciones 13/01	10,000,000	353	9,671,233
Emision de nuevas acciones 6/03	20,000,000	301	16,493,151
Emisión de nuevas acciones 7/9	20,000,000	116	6,356,164
En circulación al final de 2009	98,301,277		80,821,825
En circulación al inicio y final del 2010	98,301,277	365	98,301,277

	2010 US$	2009 US$
(c) Utilidad básica y diluida por acción común (en dólares estadounidenses)	0.097	0.092

31. ARRENDAMIENTO OPERATIVO

Al 31 de diciembre de 2010, la Compañía mantiene cuatro contratos de arrendamiento operativo, de oficinas y estacionamientos, no rescindibles que tienen vigencia hasta el 1 de febrero de 2013, 1 de mayo de 2011, 14 de diciembre de 2012 y 9 de marzo de 2013 respectivamente. Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, los pagos mínimos futuros de arrendamiento son como sigue:

	2010 US$000	2009 US$000
Hasta un año	663	422
Más de un año hasta cinco	1,009	782
Total	1,672	1,204
Valor presente de los pagos mínimos	1,405	906

La tasa utilizada para el cálculo del valor presente de los pagos mínimos es de 10%.

El gasto por arrendamiento de 2010 y 2009 fue de (en miles) US$724 y (en miles) US$423, respectivamente y se presenta en el rubro gastos de administración del estado de ganancias y pérdidas.

32. REGLAMENTO AMBIENTAL

Conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, la construcción y la operación de la Red de Alta Presión y de las Otras Redes cuentan con respectivos Estudios de Impacto Ambiental (en adelante los EIA) donde se establecen los compromisos medio ambientales que la Compañía debe cumplir, los que hacen principal incidencia a la etapa de construcción de las redes. Los EIA incluyen un Plan de Manejo Ambiental (en adelante el PMA) donde se describen las medidas que debe adoptar la Compañía para prevenir o mitigar impactos ambientales negativos y mantener sus operaciones dentro de los márgenes de las regulaciones ambientales.

Adicionalmente, la Compañía presenta anualmente un informe de gestión ambiental ante el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía ("OSINERGMIN"), ente responsable de la verificación del cumplimiento de los compromisos medio ambientales asumidos por la sociedad en el PMA.

Al 31 de diciembre de 2010, el gasto acumulado relacionado directamente con la protección del medio ambiente ascendió a (en miles) US$23 (US$21 al 31 de diciembre de 2009).

33. HECHOS POSTERIORES

Con fecha 19 de enero de 2011, AEI propietaria del 60% del capital social de la Compañía ha celebrado un acuerdo de venta con Empresa de Energía de Bogotá (EEB), para venderle la totalidad de su participación en la Compañía; con esta operación EEB obtendría un 60% del capital social de forma indirecta. Esta operación se concretó el 14 de febrero de 2011.

Así también, con la misma fecha, AEI ha dispuesto la venta de Promigas S.A. ESP, accionista del 40% de las acciones de la Compañía, a Corporación Financiera Colombiana S.A.("Corficolombiana"), Fondo de Capital Privado Corredores Capital I, Fondo de Capital Privado por Compartimenos CP-Val, and Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. ("EEB"). Esta operación se concretó el 10 de febrero de 2011

La Gerencia no tiene conocimiento de hechos posteriores adicionales a los mencionados en los párrafos anteriores ocurridos entre la fecha de cierre de estos estados financieros y la fecha de este informe, que puedan afectarlos significativamente.



Estados financieros

Gas Natural de Lima y Callao S.A.
Dictamen de los Auditores Independientes
Estados Financieros
Años Terminados el 31 de Diciembre de 2009 y 2008

Deloitte.

Beltrán, Gris y Asociados S. Civil de R.L. Ltda.
Begonias 441, Piso 6
San Isidro, Lima 27
Perú

Tel: +51 (1)211 8585
Fax: +51 (1)211 8586
www.deloitte.com/pe

DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Accionistas y Directores de
Gas Natural de Lima y Callao S.A.

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de Gas Natural de Lima y Callao S.A. (una subsidiaria de AEI Perú Holdings LTD.), que comprenden el balance general al 31 de diciembre de 2009 y 2008, y los estados de ganancias y pérdidas, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, así como el resumen de políticas contables significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidad de la Gerencia sobre los Estados Financieros

La Gerencia es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener el control interno que sea relevante en la preparación y presentación razonable de los estados financieros para que estén libres de errores materiales, ya sea como resultado de fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas; y realizar las estimaciones contables razonables de acuerdo con las circunstancias.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros basada en nuestras auditorías. Nuestras auditorías fueron realizadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Perú. Tales normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable que los estados financieros estén libres de errores materiales.

Una auditoría comprende la ejecución de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, que incluye la evaluación del riesgo de que los estados financieros contengan errores materiales, ya sea como resultado de fraude o error. Al efectuar esta evaluación de riesgo, el auditor toma en consideración el control interno de la compañía que es relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, a fin de diseñar procedimientos de auditoría de acuerdo con las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la compañía. Una auditoría también comprende evaluar si los principios de contabilidad aplicados son apropiados, y si las estimaciones contables realizadas por la Gerencia son razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para sustentar nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros antes indicados presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Gas Natural de Lima Callao S.A. al 31 de diciembre de 2009 y 2008, los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú.

Enfasis de una situación

Como se explica en la Nota 1 a los estados financieros adjuntos, con fecha efectiva 1 de junio de 2009, la Compañía incorporó por fusión a la empresa relacionada Compañía Peruana de Servicios Energéticos S.A. Los estados financieros de 2008, que se presentan para propósitos comparativos, han sido reestructurados para reflejar los efectos de la fusión, como si ambas compañías hubieran estado fusionadas desde el 1 de enero de 2008.

Beltrán, Gris y Asociados S. Civil de R.L.

Refrendado por:

(Socio)
Eduardo Gris Petcovich
CPC Matrícula No.12159

29 de enero de 2010

Gas Natural de Lima y Callao S.A.

BALANCES GENERALESAL

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008

ACTIVO	NOTAS	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
ACTIVO CORRIENTE:			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4	16,275	7,289
Cuentas por cobrar comerciales, neto	5	16,285	13,667
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	6	-	82
Otras cuentas por cobrar	7	3,420	2,897
Existencias, neto	8	11,061	9,008
Impuestos por recuperar	9	-	2,940
Gastos contratados por anticipado	10	1,252	763
Total activo corriente		48,293	36,646
ACTIVO NO CORRIENTE:			
Otras cuentas por cobrar	7	110	74
Cuentas por cobrar comerciales, neto	5	2,353	1,025
Impuestos por recuperar	9	14,457	6,679
Terrenos, maquinaria y equipo, neto	11	157,698	113,126
Activos intangibles, neto	12	1,913	1,582
Activo por impuesto a la renta y participación de los trabajadores diferido	30	257	147
Gastos contratados por anticipado	10	48	48
Total activo no corriente		176,836	122,681
TOTAL ACTIVO		225,129	159,327

PASIVO Y PATRIMONIO NETO	NOTAS	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
PASIVO CORRIENTE:			
Obligaciones financieras	16	8,400	53,271
Cuentas por pagar comerciales	13	10,944	8,028
Cuentas por pagar a partes relacionadas	6	820	666
Impuesto a la renta y participación de los trabajadores corriente	14	2,050	282
Otras cuentas por pagar	15	5,849	4,441
Total pasivo corriente		28,063	66,688
PASIVO NO CORRIENTE:			
Obligaciones financieras	16	19,142	23,477
Cuentas por pagar a partes relacionadas	6 y 16	47,000	-
Otras cuentas por pagar	15	15,635	10,191
Provisiones	17	2,202	2,282
Ingresos diferidos	18	7,447	8,503
Total pasivo no corriente		91,426	44,453
TOTAL PASIVO		119,489	111,141
PATRIMONIO NETO:			
Capital social	19	98,301	48,301
Reserva legal	20	70	-
Ganancias no realizadas	11 y 12	320	320
Resultados acumulados	21	6,949	(435)
Total patrimonio neto		105,640	48,186
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO		225,129	159,327

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

Gas Natural de Lima y Callao S.A.

ESTADOS DE GANANCIAS Y PERDIDAS

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008

	NOTAS	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
INGRESOS OPERACIONALES			
Ventas netas:			
Ingreso por servicio de distribución de gas natural	22	109,242	85,399
Garantía por red principal	18	612	1,146
Total		109,854	86,545
Otros ingresos operacionales:			
Intereses por cobrar a clientes		378	232
Ingreso por servicios de administración, operación y mantenimiento - partes relacionadas	6	523	210
Total		901	442
Total ingresos operacionales		110,755	86,987
COSTO DE SERVICIO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL	23	(82,813)	(64,057)
UTILIDAD BRUTA		27,942	22,930
Gastos de administración	24	(11,289)	(8,635)
Gastos de comercialización	25	(1,107)	(1,008)
Otros ingresos		152	763
Otros gastos		(511)	(241)
Total		(12,755)	(9,121)
UTILIDAD OPERATIVA		15,187	13,809
Ingresos financieros	26	453	1,031
Gastos financieros	27	(5,473)	(6,401)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio		1,320	(1,144)
Total		(3,700)	(6,514)

Gas Natural de Lima y Callao S.A.

ESTADOS DE GANANCIAS Y PERDIDAS (Continuación)

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008

	NOTAS	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
UTILIDAD ANTES DE PARTICIPACIONES E IMPUESTO A LA RENTA		11,487	7,295
Participación de los trabajadores	28	(602)	(33)
Impuesto a la renta	29	(3,431)	(2,300)
UTILIDAD NETA		7,454	4,962
Utilidad básica y diluída por acción común (en dólares estadounidenses)	31	0.092	0.103

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

Gas Natural de Lima y Callao S.A.

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008

	Capital SOCIAL (Nota 19) US$000	Reserva Legal (Nota 20) US$000	Ganancias No Realizadas (Nota s 11 y 12) US$000	Resultados Acumulados US$000	Total US$000
Saldos al 1 de enero de 2008 (Nota 1)	48,301	-	320	(5,397)	43,224
Utilidad neta	-	-	-	4,962	4,962
Saldos al 31 de diciembre de 2008 (Nota 1)	48,301	-	320	(435)	48,186
Aportes de capital	50,000	-	-	-	50,000
Transferencia	-	70	-	(70)	-
Utilidad neta	-	-	-	7,454	7,454
Saldos al 31 de diciembre de 2009	98,301	70	320	6,949	105,640

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

Gas Natural de Lima y Callao S.A.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
ACTIVIDADES DE OPERACION:		
Cobros por ingresos de servicios de distribución y por garantía de servicio por red principal	125,913	111,530
Otros cobros de operación	1,687	4,009
Pago a proveedores	(99,232)	(88,453)
Pago de remuneraciones y beneficios sociales	(7,754)	(6,008)
Pago de tributos	(7,026)	(2,763)
Pago de intereses	(4,962)	(4,976)
Otros pagos de operación	(2,959)	(3,316)
Efectivo neto proveniente de actividades de operación	5,667	10,023
ACTIVIDADES DE INVERSION:		
Compra de terrenos, maquinarias y equipo y obras en curso	(50,116)	(22,157)
Aumento en activos intangibles	(461)	(156)
Venta de activos fijos e intangibles	60	32
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(50,517)	(22,281)
ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:		
Aumento en obligaciones financieras	4,000	1,924
Pago de obligaciones financieras	(53,206)	(4,167)
Préstamos recibidos de partes relacionadas	47,000	-
Aportes de capital	50,000	-
Aporte Financiero y Sobrecargo	6,042	7,194
Efectivo neto proveniente de actividades de financiamiento	53,836	4,951
AUMENTO (DISMINUCION) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO	8,986	(7,307)
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL COMIENZO DEL AÑO	7,289	14,596
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	16,275	7,289

Gas Natural de Lima y Callao S.A.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO (Continuación)

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
CONCILIACION DE LA UTILIDAD NETA CON EL EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO NETO PROVENIENTE DE ACTIVIDADES DE OPERACION:		
Utilidad neta	7,454	4,962
Ajustes a la utilidad neta:		
Depreciación y amortización	5,543	4,311
Provisión cuentas de cobranza dudosa	72	34
Provisión por desvalorización de existencias	109	20
Impuesto a la renta diferido	(110)	287
Pérdida en venta y retiro de activos fijos	71	9
Recupero de provisiones, neto	(80)	(525)
(Aumento) disminución en activos:		
Cuentas por cobrar comerciales	(4,018)	(915)
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	82	69
Otras cuentas por cobrar	(559)	4,068
Existencias	(2,162)	(4,199)
Impuestos por recuperar	(4,838)	(237)
Gastos contratados por anticipado	(489)	(189)
Aumento (disminución) en pasivos:		
Cuentas por pagar comerciales	2,916	907
Cuentas por pagar a partes relacionadas	154	666
Impuesto a la renta y participación de los trabajadores corriente	1,768	205
Otras cuentas por pagar	810	115
Ingresos diferidos	(1,056)	435
Efectivo y equivalentes de efectivo neto proveniente de actividades de operación	5,667	10,023
Transacciones de inversión y de financiamiento que no representan flujos de efectivo:		
Arrendamiento financiero	-	597
Transferencia de activo fijo a intangibles	101	-

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008

1. IDENTIFICACION DE LA COMPAÑIA Y ACTIVIDAD ECONOMICA

Gas Natural de Lima y Callao S.A. (en adelante la Compañía) fue constituida en Lima, Perú, el 8 de febrero de 2002, e inició sus operaciones comerciales de distribución de gas natural el 20 de agosto de 2004. La Compañía es una subsidiaria de AEI de Estados Unidos de América desde junio de 2007, la cual a través de AEI Perú Holdings LTD (en adelante AEI) y de Promigas S.A. ESP, posee el 100% de las acciones con derecho a voto representativas de capital social.

La actividad económica principal de la Compañía es la distribución de gas natural, incluyendo la comercialización de equipos, su instalación, mantenimiento y la realización de actividades vinculadas a los hidrocarburos y/o su distribución, actividad que representa su segmento principal de operación; no siendo relevante informar otros segmentos de operación por sus otros ingresos operacionales dado que son menores a los umbrales cuantitativos requeridos por la NIIF 8.

El domicilio legal de la Compañía, donde se encuentran sus oficinas administrativas, es Av. Primavera N° 1878, Monterrico, Santiago de Surco, Lima, Perú.

APROBACIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS

Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2009 han sido autorizados para su emisión por la Gerencia de la Compañía. Estos estados serán presentados al Directorio, y luego puestos a consideración de la Junta General Obligatoria Anual de Accionistas que se realizará dentro de los plazos de ley para su aprobación definitiva. Los estados financieros de la Compañía por el año terminado el 31 de diciembre de 2008 fueron aprobados por la Junta General Obligatoria Anual de Accionistas realizada el 25 de marzo de 2009. Los estados financieros de Compañía Peruana de Servicios Energéticos S.A. (absorbida por fusión) fueron aprobados el 24 de marzo de 2009.

ACUERDO DE FUSIÓN

Con fecha 18 de mayo de 2009, la Junta General de Accionistas de la Compañía y la Junta General de Socios de Compañía Peruana de Servicios Energéticos S.A. (en adelante COPESER) aprobaron la fusión de ambas compañías con fecha efectiva 1 de junio de 2009, por la cual la Compañía absorbió a COPESER, que se disolvió sin liquidarse. Esta transacción se efectuó con el objetivo de consolidar las distintas actividades bajo una misma empresa. Esta transacción ha sido considerada como una combinación de entidades bajo control común, y se encuentra fuera del alcance de la NIIF 3, por tal motivo no se ha aplicado el método contable de la adquisición. Para efectos comparativos, los estados financieros de la Compañía al 31 de diciembre de 2008 han sido reestructurados para reflejar los efectos de la fusión, como si ambas compañías hubieran estado fusionadas desde el 1 de enero de 2008.

A la fecha efectiva de la fusión, COPESER presentaba la siguiente información financiera:

	US$000
Activos:	
Efectivo y equivalentes de efectivo	41
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	1,944
Otras cuentas por cobrar	86
Gastos contratados por anticipado	364
Activo fijo, neto	1,785
Activos intangibles, neto	542
Impuesto a la renta y participación de los trabajadores diferido	76
Total	4,838
Pasivos:	
Obligaciones financieras	657
Cuentas por pagar comerciales	227
Cuentas por pagar a parte relacionada	6
Otras cuentas por pagar	1,156
Total	2,046
Patrimonio neto	2,792

PRINCIPALES CONTRATOS DE OPERACIÓN Y CONVENIOS

a) Contrato de Concesión de Distribución - BOOT

Por medio del Convenio de Cesión de Posición Contractual (el convenio) suscrito el 2 de mayo de 2002, con la intervención del Estado Peruano, como "concedente"; la Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. – ETECEN, como "empresa recaudadora"; Tecgas N.V., como "operador estratégico precalificado de transporte"; y Tractebel S.A. (hoy GDF SUEZ Tractebel S.A., antiguo accionista de la Compañía), como "operador estratégico precalificado de distribución", la Compañía recibió a título gratuito, de Transportadora de Gas del Perú S.A. (Cedente), todos los derechos y las obligaciones del Contrato BOOT de Concesión para la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Lima y la provincia constitucional del Callao y la explotación de los bienes de la concesión.

Mediante este contrato, la Compañía tiene el derecho de distribuir gas natural vía red de ductos en el departamento de Lima y la provincia constitucional del Callao entre la puesta en operación comercial y el vencimiento del plazo del contrato, que se establece en 33 años contados a partir del 9 de diciembre de 2000. Al vencimiento del contrato, la Compañía podrá solicitar la prórroga del plazo con una anticipación no menor de 4 años al de su vencimiento o el de sus prórrogas. Cada plazo de prórroga no podrá ser superior a 10 años y podrá otorgarse sucesivamente, sin sobrepasar un plazo máximo acumulado de 60 años.

Con fecha 25 de junio de 2007, se modificó el Contrato BOOT de Concesión con el principal objetivo de incorporar como nuevo operador estratégico precalificado de distribución a AEI Perú Holdings LTD., como consecuencia de la transferencia de acciones efectuada con fecha 28 de junio de 2007.

Bajo este Contrato, la Compañía asume, principalmente, la responsabilidad de:

• Estar en condiciones de prestar el servicio de distribución, en concordancia con el factor de penetración que el OSINERGMIN establezca; factor que será considerado en los respectivos cálculos tarifarios, a por lo menos 10,000, 30,000 y 70,000 consumidores a los dos, cuatro y seis años, respectivamente, desde la puesta en operación comercial. Para cumplir con esta responsabilidad la Compañía deberá construir las Obras Comprometidas y las Obras del Plan de Crecimiento Comprometido. En caso la Compañía no contara con las condiciones para prestar el servicio al número de consumidores establecido dentro de los plazos indicados, se deberá pagar al concedente US$50 por mes o fracción de mes de atraso, por cada consumidor que falte para cumplir con las metas establecidas hasta un máximo de cuatro meses.

• Atender la capacidad mínima en la Red de Alta Presión según los controles a establecerse antes de las conexiones a Cementos Lima S.A., la Central Térmica de Santa Rosa (Edegel S.A.A.) y la Central Térmica de Ventanilla (Edegel S.A.A.).

• Cumplir con el cronograma de las actividades de construcción de las Obras Comprometidas Iniciales sin exceder el plazo para la puesta en operación comercial. Dicho cronograma fue cumplido oportunamente por la Compañía, prueba de ello es la devolución de la garantía de fiel cumplimiento por (en miles) US$92,000 que Transportadora de Gas del Perú S.A. entregó al Estado peruano para garantizar las obligaciones que le corresponden como titular de las concesiones de transporte de gas y transporte de líquidos y por las obligaciones asumidas por la Compañía como consecuencia del convenio de cesión de posición contractual.

• Durante la vigencia del período de garantía (durante el cual se aplica el mecanismo de la Garantía por Red Principal) no destinar más del 33% de la capacidad garantizada de la Red de Distribución a sus partes relacionadas, excluyéndose de esta limitación a la capacidad destinada al servicio de los consumidores iniciales o la contratación directamente por éstos, incluyendo a sus respectivos cesionarios o sucesores en los contratos de compra, venta o suministro de gas.

• En virtud de este Contrato la empresa recaudadora pagará mensualmente a la Compañía la Garantía por Red Principal a más tardar tres días calendarios después del último día calendario previsto en el Artículo 136 del Reglamento de la "Ley de Concesiones Eléctricas". Dicho pago se realizará según las mismas reglas que se aplican para el pago del peaje por conexión al Sistema Principal de Transmisión Eléctrica, definido en la "Ley de Concesiones Eléctricas". En caso de incumplimiento, Perupetro S.A., como empresa garante, asumirá la obligación.

Los cargos que la Compañía podrá efectuar al consumidor, de acuerdo a su categoría y condición, comprenden el costo del gas natural, el costo del transporte de gas, el costo de la distribución vía la Red de Alta Presión, el costo de la distribución vía las "Otras Redes" (o redes secundarias) y los tributos no incorporados en esos conceptos. El costo del gas natural y el costo del transporte deberán reflejar el traslado del costo unitario correspondiente sin establecer márgenes sobre ellos.

De acuerdo con lo dispuesto en el contrato de concesión y en las leyes aplicables, la Compañía presta el servicio de distribución a través de la Red de Alta Presión y a través de las Otras Redes, cada cual con una tarifa que se determina bajo diferentes criterios definidos en el mismo contrato y en las leyes aplicables. Respecto de la Red de Alta Presión, el contrato establece una tarifa base resultante de dividir el costo del servicio de distribución vigente al inicio del año de cálculo en evaluación entre la capacidad total garantizada. La tarifa base será fijada por el OSINERGMIN en dólares y recalculada por éste organismo al inicio de cada año de cálculo sobre la base del Costo del Servicio previamente actualizado por el PPI (Producer Price Index) estadounidense.

Para garantizar el cumplimiento de las obligaciones a partir de la puesta en operación comercial, la Compañía entregó al concedente una garantía de fiel cumplimiento de (en miles) US$1,000, la misma que debe mantenerse durante la vigencia del contrato de concesión. Al 31 de diciembre de 2009 esta garantía consiste de una carta fianza otorgada por el Banco de Crédito del Perú, con vencimiento el 9 de agosto de 2010.
En opinión de la Gerencia, al 31 de diciembre de 2009, la Compañía viene cumpliendo con las responsabilidades asumidas en este Contrato.

b) Convenio de Estabilidad Jurídica

Mediante adenda de fecha 2 de mayo de 2002, Transportadora de Gas del Perú S.A. cedió a la Compañía su posición contractual sobre el Convenio de Estabilidad Jurídica (Convenio) que le fuera concedido el 5 de diciembre de 2000 por el Estado Peruano (representado por el Ministerio de Energía y Minas). En virtud de esta adenda, el Estado se obliga a garantizar a la Compañía un régimen de estabilidad jurídica, incluyendo el Impuesto a la Renta, durante el plazo de la concesión (hasta el año 2033), de modo que no afecte a la Compañía ningún cambio en el régimen de aplicación del tributo tal como estaba vigente a la fecha de suscripción del Convenio (año 2000). Este Convenio está relacionado con la inversión que sus antiguos accionistas efectuaron en la Compañía, mediante aportes de capital por un importe de (en miles) US$30,000, el cual fue completado en 2003.

c) Convenio de Garantía

Mediante adenda de fecha 2 de mayo de 2002, Transportadora de Gas del Perú S.A. cedió a la Compañía su posición contractual sobre el convenio de Garantía que le fuera concedido el 9 de diciembre de 2000 por el Estado Peruano (representado por el Ministerio de Energía y Minas). En virtud de esta adenda, el Estado se obliga a garantizar todas las obligaciones, declaraciones, seguridades, y garantías otorgadas por el Estado en el Contrato original firmado con Transportadora de Gas del Perú S.A., incluyendo el pago de la Garantía por Red Principal a cargo de la empresa recaudadora.

REGULACIÓN OPERATIVA Y NORMAS LEGALES QUE AFECTAN LAS ACTIVIDADES DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

a) Ley Orgánica de Hidrocarburos

Ley No. 26221, promulgada el 19 de agosto de 1993, cuyo Texto Único Ordenado resultó aprobado mediante Decreto Supremo No. 042-2005-EM; y sus diferentes modificatorias y ampliatorias.

b) Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural

Mediante Ley No. 27133, promulgada el 18 de noviembre de 1999, y su Reglamento aprobado mediante D.S. 040-99-EM, y sus modificatorias,

se establecen las condiciones específicas para la promoción del desarrollo de la industria del gas natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas que incrementen la confiabilidad en el suministro de energía y la competitividad del aparato productivo del país.

Resulta pertinente señalar que mediante Decretos Supremos No. 048-2008-EM y 082-2009-EM, se modificó el Reglamento de Ley de Promoción a fin de permitir la implementación de una Tarifa Unica de Distribución (unificación de la Tarifa por Red Principal y la Tarifa de Otras Redes) a ser aplicada dentro del Area de Concesión de la Compañía.

La Tarifa Unica de Distribución a ser implementada permitirá, bajo una metodología de reconocimiento de inversiones "roll in", efectuar, las inversiones necesarias para satisfacer las necesidades de todos los usuarios conectados e interesados en conectarse al Sistema de Distribución.

Asimismo, se dispuso que la Tarifa Unica de Distribución se establecerá por categoría de usuarios según rangos de consumo y se aplicará a todos los consumidores ubicados dentro del Area de Concesión de distribución. La entrada en vigencia de la Tarifa Única de Distribución, se encuentra condicionada a la realización de las adecuaciones necesarias en el Contrato BOOT de Concesión.

c) Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Mediante Ley Nº 26734, promulgada el 27 de diciembre de 1996, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN, cuya finalidad es supervisar las actividades que desarrollan las empresas en los sub-sectores de electricidad e hidrocarburos, velar por la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario y fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesión, así como de los dispositivos legales y normas técnicas vigentes, incluyendo aquellos relacionados con la protección y conservación del medio ambiente. Asimismo, el OSINERGMIN debe fiscalizar el cumplimiento de los compromisos de inversión de acuerdo a lo establecido en los respectivos contratos.

d) Reglamento de Distribución de gas natural por red de ductos

Mediante Decreto Supremo No. 042-99-EM se promulgó el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos que norma entre otros aspectos lo referente a la prestación del servicio público de distribución de gas natural por red de ductos, incluyendo las normas de seguridad, las normas vinculadas a la fiscalización, el procedimiento para el otorgamiento de los derechos de servidumbre y los procedimientos para fijar tarifas, entre otros. Luego de la promulgación del mencionado reglamento, se dieron diversas modificaciones, emitiéndose el 22 de julio de 2008, mediante Decreto Supremo No. 040-2008-EM, el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.

Una de las principales obligaciones que establece este dispositivo es aquella según la cual las empresas concesionarias deben atender el suministro requerido dentro de los sesenta días hábiles cuando hay infraestructura en la zona, o dentro de los doce meses siguientes en caso no la hubiera, siempre que el suministro sea técnica y económicamente viable.

e) Resolución OSINERGMIN No. 263-2005-OS/CD

Mediante la Resolución OSINERGMIN No. 263-2005-OS/CD se aprobó el Procedimiento y Métodos de cálculo para la determinación de la viabilidad técnica-económica de nuevos suministros de gas natural a que se refiere el Reglamento de Distribución.

Sobre el particular resulta pertinente señalar que con fecha 17 de diciembre de 2009 entró en vigencia la Resolución OSINERGMIN No. 056-2009-OS/CD, mediante la cual se aprueba el nuevo Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros de Gas Natural que deja sin efecto la Resolución OSINERGMIN No. 263-2005-OS/CD.

f) Contrato de servicios a parte relacionada

Hasta el 30 de mayo de 2009, COPESER, empresa absorvida por fusión, mantenía suscrito un contrato con Fénix Power S.A. (parte relacionada) por el cual le prestaba servicios de asistencia administrativa y financiera. A partir del 1 de junio de 2009; fecha efectiva de fusión estos servicios son prestados por la Compañía.

2. POLITICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

Las políticas contables significativas utilizadas por la Compañía en la preparación y presentación de sus estados financieros son las siguientes:

a) Base de preparación y presentación

Los estados financieros se preparan y presentan de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú (PCGA en Perú), los cuales comprenden: las Normas e Interpretaciones emitidas o adoptadas por el IASB, que incluyen las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC), y las Interpretaciones emitidas por el Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF), o por el anterior Comité Permanente de Interpretación (SIC) adoptadas por el IASB, oficializadas por el Consejo Normativo de Contabilidad (CNC) para su aplicación en Perú.

En la preparación y presentación de los estados financieros de 2009 y 2008, la Compañía ha observado el cumplimiento de las Normas e Interpretaciones antes mencionadas que le son aplicables, de acuerdo con las Resoluciones emitidas por el CNC.

NUEVAS NORMAS Y MODIFICACIONES A NORMAS EMITIDAS E INTERPRETACIONES APROBADAS POR EL CONSEJO NORMATIVO DE CONTABILIDAD ADOPTADAS POR LA COMPAÑÍA A PARTIR DE 2009

Por Resolución No.040-2008-EF/94 el CNC aprobó la aplicación de las siguientes modificaciones a normas emitidas e interpretaciones para la preparación de estados financieros al 31 de diciembre de 2009. Estas normas han sido adoptadas por la Compañía, según le sean aplicables, para la preparación de sus estados financieros de 2009:

• NIC 32, Instrumentos financieros: Presentación (modificada en 2006).

Esta norma ha sido modificada para alinear sus requerimientos a los de la NIIF 7 que se describe a continuación.

• NIIF 7, Instrumentos financieros: información a revelar. Esta norma requiere que la entidad suministre información que permita que los usuarios de sus estados financieros evalúen la relevancia de los instrumentos financieros en su situación financiera y en su desempeño. Esta norma exige que se revele el análisis de la gerencia sobre los potenciales efectos de cada tipo de riesgo financiero que afectan a la entidad. La norma distingue a los riesgos financieros como: riesgo de crédito, riesgo de liquidez y riesgo de mercado. La norma exige la presentación de información cualitativa y cuantitativa de sus instrumentos financieros, presentada de la misma forma en que es analizada por la gerencia en su función de administración de riesgos planteando requerimientos mínimos de exposición.
• NIIF 8, Segmentos operativos.

La Gerencia de la Compañía considera que las Normas aplicables a partir de 2009 sólo tienen como resultado revelaciones adicionales, y no afectan la situación financiera ni los resultados de la Compañía.

NUEVOS PRONUNCIAMIENTOS CONTABLES

Ciertas normas (NIIF) e interpretaciones (CINIIF) y revisiones a ciertas NIIF emitidas internacionalmente, serán aplicables a nivel internacional para periodos que comienzan a partir ó después del 1 de enero de 2009, con la posibilidad de ser aplicadas de manera anticipada, bajo ciertas condiciones. Las normas que aún no han sido aprobadas por el CNC, y que podrían ser aplicables a las operaciones de la Compañía son las siguientes:

Norma	Nueva / Revisada	Emitida	Fecha Efectiva Internacionalmente
NIIF 7	Instrumentos financieros	Revisada marzo 2009	Período anual que se inicia en o después del 1 de enero de 2010
NIIF 8	Segmentos de Operación	Revisada abril 2009	Período anual que se inicia en o después del 1 de enero de 2010
NIIF 9	Instrumentos Financieros Clasificación y Medición	Revisada noviembre 2009	Período anual que se inicia en o después del 1 de enero de 2013
NIC 1	Presentación de estados financieros	Revisada 2007, 2008, mayo 2008, abril 2009	Período anual que se inicia en o después del 1 de enero de 2009, 1 de enero de 2009, 1 de enero de 2009, 1 de enero de 2010, respectivamente.
NIC 24	Información a Revelar sobre Partes Relacionadas	Revisada noviembre 2009	Período anual que se inicia en o después del 1 de enero de 2011
NIC 32	Instrumentos financieros: reconocimiento y medición	Revisada 2008, 2009	Período anual que se inicia en o después del 1 de enero de 2009, 1 de febrero de 2010, respectivamente.
NIC 36	Deterioro de Activos	Revisada mayo 2008, abril 2009	Período anual que se inicia en o después del 1 de enero de 2009, 1 de febrero de 2010, respectivamente.
NIC 38	Activos Intangibles	Revisada Mayo 2008, abril 2009	Período anual que se inicia en o después del 1 de enero de 2009, 1 de julio de 2009, respectivamente.
NIC 39	Instrumentos financieros: Reconocimiento y Medición	Revisada mayo 2008, mayo 2008, abril 2009	Período anual que se inicia en o después del 1 de enero de 2009, 1 de julio de 2009, 30 de junio de 2009, 1 de enero de 2010, respectivamente.
CINIIF 15	Contrato para la construcción de inmuebles	Emitida julio 2008	Período anual que se inicia en o después del 1 de enero de 2009
CINIIF 16	Cobertura de una Inversión neta en una Operación en el Exterior	Emitida julio 2008	Período anual que se inicia en o después del 1 de octubre de 2009
CINIIF 17	Distribución a propietarios de activos diferentes a efectivo	Emitida noviembre 2008	Período anual que se inicia en o después del 1 de julio de 2009
CINIIF 18	Transferencia de Activos a Clientes	Emitida enero 2008	Período anual que se inicia en o después del 1 de julio de 2009
CINIIF 19	Extinción de Pasivos Financieros con Instrumentos de Patrimonio	Emitida noviembre 2009	Período anual que se inicia en o después del 1 de julio de 2009

La Gerencia de la Compañía está analizando el impacto que estas normas, aún no aprobadas por el CNC, podrían tener en la preparación y presentación de sus estados financieros. No obstante, la Gerencia de la Compañía ha analizado las siguientes NIIF, CINIIF y revisiones aún no aprobadas por el CNC, las que estima no tendrán impacto en la preparación y presentación de sus estados financieros:

Norma	Nueva / Revisada	Emitida	Fecha Efectiva Internacionalmente
NIC 7	Estado de Flujos de Efectivo	Revisada abril 2009	Período anual que se inicia en o después del 1 de enero de 2009
NIC 16	Propiedades, planta y equipo	Revisada mayo 2008	Período anual que se inicia en o después del 1 de enero de 2009
NIC 17	Arrendamientos	Revisada abril 2009	Período anual que se inicia en o después del 1 de enero de 2009
NIC 19	Beneficios a los empleados	Revisada mayo 2008	Período anual que se inicia en o después del 1 de enero de 2010
NIC 23	Costos de financiamiento	Revisada 2007, Mayo 2008	Período anual que se inicia en o después del 1 de enero de 2009, 1 de enero de 2009, respectivamente.

b) Moneda funcional y de presentación, transacciones en moneda local y contabilidad en moneda extranjera

La Compañía prepara y presenta sus estados financieros en dólares estadounidenses, que es la moneda funcional que le corresponde. La moneda funcional es la moneda del entorno económico principal en el que opera una entidad, aquella que influye en los precios de venta de los servicios y bienes que comercializa, entre otros factores.

CONTABILIDAD EN MONEDA EXTRANJERA

Mediante Decreto Supremo 151-2002-EF de fecha 26 de setiembre de 2002, se establecieron disposiciones para que los contribuyentes que suscribieron contratos con el Estado Peruano y recibido y/o efectuado inversión extranjera directa, puedan llevar su contabilidad en moneda extranjera. En este sentido, la Compañía al haber suscrito diversos convenios de cesión de posición contractual de contratos suscritos con el Estado Peruano, descritos en la Nota 1 a los estados financieros, está legalmente facultada y por lo tanto lleva su contabilidad en dólares estadounidenses.

TRANSACCIONES EN MONEDA LOCAL

Las transacciones en moneda local se convierten a dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente a la fecha de las mismas. Al 31 de diciembre de 2009, los saldos monetarios en nuevos soles están expresados en dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente a esa fecha de US$0.346 (US$0.318 en 2008) por S/.1.00.

c) Uso de estimaciones

La preparación de los estados financieros requiere que la Gerencia realice estimaciones y supuestos para la determinación de saldos de activos, pasivos y montos de ingresos y gastos, y para revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros. Si más adelante ocurriera algún cambio en las estimaciones o supuestos debido a variaciones en las circunstancias en las que estuvieron basadas, el efecto del cambio sería incluido en la determinación de la utilidad o pérdida neta del ejercicio en que ocurra el cambio, y de ejercicios futuros, de ser el caso. Las estimaciones significativas relacionadas con los estados financieros son la provisión de servicios no facturados, la provisión por deterioro de cuentas por cobrar, la provisión para desvalorización de existencias, la vida útil asignada a la maquinaria y equipo y a los activos intangibles, la determinación del valor razonable de los activos y pasivos financieros valuados al costo amortizado, las provisiones diversas y el impuesto a la renta y participación de los trabajadores diferido.

d) Cuentas por cobrar comerciales

Las cuentas por cobrar comerciales se registran a su valor nominal y están presentadas netas de menos provisión por deterioro, la cual es estimada de acuerdo con las políticas establecidas por la Gerencia y se reconoce considerando, entre otros factores, la antigüedad de los saldos pendientes de cobro con una antigüedad mayor a 12 meses y sus posibilidades de ser recuperados, y la evidencia de dificultades financieras del deudor que incrementen mas allá de lo normal el riesgo de incobrabilidad de los saldos pendientes de cobro, de modo que su monto tenga un nivel que la Gerencia estima adecuado para cubrir eventuales pérdidas en las cuentas por cobrar a la fecha del balance general. El monto de la provisión se reconoce con cargo a los resultados del ejercicio y los recuperos posteriores con crédito a los resultados del ejercicio. Los criterios básicos para dar de baja los activos financieros deteriorados contra dicha cuenta de valuación son los siguientes: (a) agotamiento de la gestión de cobranza, incluyendo ejecución de garantías; y (b) dificultades financieras del deudor que evidencien la imposibilidad de hacer efectiva la cobranza de la cuenta por cobrar.

e) Existencias

Los suministros y repuestos se valúan al costo o al valor neto realizable, el que sea menor. El costo se determina usando el método de promedio ponderado; el costo de existencias por recibir, usando el método de costo específico. Por las reducciones del valor en libros de las existencias a su valor neto realizable, se constituye una provisión para desvalorización de existencias con cargo a los resultados del ejercicio en el que ocurren tales reducciones.

f) Instrumentos financieros

Los instrumentos financieros se definen como cualquier contrato que origina simultáneamente, un activo financiero en una empresa y un pasivo financiero o un instrumento de patrimonio en otra empresa. Los principales activos y pasivos financieros presentados en el balance general son: efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar y por pagar comerciales, otras cuentas por cobrar y por pagar, cuentas por cobrar y por pagar a partes relacionadas (corriente y largo plazo), y obligaciones financieras (corriente y largo plazo). Las políticas contables para su reconocimiento y medición se describen en las correspondientes notas de políticas contables.

El reconocimiento inicial de un activo o pasivo financiero que no se lleve a valor razonable con cambios en ganancias y pérdidas, será a su valor razonable más los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la compra o emisión del instrumento financiero.

Los activos financieros originados por la propia empresa tales como préstamos y cuentas por cobrar a cambio de suministrar efectivo, bienes o servicios directamente a un deudor, y los pasivos financieros por obligaciones a largo plazo, son valuados a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva, reconociendo en resultados los intereses devengados en función de su tipo de interés efectivo. Por costo amortizado se entiende el costo inicial menos los reembolsos del principal más o menos la amortización acumulada (calculada con el método de la tasa de interés efectiva) de cualquier diferencia entre el importe inicial y valor de reembolso en el vencimiento, teniendo en cuenta potenciales reducciones por deterioro o impago (en el caso de activos financieros). El método de la tasa de interés efectiva busca igualar exactamente el valor en libros de un instrumento financiero con los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero. La pérdida o ganancia de un pasivo financiero a valor razonable con cambios en ganancias y pérdidas, se reconocerá en los resultados del ejercicio. En el caso de los pasivos financieros registrados al costo amortizado, se reconocerán las ganancias o pérdidas en el resultado del ejercicio cuando el pasivo financiero se dé de baja por haberse extinguido (pago, cancelación o expiración), así como a través del proceso de amortización.

La clasificación de un instrumento financiero como pasivo financiero o como instrumento de patrimonio se hace de conformidad con la esencia del acuerdo contractual que lo origina. Los intereses, pérdidas y ganancias relacionados con un instrumento financiero clasificado como pasivo financiero se reconocen como gasto o ingreso. Las distribuciones a los tenedores de un instrumento financiero clasificado como instrumento de patrimonio se cargan directamente a resultados acumulados.

g) Terrenos, maquinaria y equipo

Terrenos, maquinaria y equipo se registran al costo y están presentados netos de depreciación acumulada. La depreciación anual se reconoce como gasto y se determina siguiendo el método de línea recta en base a la vida útil estimada de los activos, representada por tasas de depreciación equivalentes.

Las obras en curso representan activos en construcción y se registran al costo. Esto incluye el costo de construcción, planta y equipo y otros costos directos. Las obras en curso no se deprecian hasta que los activos relevantes se terminen y estén operativos.

Los desembolsos iniciales, así como aquellos incurridos posteriormente, relacionados con bienes cuyo costo puede ser valorado confiablemente, y es probable que se obtendrá de ellos beneficios económicos futuros, se reconocen como activos fijos. Los desembolsos para mantenimiento y reparaciones se reconocen como gasto del ejercicio en el que son incurridos. Cuando un activo fijo se vende o es retirado del uso, su costo y depreciación acumulada se eliminan y la ganancia o pérdida resultante se reconoce como ingreso o gasto.

h) Arrendamiento financiero

Los bienes recibidos en arrendamiento financiero se registran al inicio del arrendamiento como activos y pasivos al valor razonable del bien arrendado. Estos activos se deprecian siguiendo el método de línea recta en base a su vida útil estimada para bienes similares propios. La depreciación anual se reconoce como gasto. El cargo financiero se distribuye entre los ejercicios comprendidos en el plazo de arrendamiento.

i) Costo de financiamiento

Los costos de financiamiento se reconocen como gasto en el ejercicio en que son incurridos. Los costos de financiamiento que son atribuibles directamente a la adquisición, construcción o producción de un activo que necesariamente toma tiempo considerable para estar listo para su venta o uso esperado (activo calificado) se capitalizan como parte del costo de dicho activo. La capitalización comienza cuando se están llevando a cabo las actividades necesarias para preparar el activo calificado para su uso esperado y se está incurriendo en desembolsos y en costos de financiamiento y finaliza cuando sustancialmente se han completado todas las actividades necesarias para preparar el activo calificado para su uso esperado.

j) Arrendamiento operativo

Los pagos por arrendamiento operativo se reconocen como gasto siguiendo el método de línea recta durante el plazo de arrendamiento.

k) Activos intangibles

Activos intangibles se registran al costo de adquisición y están presentados neto de amortización acumulada. La amortización se reconoce como gasto y se determina siguiendo el método de línea recta: (i) en base a la vida útil estimada de los activos, que para el caso de software es en un período de entre 1 y 3 años, y (ii) en base al período de duración de los contratos de servidumbre y derecho de superficie, que es de 30 y 60 años, respectivamente.

l) Pérdida por deterioro

Cuando existen acontecimientos o cambios económicos que indiquen que el valor de un activo de larga vida pueda no ser recuperable, la Gerencia revisa el valor en libros de estos activos. Si luego de este análisis resulta que su valor en libros excede su valor recuperable, se reconoce una pérdida por deterioro en el estado de ganancias y pérdidas por un monto equivalente al exceso del valor en libros. Los importes recuperables se estiman para cada activo o, si no es posible, para cada unidad generadora de efectivo.

El valor recuperable de un activo de larga vida o de una unidad generadora de efectivo, es el mayor valor entre su valor razonable menos los costos de venta y su valor de uso. El valor razonable de un activo de larga vida o de una unidad generadora de efectivo, es el importe que se puede obtener al venderlo, en una transacción efectuada en condiciones de independencia mutua entre partes bien informadas. El valor de uso es el valor presente de los flujos futuros de efectivo estimados que se espera obtener de un activo o de una unidad generadora de efectivo.

m) Provisiones

Las provisiones se reconocen sólo cuando la Compañía tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, es probable que se requieran recursos para liquidar la obligación, y se puede medir confiablemente el monto de la obligación. Las provisiones se revisan en cada ejercicio y se ajustan para reflejar la mejor estimación que se tenga a la fecha del balance general. Cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante, el monto de la provisión es el valor presente de los gastos que se espera incurrir para cancelarla.

n) Aporte financiero y aporte - sobrecargo

Cuando la Compañía, como consecuencia de la aplicación de la resolución OSINERGMIN No. 263-2005-05/CD, presta servicios a clientes en relación a proyectos considerados económicamente viables, los costos de dichos proyectos son asumidos por el cliente y la Compañía reconoce un pasivo (Aporte Financiero) por el mismo importe, el cual será liquidado desde el primer mes de consumo de gas del cliente como un descuento en el servicio de distribución de gas natural. Este pasivo es clasificado en corto y largo plazo en función a la oportunidad de la devolución efectiva del aporte del cliente.

Si el proyecto es preliminarmente calificado como no viable, la Compañía reconoce un pasivo (Aporte - Sobrecargo) por el importe asumido por el cliente y es mantenido como una obligación a largo plazo hasta que el proyecto califique como económicamente viable, en cuyo caso, será clasificado como Aporte Financiero.

o) Pasivos y activos contingentes

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros, sólo se revelan en nota a los estados financieros, a menos que la posibilidad de una salida de recursos sea remota.

Los activos contingentes no se reconocen en los estados financieros, sólo se revelan en nota a los estados financieros cuando es probable que se producirá un ingreso de recursos.

Las partidas tratadas previamente como pasivos o activos contingentes, serán reconocidas en los estados financieros del período en el cual ocurra el cambio de probabilidades, esto es, cuando en el caso de pasivos se determine que es probable, o virtualmente seguro en el caso de activos, que se producirá una salida o un ingreso de recursos, respectivamente.

p) Beneficios a los trabajadores

Los beneficios a los trabajadores son reconocidos como un pasivo (gasto devengado) cuando el trabajador ha prestado los servicios a la Compañía, quien ha consumido el beneficio económico relacionado, a cambio del derecho de recibir pagos en el futuro.

q) Reconocimiento de ingresos, costos y gastos

Los ingresos por servicio de distribución de gas natural son reconocidos sobre una base mensual según el consumo de gas registrado de los clientes. Los ingresos por Garantía por Red Principal son reconocidos a partir de agosto de 2004 en línea recta durante el plazo de la concesión y cuando se perciben. Los demás ingresos, costos y gastos se reconocen cuando se devengan.

r) Ganancias y pérdidas por diferencia de cambio

Las ganancias y pérdidas por diferencia de cambio provenientes de la cancelación de partidas monetarias denominadas en moneda extranjera, o del ajuste de tales partidas por variaciones en el tipo de cambio después de su registro inicial, se reconocen como un ingreso y un gasto financiero, respectivamente, en el ejercicio en el cual surgen.

s) Impuesto a la renta diferido

El pasivo por impuesto a la renta y participación de los trabajadores diferido se reconoce por todas las diferencias temporales gravables entre el valor en libros de los activos y pasivos y su base tributaria, sin tener en cuenta el momento en que se estime que las diferencias temporales que le dieron origen, serán reversadas. El activo por impuesto a la renta y participación a los trabajadores diferido se reconoce por las pérdidas tributarias arrastrables, y por las diferencias temporales deducibles que surgen al comparar el valor en libros de los activos y pasivos y su base tributaria, en la medida en que sea probable que en el futuro, la Compañía dispondrá de suficiente renta gravable contra la cual pueda aplicar las diferencias temporales que reviertan; y las pérdidas tributarias por compensar, dentro del plazo establecido según las normas tributarias vigentes. El pasivo y activo se miden a la tasa de impuesto a la renta y al porcentaje de participación de los trabajadores, que se espera aplicar a la renta gravable en el año en que este pasivo sea liquidado o el activo sea realizado, usando la tasa de impuesto a la renta y el porcentaje de participación a los trabajadores promulgada o sustancialmente promulgada en la fecha del balance general.

El impuesto a la renta y participación de los trabajadores diferido se reconoce como gasto o ingreso del período, o se carga o abona directamente al patrimonio cuando se relaciona con partidas que han sido cargadas o abonadas directamente al patrimonio.

t) Utilidad por acción común

La utilidad básica por acción común ha sido calculada dividiendo la utilidad neta del período atribuible a los accionistas comunes, entre el promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante dicho período. Debido a que no existen acciones comunes potenciales diluyentes, esto es, instrumentos financieros u otros contratos que dan derecho a obtener acciones comunes, la utilidad diluida por acción común es igual a la utilidad básica por acción común.

u) Reclasificaciones

Ciertas cifras de los estados financieros de 2008 han sido reclasificadas para hacerlas comparables con las del ejercicio 2009. La naturaleza de las reclasificaciones, los importes reclasificados, y las cuentas afectadas se resumen como sigue:

Estado de Ganancias y Pérdidas:	**US$000**
Intereses por cobrar a clientes de ingresos financieros a Ingresos operacionales	232

3. ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS

Durante el curso normal de sus operaciones la Compañía está expuesta a una variedad de riesgos financieros. El programa de administración de riesgos de la Compañía se concentra en minimizar potenciales efectos adversos en el desempeño financiero de la Compañía. La Gerencia de Finanzas tiene a su cargo la administración de riesgos; la cual identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros.

a) Riesgo de mercado

(i) Riesgo de tipo de cambio
La Compañía realiza sus ventas en nuevos soles tomando como base sus tarifas fijadas en dólares estadounidenses, lo cual le permite hacer frente a sus obligaciones en dicha moneda y reducir su exposición al riesgo de fluctuaciones en el tipo de cambio.

El riesgo de tipo de cambio surge de las cuentas por cobrar por ventas en moneda diferente a su moneda funcional. La Compañía no utiliza contratos a futuro (forwards) para cubrir su exposición al riesgo de tipo de cambio. La Gerencia ha aceptado el riesgo de su posición activa neta, por lo que no ha efectuado operaciones de derivados para su cobertura.

Al cierre del ejercicio, los saldos de activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera, están expresados en nuevos soles al tipo de cambio de oferta y demanda publicado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP (SBS) vigente a esa fecha, el cual fue US$0.346 (US$0.318 en 2008) por S/.1.00, y se resumen como sigue:

	2009	**2008**
	S/000	S/000
		(Nota1)
Activos:		
Efectivo	6,732	4,755
Cuentas por cobrar comerciales	22,822	21,455
Otras cuentas por cobrar	2,607	8,125
Impuestos por recuperar	41,746	28,631
Total	73,907	62,966
Pasivos:		
Cuentas por pagar comerciales	(854)	(968)
Otras cuentas por pagar	(3,902)	(13)
Total	(4,756)	(981)
Posición activa neta	69,151	61,985

En 2009, la Compañía ha registrado ganancias por diferencia de cambio de (en miles) US$7,202 (US$13,119 en 2008) y pérdidas por diferencia de cambio de (en miles) US$5,882 (US$14,263 en 2008), las cuales se presentan en el estado de ganancias y pérdidas.

Los porcentajes de devaluación (revaluación) del nuevo sol en relación con el dólar estadounidense, calculadados en base al tipo de cambio de oferta y demanda - venta publicado por la SBS, y los porcentajes de inflación (deflación), según el Indice de Precios al por Mayor a Nivel Nacional (IPM), en los últimos cinco años, fue como sigue:

Año	Devaluación **(Revaluación)** %	Inflación **(Deflación)** %
2009	(7.99)	(5.05)
2008	4.84	8.79
2007	(6.26)	5.24
2006	(6.82)	1.33
2005	4.51	3.60

A continuación presentamos un análisis de sensibilidad donde se demuestran los efectos en los resultados antes del impuesto a la renta y participaciones de los trabajadores de la Compañía, de una variación razonable en los tipos de cambio en moneda extranjera del 10% (Nuevos soles), manteniendo constantes todas las demás variables:

	Aumento/disminución **en el tipo de cambio**	Efecto en la utilidad antes del impuesto a la renta y participaciones **de los trabajadores** US$000
2009		
Nuevos soles /U.S Dólares	10%	(2,197)
Nuevos soles /U.S Dólares	-10%	2,634
2008		
Nuevos soles /U.S Dólares	10%	(2,102)
Nuevos soles /U.S Dólares	-10%	1,884

(ii) Riesgo de tasa de interés
Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, la Compañía mantiene principalmente, obligaciones financieras a corto y largo plazo a tasas de interés variable. La Gerencia ha aceptado este riesgo, por lo que no ha efectuado operaciones con derivados para su cobertura.

A continuación presentamos un resumen donde se demuestran los efectos, en los gastos financieros de la Compañía, de una variación razonable en las tasas variables del 1% (LIBOR 3 meses):

	Aumento/ Disminución **en tasas LIBOR**	Efecto en gastos **financieros** US$ 000
2009		
LIBOR (3 meses)	1%	634
LIBOR (3 meses)	-1%	(634)
2008		
LIBOR (3 meses)	1%	775
LIBOR (3 meses)	-1%	(775)

b) Riesgo crediticio

El riesgo de crédito de la Compañía se origina de la incapacidad de los deudores de poder cumplir con sus obligaciones, en la medida que estas hayan vencido. La Gerencia considera que la Compañía no tiene riesgo crediticio debido a que sus clientes tienen periodos de cobro de 15 días y las cuentas por cobrar comerciales a partes relacionadas períodos de cobro de 30 días, no habiéndose presentado problemas significativos de deterioro en las cuentas por cobrar. Así también, las concentraciones significativas de riesgo crediticio en relación a las cuentas por cobrar comerciales, individual o grupal, están limitadas debido a la amplia base de clientes, y a la política de la Compañía de evaluar la historia de crédito de los clientes y su condición financiera para cumplir con los pagos. La Compañía coloca sus excedentes de liquidez en instituciones financieras de prestigio, establece políticas de crédito conservadoras y evalúa constantemente las condiciones existentes en el mercado en el que opera. En consecuencia, la Compañía no prevé pérdidas significativas que surjan de este riesgo.

c) Riesgo de liquidez

La liquidez se controla a través del calce de los vencimientos de sus activos y pasivos, y de la obtención de líneas de crédito y/o la emisión de obligaciones, que le permitan desarrollar sus actividades normalmente.

La administración evalúa permanentemente la suficiencia de efectivo y equivalente de efectivo y la posibilidad de comprometer y/o tener comprometido financiamiento a través de una adecuada cantidad de fuentes de crédito. La Compañía mantiene adecuados niveles de efectivo y de líneas de crédito disponibles.

A continuación se presenta un análisis de los pasivos financieros de la Compañía clasificados según su vencimiento, considerando el periodo restante para llegar a ese vencimiento en la fecha del balance general:

	1 año US$000	**Entre 1 y 2 años** US$000	**Entre 2 y 5 años** US$000	**Más de 5 años** US$000	**Total** US$000
Al 31 de diciembre de 2009					
Obligaciones financieras	3,184	9,859	14,499	-	27,542
Cuentas por pagar comerciales	10,944	-	-	-	10,944
Cuentas por pagar a partes relacionadas	820	-	47,000	-	47,820
Otras cuentas por pagar	5,849	2,861	2,972	9,802	21,484
Total	20,797	12,720	64,471	9,802	107,790
Al 31 de diciembre de 2008 (Nota 1)					
Obligaciones financieras	47,000	8,508	14,499	6,741	76,748
Cuentas por pagar comerciales	8,028	-	-	-	8,028
Cuentas por pagar a partes relacionadas	666	-	-	-	666
Otras cuentas por pagar	4,441	-	10,191	-	14,632
Total	60,135	8,508	24,690	6,741	100,074

La Gerencia administra el riesgo asociado con los importes incluidos en cada una de las categorías mencionadas anteriormente, los cuales incluyen presentar una sólida situación financiera frente a las instituciones financieras con el fin de asegurar suficientes líneas de crédito en todo momento, así como también solventar su capital de trabajo con los flujos de efectivo proveniente de sus actividades de operaciones.

d) Administración del riesgo de capital

Los objetivos de la Compañía al administrar el capital son el salvaguardar su capacidad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a sus accionistas, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Consistente con la industria, la Compañía monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento. Este ratio de calcula dividiendo la deuda neta entre el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalentes de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio neto tal y como se muestra en el balance general más la deuda neta.

El ratio de apalancamiento fue como sigue:

	2009 US$000	**2008** US$000 (Nota 1)
Obligaciones financieras	27,542	76,748
Menos: Efectivo y equivalentes de efectivo	(16,275)	(7,289)
Deuda neta	11,267	69,459
Patrimonio neto	105,640	48,186
Capital total	116,907	117,645
Ratio de apalancamiento	0.10	0.59

e) Valor razonable de instrumentos financieros

La Gerencia estima que los valores en libros de los activos y pasivos financieros de la Compañía al 31 de diciembre de 2009 y 2008 no difieren significativamente de sus valores razonables.

4. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

Este rubro comprende:

	2009 US$000	**2008** US$000 (Nota 1)
Cuentas corrientes (a)	7,183	5,689
plazo (b)	9,092	1,600
Total	16,275	7,289

(a) Las cuentas corrientes corresponden a saldos en bancos locales, en nuevos soles y dólares estadounidenses, y son de libre disponibilidad.
(b) Los depósitos a plazo vencen entre 15 y 30 días y generan intereses a tasas anuales entre 0.40% y 1.10% (0.30% en 2008).

5. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

Este rubro comprende:

	2009 US$000	**2008** US$000 (Nota 1)
Facturas	8,132	6,899
Provisión de servicios no facturados	10,502	7,765
Cuentas por cobrar a parte relacionada (Nota 6)	110	62
	18,744	14,726
Provisión por deterioro de cuentas por cobrar	(106)	(34)
Total	18,638	14,692
Porción corriente	16,285	13,667
Porción no corriente	2,353	1,025

Las cuentas por cobrar comerciales corresponden a servicios de distribución de gas natural, servicios por Garantía por Red Principal y otros servicios. Asimismo, corresponden al capital financiado en hasta 8 años por la instalación de acometidas e instalaciones internas realizadas a favor de los clientes residenciales y comerciales, por lo cual la Compañía cobra un interés compensatorio anual de 18%.

La antigüedad de las cuentas por cobrar comerciales es como sigue:

	2009 US$000	**2008** US$000 (Nota 1)
Dentro de los plazos de vencimiento	18,497	14,288
Vencidas a más de 30 días	247	438
Total	18,744	14,726

El movimiento en la provisión por deterioro de cuentas por cobrar fue como sigue:

	2009 US$000	**2008** US$000 (Nota 1)
Saldos iniciales	34	-
Aumento (Nota 25)	72	34
Saldos finales	106	34

En opinión de la Gerencia, el saldo de la provisión por deterioro de cuentas por cobrar cubre adecuadamente el riesgo de pérdida de valor en las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

6. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Los saldos en cuentas cobrar y por pagar a partes relacionadas son como sigue:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Por cobrar comerciales (Nota 5):		
Fénix Power Perú S.A.	110	62
Por cobrar no comerciales:		
Promigas S.A. ESP	-	82
Por pagar comerciales (Nota 13):		
Promigas S.A. ESP	425	738
Por pagar no comerciales:		
AEI Perú Holdings LTD.	767	666
Promigas S.A. ESP	53	-
Total	820	666
Por pagar no comerciales - no corriente (Nota 16 (b)):		
AEI Perú Holdings LTD.	28,200	-
Promigas S.A. ESP	18,800	-
Total	47,000	-

Los saldos por cobrar y por pagar a partes relacionadas son de vencimiento corriente, no generan intereses y no tienen garantías específicas, con excepción de las cuentas por pagar no comerciales-parte no corriente, referidas al préstamo subordinado recibido de los accionistas (Nota 16(b)).

Las principales transacciones con empresas relacionadas comprenden:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Servicios de asistencia administrativa, financiera y técnica, prestados a Fénix Power S.A. (Nota 1)	523	210
Servicios de asistencia técnica prestados por Promigas S.A. ESP	500	250

Las remuneraciones pagadas a la Gerencia en 2009 ascienden a (en miles) US$1,737 (US$1,391 en el 2008). Las remuneraciones pagadas a Directores en 2009 ascienden a (en miles) US$15 (US$50 en el 2008).

7. OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Este rubro comprende:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Caja restringida (a)	5	5
Fondos en garantía de fideicomiso (b)	2,885	2,661
Garantías	110	74
Diversas	530	231
Total	3,530	2,971
Porción no-corriente	(110)	(74)
	3,420	2,897

(a) Caja restringida corresponde a cuentas de reservas de deudas prendadas a favor del Banco de Crédito del Perú y Citibank del Perú en virtud al contrato del préstamo senior (Nota 16 (a)).
(b) El 31 de marzo de 2005, el Banco de Crédito del Perú y Citibank del Perú (los Prestamistas) y la Compañía suscribieron un Contrato de Fideicomiso de Flujos, mediante el cual se creó un fideicomiso administrado por La Fiduciaria S.A. sobre los ingresos de la Compañía, con el objeto de servir de garantía y medio de pago para atender el pago total y oportuno de la próxima cuota de principal e intereses de la deuda contraída mediante Contrato de Préstamo Senior (Nota 16 (a)). En virtud del mismo, todos los ingresos provenientes de la Garantía de Red Principal (GRP) y todos los conceptos facturados en los recibos de distribución de gas, son canalizados a través de cuentas bancarias del fideicomiso, donde La Fiduciaria S.A. retiene mensualmente el 3% de la próxima cuota a vencer, cuyo vencimiento es trimestral. Dicha retención no se aplicará en la medida que la Compañía mantenga una carta fianza vigente por el monto de la próxima cuota a vencer o que la cuenta mantenga un balance equivalente a la próxima cuota a vencer. Al 31 de diciembre de 2009 se ha retenido un porcentaje de las cobranzas por (en miles) US$1,752 (US$75 al 31 de diciembre de 2008), en garantía de la próxima cuota a vencer. Los flujos de libre disponibilidad, son transferidos a la Compañía una vez a la semana, lo que genera al cierre de estados financieros, saldos pendientes de transferir. Al respecto, al 31 de diciembre de 2009, un importe de (en miles) US$1,133 (US$2,586 al 31 de diciembre de 2008) se encuentra pendiente de liberación por parte de La Fiduciaria S.A.

8. EXISTENCIAS

Este rubro comprende:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Suministros y repuestos	11,190	8,736
Existencias por recibir	-	292
Total	11,190	9,028
Provisión para desvalorización	(129)	(20)
Total	11,061	9,008

El movimiento en la provisión para desvalorización de existencias fue como sigue:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Saldo inicial	20	-
Aumento (Nota 24)	109	20
Saldo final	129	20

En opinión de la Gerencia, la provisión para desvalorización de existencias cubre adecuadamente el riesgo de desvalorización al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

9. IMPUESTOS POR RECUPERAR

El crédito fiscal por IGV corresponde al saldo a favor del IGV pagado en adquisición de bienes y servicios, y será compensado con el IGV de las futuras facturaciones gravadas que realizará la Compañía. Al 31 de diciembre de 2009, la Gerencia, de acuerdo a sus flujos, ha estimado que no habrá aplicación del saldo del crédito fiscal de IGV en el corto plazo (US$2,940 en 2008), por lo que todo el crédito fiscal se presenta como no corriente.

10. GASTOS CONRATADOS POR ANTICIPADO

Este rubro comprende:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Seguros	799	642
Alquileres	48	74
Otros	453	95
Total	1,300	811
Porción no corriente	(48)	(48)
Porción corriente	1,252	763

11. TERRENOS, MAQUINARIA Y EQUIPO, NETO

El movimiento en el costo y en depreciación acumulada de terrenos, maquinaria y equipo fue como sigue:

	Terrenos US$000	Mejoras propiedad arrendada US$000	Maquinaria y equipo US$000	Activos en equilibrio tarifario US$000	Unidades de transporte US$000	Muebles y enseres US$000	Equipos diversos US$000	Equipos de cómputo US$000	Equipos en arrendamiento financiero US$000	Obras en curso US$000	Total US$000
Costo:											
Saldos al 1 de enero de 2008 (Nota 1)	762	-	94,061	1,032	828	188	489	247	-	6,689	104,296
Adiciones	-	-	6,780	846	171	121	67	113	546	13,359	22,754
Retiros	-	751	-	-	(58)	(1)	(8)	-	-	-	(67)
Transferencias	-	-	6,569	-	-	-	-	-	-	(6,569)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2008 (Nota 1)	762	751	107,410	1,878	941	308	548	360	546	13,479	126,983
Adiciones	2,526	212	17,979	-	482	35	133	154	14	28,581	50,116
Retiros	-	-	(3)	-	(227)	-	-	-	-	(71)	(301)
Transferencias	-	-	11,697	-	-	-	-	-	-	(11,798)	(101)
Saldos al 31 de diciembre de 20093,288	3,288	963	137,083	1,878	1,196	343	681	514	560	30,191	176,697
Depreciación:											
Saldos al 1 de enero de 2008 (Nota 1)	-	-	9,099	21	389	40	150	77	-	-	9,776
Adiciones	-	69	3,562	114	164	25	49	70	45	-	4,098
Retiros	-	-	-	-	(13)	(1)	(3)	-	-	-	(17)
Saldos al 31 de diciembre de 2008 (Nota 1)	-	69	12,661	135	540	64	196	147	45	-	13,857
Adiciones	-	155	4,512	121	229	31	67	82	115	-	5,312
Retiros	-	-	(1)	-	(169)	-	-	-	-	-	(170)
Saldos al 31 de diciembre de 2009	-	224	17,172	256	600	95	263	229	160	-	18,999
Costo neto:											
Al 31 de diciembre de 2008 (Nota 1)	762	682	94,749	1,743	401	244	352	213	501	13,479	113,126
Al 31 de diciembre de 2009	3,288	739	119,911	1,622	596	248	418	285	400	30,191	157,698

as tasas de depreciación, expresadas en porcentajes, son como sigue:

Mejoras en propiedad arrendada	20
Maquinaria y equipo	de 3.3 a 10
Equilibrio tarifario	de 3.3 a 10
Unidades de transporte	20
Muebles y enseres	10
Equipos diversos	10
Equipos de cómputo	25
Equipos en arrendamiento financiero	20

a) La depreciación de maquinaria y equipo por el ejercicio 2009 de (en miles) US$5,312 (US$4,098 en 2008) ha sido registrada en los siguientes rubros del estado de ganancias y pérdidas:

	Notas	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Costos de distribución de gas natural	23	4,904	3,859
Gastos de administración	24	408	239
Total		5,312	4,098

b) Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, la Gerencia ha realizado proyecciones de los resultados esperados por la Compañía para los próximos años. De acuerdo a estas proyecciones la Gerencia ha estimado que, los valores recuperables de sus activos de larga vida son mayores a sus valores en libros; por lo que considera que no es necesario constituir provisión por deterioro de activos a la fecha del balance general.

c) Al 31 de diciembre de 2009, activos relacionados con la concesión por un monto de (en miles) US$120 (US$95 en 2008), se encuentran hipotecados en garantía del préstamo senior (Nota 16 (a)).

d) Al 31 de diciembre de 2009, se tiene maquinaria y equipo y muebles y enseres por (en miles) US$230 (US$230 en 2008) totalmente depreciados, que todavía se encuentran en uso.

e) Equilibrio tarifario, corresponde a las inversiones cedidas a la Compañía por las obras catalogadas económicamente no viables, de acuerdo a la Resolución OSINERGMIN Nº 263-2005-OS/CD (Nota 1), donde la Compañía reconoce un pasivo por el importe asumido por el cliente, manteniendo una obligación a largo plazo, hasta que el proyecto califique como económicamente viable (Nota 15), en cuyo caso se reclasificará el activo a Maquinaria y equipo.

(f) Este rubro incluye (en miles) US$229 que corresponden a la transferencia gratuita efectuada por Suez Energy Perú S.A. a favor de la Compañía de: maquinarias y equipos, unidades de transporte, muebles y enseres, equipos diversos y equipos de cómputo, según contrato de fecha 28 de junio de 2007 y adenda firmada el 3 de setiembre de 2007.

La Compañía registró esta transferencia a su valor razonable, que se determinó en base a los valores referenciales indicados en tales documentos, acreditando dicho valor directamente al rubro ganancias no realizadas del patrimonio

12. ACTIVOS INTANGIBLES, NETO

El movimiento en el costo y en amortización acumulada de activos intangibles durante 2009 y 2008, fue como sigue:

	Servidumbre y Derechos de Superficie US$000	Concesión y Estudios Relacionados US$000	Software US$000	Total US$000
Costo:				
Saldos al 1 de enero de 2008 (Nota 1)	1,315	494	430	2,239
Adiciones	-	-	156	156
Saldos al 31 de diciembre de 2008 (Nota 1)	1,315	494	586	2,395
Adiciones	-	-	562	562
Saldos al 31 de diciembre de 20093,288	1,315	494	1,148	2,957
Amortización Acumulada:				
Saldos al 1 de enero de 2008 (Nota 1)	53	494	53	600
Adiciones	29	-	184	213
Saldos al 31 de diciembre de 2008 (Nota 1)	82	494	237	813
Adiciones	29	-	202	231
Saldos al 31 de diciembre de 2009	111	494	439	1,044
Costo neto:				
Al 31 de diciembre de 2008 (Nota 1)	1,233	-	349	1,582
Al 31 de diciembre de 2009	1,204	-	709	1,913

Las tasas de amortización, expresadas en porcentaje, son como sigue:

	%
Servidumbre y derecho de superficie	1.6-3.7
Concesión y estudios relacionados	100
Software	33.33 y 100

a) La amortización por el ejercicio 2009 de (en miles) US$231 (US$213 en 2008) está incluida en la cuenta Costo de distribución de gas natural por (en miles) US$111 (US$ 40 en 2008) y Gastos de administración por (en miles) US$120 (US$173 en 2008); Notas 23 y 24, respectivamente.

b) Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, la Gerencia ha realizado proyecciones de los resultados esperados por la Compañía para los próximos años. De acuerdo a estas proyecciones la Gerencia ha estimado que, los valores recuperables de sus activos de larga vida son mayores a sus valores en libros; por lo que considera que no es necesario constituir provisión por deterioro de activos a la fecha del balance general.

c) Este rubro incluye (en miles) US$91 que corresponden a la transferencia gratuita de propiedad de software realizada a favor de la Compañía por Suez Energy Perú S.A., según contrato de fecha 28 de junio de 2007 y adenda firmada el 3 de setiembre de 2007. La Compañía registró esta transferencia recibida a su valor razonable, que se determinó en base a los valores referenciales indicados en tales documentos, acreditando dicho valor directamente al rubro excedente de ganancias no realizadas del patrimonio.

13. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

Este rubro comprende:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Facturas	1,545	1,121
Provisión de compra y transporte de gas	6,636	5,149
Provisión facturas no recibidas	2,338	1,020
Partes relacionadas (Nota 6)	425	738
Total	10,944	8,028

Las cuentas por pagar comerciales son de vencimiento corriente, no generan intereses y no tienen garantías específicas.

14. IMPUESTO A LA RENTA Y PARTICIPACION DE LOS TRABAJADORES CORRIENTE

Este rubro comprende:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Impuesto a la renta corriente (a)	1,429	249
Participación de los trabajadores corriente	621	33
Total	2,050	282

(a) La provisión por impuesto a la renta corriente deducidos los saldos de pagos a cuenta del impuesto a la renta se presentan como activo o pasivo dependiendo del saldo neto resultante de ambos conceptos.

El movimiento del impuesto a la renta corriente fue como sigue:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Saldos iniciales por pagar (a favor)	249	(616)
Pagos a cuenta y de regularización por el ejericio anteiror	(420)	(272)
Ajuste del impuesto a la renta por el ejercicio anterior	62	224
Impuesto a la renta por el ejercicio (Nota 29 (b))	3,525	2,013
Pagos a cuenta del impuesto a la renta e ITAN del ejercicio	(1,987)	(1,100)
Saldos finales por pagar	1,429	249

El movimiento de la participación de los trabajadores corriente fue como sigue:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Saldos iniciales	33	42
Pagos por el ejercicio anterior	(49)	(59)
Participación de los trabajadores por el ejercicio (Nota 29 (b))	618	33
Ajuste por el ejercicio anterior	19	17
Saldos finales	621	33

15. OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Este rubro comprende:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Tributos	99	306
Aportes previsionales y de seguridad social:		
AFP	50	63
ESSALUD	30	49
Remuneraciones y participaciones	1,593	1,165
Intereses	498	668
Aporte Financiero (a)	4,690	4,208
Aporte Sobrecargo (b)	13,079	7,519
Garantía recibida de clientes	766	316
Compensación por tiempo de servicios	63	44
Diversas	616	294
Total	21,484	14,632
Menos - porción no corriente (a y b)	(15,635)	(10,191)
Total	5,849	4,441

(a) Aporte Financiero, corresponde a la obligación que mantiene la Compañía en relación con proyectos considerados económicamente viables, que será devuelto al cliente como descuento en el servicio de distribución de gas natural, en proporción al 20% de su consumo de gas, por los costos asumidos por el cliente en los proyectos considerados inicialmente como económicamente no viables.

(b) Aporte Sobrecargo, corresponde a los proyectos económicamente no viables, donde la Compañía mantiene una obligación a largo plazo por los costos de dichos proyectos asumidos por el cliente, mantenidos en una cuenta identificada del activo fijo - Equilibrio tarifario (Nota 11) por el costo invertido, hasta que dicha inversión califique como económicamente viable, en cuyo caso la obligación será reclasificada como Aporte Financiero.

16. OBLIGACIONES FINANCIERAS

Este rubro comprende:

	2009 Corriente US$000	2009 Largo Plazo US$000	2008 Corriente US$000	2008 Largo Plazo US$000
Préstamo bancario	4,000	-	1,924	-
Préstamo Senior (a)	4,242	19,091	4,242	23,334
Préstamo Subordinado (b)	-	-	47,000	-
Arrendamiento financiero (c)	230	161	177	329
Obligaciones por derecho de servidumbre (d)	12	264	12	276
Gastos asociados a financiamiento	(84)	(374)	(84)	(462)
Total	8,400	19,142	53,271	23,477

(a) El Banco de Crédito del Perú y Citibank del Perú (los Prestamistas) otorgaron a la Compañía el 31 de marzo de 2005 un préstamo por un monto de US$35 millones, de los cuales US$17.5 millones corresponden al Banco de Crédito del Perú y US$17.5 millones al Citibank. Los fondos obtenidos de este préstamo fueron utilizados para cancelar la deuda contraída con Energía del Sur S.A. por US$21 millones y para gastos e inversiones de capital por US$14 millones. Este préstamo devenga intereses trimestrales a LIBOR a tres meses más 3.9%, siendo el principal pagadero en 33 cuotas trimestrales a partir del 4 de abril de 2007, con vencimiento final el 4 de abril de 2015. El préstamo está garantizado de la siguiente manera:

- Contrato de hipoteca sobre los activos relacionados con la concesión (Nota 1), firmado el 31 de marzo de 2005 entre los Prestamistas y la Compañía. Dicha hipoteca se mantendrá vigente hasta que la deuda haya sido cancelada en su totalidad (Nota 11).

- Cuenta de reserva de deuda, la cual debe ser equivalente a la suma del principal e intereses a ser pagados en los siguientes dos trimestres, pudiendo cumplir con el mantenimiento de montos mínimos, a través de otro medio idóneo. En virtud de ello, la Compañía mantiene saldos en la cuenta de reserva de deuda (Nota 7), y adicionalmente al 31 de diciembre de 2009, la Compañía ha otorgado una carta garantía de US$0.7 millones y una por US$2.2 millones a favor del Citibank y Banco de Crédito del Perú, con vencimientos en agosto y octubre de 2010, respectivamente (al 31 de diciembre de 2008, dos cartas de garantía de US$1.2 millones y US$ 2.2 millones respectivamente, ambas con vencimiento en octubre de 2009).

- Contrato de Fideicomiso de Derechos de cobro y flujos (Nota 7), como medio de pago para canalizar el pago de la cuota próxima a vencer.

(b) El Banco Santander Central Hispano S.A. otorgó a la Compañía un préstamo por US$47 millones que fue desembolsado durante el año 2006. Los fondos obtenidos de este préstamo fueron utilizados para cancelar la deuda contraída con SUEZ Energy Perú S.A. por US$27 millones y para gastos e inversiones de capital por US$20 millones. Este préstamo devenga intereses trimestrales a LIBOR de tres meses más 0.30% y tuvo como garantía cartas fianzas otorgadas por AEI y Promigas hasta por (en miles) US$47,000. El principal tenía como vencimiento original el 17 de marzo de 2008.

El 17 de marzo de 2008, Banco Santander Central Hispano S.A. sucursal París cedió el contrato de préstamo a favor de Santander Overseas Bank – Puerto Rico. Adicionalmente la Compañía firmó un Addendum con Santander Overseas Bank – Puerto Rico con las condiciones siguientes:

- El vencimiento del principal fue modificado al 17 de marzo de 2009.
- Garantía a través de cartas fianzas otorgadas por AEI y Promigas (accionistas) hasta por (en miles) US$ 47,500.
- Intereses trimestrales a LIBOR de tres meses más 0.65 %.

El 12 de marzo de 2009, la Compañía celebró un contrato con sus accionistas AEI Perú Holdings Ltd y Promigas S.A Esp, para la obtención de un préstamo por (en miles) US$47,000, con el objeto de cancelar el préstamo adquirido con Santander Overseas Bank. Así, el 17 de marzo de 2009, la Compañía amortizó totalmente dicho préstamo, haciendo un pago de (en miles) US$47,296 que incluye intereses devengados a esa fecha.

El préstamo subordinado financiado por los accionistas se efectuó en la misma proporción que su participación accionaria, por tanto AEI financió el 60% equivalente a (en miles) US$28,200 y Promigas el 40% equivalente a (en miles) US$18,800 (Nota 6).

El contrato especifica las siguientes condiciones:

- El principal tiene como vencimiento marzo de 2014.
- Devenga intereses LIBOR anual más 6.5%.
- Las amortizaciones de interés se realizan en forma trimestral, a partir de junio de 2009 hasta marzo de 2014.

(c) Arrendamiento financiero con Interbank S.A.A. por la adquisición del sistema eléctrico y equipo de aire acondicionado instalado en propiedad arrendada, pagadero en 36 cuotas mensuales, con vencimiento final en enero 2012, con garantía de los bienes arrendados, y con una tasa de interés del 7.61%.

(d) Corresponde al Contrato de Derecho de Servidumbre para el paso de los ductos del sistema de Distribución de Gas, suscrito el 17 de setiembre de 2003 por la Compañía con Ferrovías Central Andina S.A., por el cual se deben efectuar pagos anuales de (en miles) US$12 hasta el año 2033.

El vencimiento de las obligaciones financieras es como sigue:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Año		
2009	-	53,271
2010	8,400	4,256
2011	4,482	4,256
2012	4,254	4,256
2013	4,254	4,256
2014 al 2033	6,152	6,453
Total	27,542	76,748

17. PROVISIONES

Este rubro comprende:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Capacidad mínima (a)	-	922
Estudio impacto ambiental (b)	524	490
Juntas de oro (c)	358	345
Cámara de válvula (d)	115	117
Aporte GRP (e)	129	-
Otras provisiones	1,076	408
Total	2,202	2,282

(a) Al 31 de diciembre de 2008, correspondía al arbitraje iniciado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) a través de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) por el incumplimiento de la Capacidad Mínima de la Red Principal previsto en el contrato BOOT (Nota 1). La DGH estimó el monto de la probable sanción en la suma de US$2.3 millones, más intereses. Al 31 de diciembre de 2008, la Gerencia y los Asesores Legales opinaban que no hubo incumplimiento por parte de la Compañía; no obstante, de resolverse el caso en contra, consideraban que los criterios empleados por la DGH en el cálculo de la sanción no eran correctos y que la sanción sería de aproximadamente (en miles) US$922, monto que fue provisionado. En 2009 esta provisión fue reversada debido a que con fecha 15 de abril 2009, el Tribunal Arbitral emitió Laudo Arbitral, declarando infundada la demanda interpuesta por el MEM contra la Compañía. El MEM solicitó aclaración del Laudo Arbitral y posteriormente interpuso una demanda de nulidad del Laudo Arbitral ante el Poder Judicial, el cual, con fecha 3 de diciembre de 2009, emitió Sentencia a través de la Segunda Sala Civil – Especialidad Comercial de la Corte Superior de Justicia, declarando infundada la demanda de Nulidad de Laudo Arbitral interpuesta por el MEM, con lo cual se puso fin al proceso.

(b) Corresponde al procedimiento sancionador por un supuesto incumplimiento de los compromisos asumidos en el Estudio de Impacto Ambiental de la Red Principal, según Resolución Directoral Nro. 092-2002-EM-DGAA.

(c) Corresponde al procedimiento sancionador por un supuesto incumplimiento de lo establecido en el Manual de Construcción presentado al OSINERGMIN respecto a la aplicación de la prueba de burbuja a las juntas de oro del Sistema de Distribución de Gas Natural.

(d) Corresponde al procedimiento abierto por un supuesto incumplimiento de las normas sobre programas de operación y/o manuales de operación, seguridad, mantenimiento y demás.

(e) Corresponde a 22 resoluciones de Determinación y 22 Resoluciones de Multa emitidas por OSINERGMIN, toda vez que no se pagó el aporte regulatorio respecto de la Garantía de Red Principal correspondiente al período comprendido entre diciembre de 2003 a diciembre 2004. La Compañía presentó la reclamación con respecto a todas las resoluciones de determinación y multa, sin embargo la misma fue declarada infundada; ante ello la Compañía impugnó dicha resolución mediante Recurso de Apelación en relación con las 11 Resoluciones de Multa referidas al periodo de febrero-diciembre 2003; encontrándose a la fecha pendiente de resolver. Al 31 de diciembre de 2009, la Compañía ha efectuado una

provisión ascendente a (en miles) US$129.

Las provisiones han sido registradas sin perjuicio de las acciones legales que la Compañía ha iniciado en su defensa.

18. INGRESOS DIFERIDOS

Este rubro comprende:

• Ingresos diferidos por Garantía de Red Principal:

De acuerdo a lo establecido en el Contrato BOOT (Nota 1), y en virtud del Decreto Supremo No. 046-2002-EM del 28 de octubre de 2002, la Compañía percibe desde el 1 de noviembre de 2002 ingresos por Garantía por Red Principal para asegurar sus ingresos a partir del inicio de sus operaciones comerciales (agosto de 2004). Debido a que la fecha de recaudación inicial se modificó a una fecha anterior a la de inicio de las operaciones comerciales antes mencionada, los ingresos provenientes de la Garantía por Red Principal anteriores a dicha fecha han sido considerados por la Compañía como ingresos diferidos, siendo el saldo por devengar al 31 de diciembre de 2009 de (en miles) US$7,447 (US$7,758 en 2008).

A partir de setiembre de 2004, los ingresos diferidos se amortizan en línea recta de acuerdo al plazo de la concesión, es decir 30 años, reconociendo como ingresos por garantía de red principal un monto de (en miles) US$310 cada año.

A partir del 20 de agosto de 2004, los ingresos correspondientes a la Garantía por Red Principal son cobrados al sistema interconectado y abonados directamente a los resultados de las operaciones. En 2009, un monto de (en miles) US$302 (US$1,146 en 2008) ha sido abonado directamente a los ingresos por garantía de red principal.

• Al 31 de diciembre de 2008, incluye también (en miles) US$745 correspondientes al pago recibido de EDEGEL S.A. para realizar el proyecto de la Central Térmica de Santa Rosa, el cual fue completado en 2009.

19. CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, el capital está representado por 98,301,277 y 48,301,277 acciones comunes, respectivamente, de US$1.00 de valor nominal cada una, autorizadas, emitidas y pagadas.

Con fecha 19 de diciembre de 2008, la Junta General de Accionistas acordó el aumento de capital social de (en miles) US$47,000 a (en miles) US$57,000 mediante aporte en efectivo de los accionistas de (en miles) US$10,000, este incremento se hizo efectivo en enero 2009, emitiéndose 10,000,000 acciones de un valor nominal de US$1 cada una.

Con fecha 6 de marzo de 2009, la Junta General de Accionistas acordó el aumento de capital social mediante la realización de nuevos aportes en efectivo por un monto de (en miles) US$20,000, emitiéndose 20,000,000 nuevas acciones de un valor nominal de US$1 cada una. Este incremento se hizo efectivo en marzo de 2009.

Con fecha 4 de agosto de 2009, la Junta General de Accionistas acordó el aumento de capital social mediante la realización de nuevos aportes en efectivo por un monto de (en miles) US$20,000, emitiéndose 20,000,000 nuevas acciones de un valor nominal de US$1 cada una. Este incremento se hizo efectivo en setiembre de 2009.

El movimiento en el número de acciones en circulación fue como sigue:

	2009 Cantdad de acciones	2008 Cantdad de acciones (Nota 1)
En circulación al inicio del año	4 8,301,277	4 8,301,277
Aportes de capital	5 0,000,000	-
En circulación al fin del año	98,301,277	48,301,277

ESTRUCTURA DE PARTICIPACIÓN ACCIONARIA

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, la estructura de participación accionaria de la Compañía era como sigue:

	No. de Acciones	Total Participación %
AEI Perú Holdings LTD.	58,980,767	60.00
Promigas S.A. ESP	39,320,510	40.00
Total	98,301,277	100.00

20. RESERVA LEGAL

De acuerdo con la Ley General de Sociedades, la reserva legal se constituye transfiriendo como mínimo 10% de la utilidad neta de cada ejercicio, después de deducir pérdidas acumuladas, hasta que alcance un monto equivalente a la quinta parte del capital. En ausencia de utilidades no distribuidas o reservas de libre disposición, la reserva legal debe ser aplicada a compensar pérdidas, pero debe ser repuesta.

Un monto de (en miles) US$9 (S/.30) que corresponde al 10% de la utilidad neta del ejercicio 2007 y un monto de (en miles) US$61 (S/.192) que corresponde al 10% de la utilidad neta del ejercicio 2008 de COPESER, fueron transferidos a reserva legal en 2009.

Un monto de (en miles) US$702 que corresponde al 10% de la utilidad neta de 2009 luego de compensar pérdidas acumuladas, será transferido a reserva legal en 2010.

21. DISTRIBUCION DE UTILIDADES

De acuerdo con lo señalado por el D. Legislativo 945 del 23 de diciembre de 2003, que modificó la Ley del Impuesto a la Renta, las personas jurídicas domiciliadas que acuerden la distribución de dividendos o cualquier otra forma de distribución de utilidades, retendrán el 4.1% del monto a distribuir, excepto cuando la distribución se efectúe a favor de personas jurídicas domiciliadas.

Como se describe en la Nota 1, la Compañía tiene vigente un Convenio de Estabilidad Jurídica y en opinión de la Gerencia, mientras el referido convenio se encuentre en vigencia, no es aplicable la retención del 4.1% en la distribución de los dividendos a los accionistas del exterior correspondiente al monto estabilizado de (en miles) US$30,000, ni ningún cambio relacionado con el impuesto a la renta ocurrido después de la fecha de suscripción del mencionado Convenio.

No existen restricciones para la remesa de dividendos ni para la repatriación del capital a los inversionistas extranjeros.

22. INGRESO POR SERVICIO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

Ingreso por servicio de distribución de gas natural comprende:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Venta de gas	44,158	35,736
Prestación de servicios de gas:		
Transporte de gas natural	22,963	17,352
Distribución primaria	11,153	10,749
Distribución secundaria	18,122	12,866
Servicio - cargo variable	5,980	4,842
Servicio - acometidas	803	295
Servicio - tuberías	145	76
Ingresos por ventas no reguladas:		
Servicio - instalaciones	3,388	2,131
Otros servicios	448	407
Otros ingresos	2,082	945
Total	109,242	85,399

23. COSTO DE SERVICIO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

Costo de servicio de distribución de gas natural comprende:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Consumo de gas	44,085	35,735
Transporte de gas	23,153	17,630
Consumo de suministros	5,504	3,045
Cargas de personal	2,905	2,454
Servicios prestados por terceros	1,536	933
Provisiones del ejercicio:		
Depreciación y amortización (Notas 11 y 12)	5,015	3,899
Otros gastos	615	361
Total	82,813	64,057

24. GASTOS DE ADMINISTRACION

Gastos de administración comprende:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Cargas de personal	5,278	4,492
Servicios prestados por terceros	2,851	2,323
Tributos	902	368
Cargas diversas de gestión	1,198	729
Arrendamiento operativo (Nota 32)	423	291
Provisiones del ejercicio:		
Depreciación y amortización (Notas 11 y 12)	528	412
Provisión por desvalorización de existencias (Nota 8)	109	20
Total	11,289	8,635

25. GASTOS DE COMERCIALIZACION

Gastos de comercialización comprende:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Servicios prestados por terceros	898	914
Cargas diversas de gestión	137	60
Provisión por deterioro de cuentas por cobrar (Nota 5)	72	34
Total	1,107	1,008

26. INGRESOS FINANCIEROS

Ingresos financieros comprende:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Intereses de depósitos bancarios	20	54
Intereses de depósitos a plazos	204	671
Interés compensatorio clientes	223	294
Otros ingresos financieros	6	12
Total	453	1,031

27. GASTOS FINANCIEROS

Gastos financieros comprende:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Intereses de préstamo Subordinado	3,191	3,404
Intereses de préstamo Senior	1,349	2,618
Intereses de otros prestamos	252	-
Impuesto a las transacciones financieras	299	179
Otros gastos financieros	382	200
Total	5,473	6,401

28. PARTICIPACIONES A LOS TRABAJADORES

El gasto por participación a los trabajadores comprende:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Participación en las utilidades que se otorga a los trabajadores de acuerdo con el D. Legislativo 892 - 5% sobre la renta imponible antes de impuesto a la renta (Nota 29 (c))	(587)	-
Participación a los trabajadores-COPESER (antes de la fusión)	(31)	(33)
Participación diferida - gasto (ingreso) (Nota 30 (c))	16	-
Total	(602)	(33)

29. IMPUESTO A LA RENTA

a) Régimen tributario del Impuesto a la Renta que de no existir cambios estaría vigente al término del Convenio (Nota 1).

(i) Tasas del impuesto

De conformidad con el D. Legislativo 945 del 23 de diciembre de 2003, a partir del ejercicio gravable 2004, la tasa del Impuesto a la Renta de las personas jurídicas domiciliadas es de 30%.

Las personas jurídicas se encuentran sujetas a una tasa adicional de 4.1%, sobre toda suma que pueda considerarse una disposición indirecta de utilidades, que incluyen sumas cargadas a gastos e ingresos no declarados; esto es, gastos susceptibles de haber beneficiado a los accionistas, participacionistas, entre otros; gastos particulares ajenos al negocio; gastos de cargo de accionistas, partipacionistas, entre otros, que son asumidos por la persona jurídica.

(ii) Precios de transferencia

Para propósitos de determinación del Impuesto a la Renta y del Impuesto General a las Ventas, las personas jurídicas que realicen transacciones con partes vinculadas o con sujetos residentes en territorios de baja o nula imposición, deberán: (a) presentar una declaración jurada anual informativa de las transacciones que realicen con las referidas empresas, cuando el monto de estas transacciones resulta mayor a (en miles) S/.200 (equivalente a $69), y (b) contar con un Estudio Técnico de Precios de Transferencia, además de la documentación sustentatoria de este Estudio, cuando el monto de sus ingresos devengados superen los (en miles) S/.6,000 (equivalente a $2,075)y el monto de las operaciones supere (en miles) S/.1,000 (equivalente a $346).

Ambas obligaciones son exigibles en el caso de que se hubiera realizado al menos una transacción desde, hacia, o a través de países de baja o nula imposición.

A partir del ejercicio 2008, estas transacciones deben ser incluidas en los correspondientes Estudios Técnicos de Precios.

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, la Compañía no se encuentra obligada a presentar el Estudio técnico de Precios de transferencia debido a que cuenta con un Convenio de Estabilidad Jurídica (Nota 1).

(iii) Modificaciones significativas al Impuesto a la Renta

A partir del 1 de enero de 2010 entraron en vigencia algunos cambios en el régimen de determinación del Impuesto a la Renta aplicable a las empresas dispuestos por el Decreto Legislativo 942 y sus modificatorias, así como por las Leyes 29342 y 29492, esta última publicada el 31 de diciembre de 2009. A continuación se muestra un breve resumen de los cambios más importantes que pudieran tener impacto en las operaciones de la Compañía, al vencimiento del Convenio de Estabilidad Jurídica:

• Queda sin efecto la exoneración de intereses derivados de depósitos en el Sistema Financiero.

• La tasa de depreciación para edificios y construcciones será de 5% anual. Del mismo modo, está vigente el régimen especial de depreciación acelerada de 20% anual para los inmuebles construidos a partir del 1 de enero de 2009 y que al 31 de diciembre de 2010 tengan un avance de obra no menor al 80%.

• Para la determinación del gasto por intereses deducibles se efectuará una comparación con el monto de los ingresos por interés exonerados e inafectos, inclusive. El exceso es la porción deducible.

Como se describe en la Nota 1, la Compañía tiene vigente hasta el 2033 un Convenio de Estabilidad Jurídica. En opinión de la Gerencia, mientras el referido convenio se encuentre en vigencia, no es aplicable a la Compañía, ningún cambio relacionado con el impuesto a la renta ocurrido durante la vigencia del mencionado Convenio.

b) El gasto por impuesto a la renta, calculado a la tasa de 30% vigente a la fecha de firma del Convenio, comprende:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Impuesto a la renta corriente (acápite c)	(3,347)	(1,826)
Impuesto a la renta corriente de COPESER (antes de la fusión)	(178)	(187)
Impuesto diferido (Nota 30(c))	94	(287)
Total	(3,431)	(2,300)

c) La participación de los trabajadores y el impuesto a la renta corriente fueron determinados como sigue:

	2009 US$000	2008 US$000
Utilidad antes de impuesto a la renta	11,487	7,295
Menos: Utilidad COPESER - antes de la fusión (*)	(510)	(867)
Utilidad financiera para el cálculo del impuesto a la renta	10,977	6,428
Adiciones (deducciones) tributarias:		
Gastos no deducibles	552	1,441
Ingresos exonerados	-	(782)
Diferencias temporales	215	31
Renta gravable del ejercicio	11,744	7,118
Pérdida tributaria arrastrable al inicio del año	-	(986)
Ajuste a la pérdida tributaria arrastrable	-	(45)
Renta gravable para computar la participación de los trabajadores D. Leg.892	11,744	6,087
Participación de los trabajadores D.Leg. 892- 5%	(587)	-
Renta gravable para computar el impuesto a la renta corriente	11,157	6,087
Impuesto a la renta corriente - 30%	(3,347)	(1,826)

(*) De acuerdo con las disposiciones tributarias vigentes, COPESER cumplió con presentar su declaración jurada de impuesto a la renta por el periodo comprendido entre el 1 de enero al 30 de mayo de 2009 (antes de la fusión). Por tal motivo, la declaración jurada de impuestos de la Compañía por el año 2009, no incluye la actividad de COPESER por el periodo antes de la fusión.

d) Situación tributaria

Las declaraciones juradas del impuesto a la renta de la Compañía de los años 2005 a 2008 y la que será presentada por el ejercicio 2009, están pendientes de revisión por la administración tributaria, la cual tiene la facultad de efectuar dicha revisión dentro de los cuatro años siguientes al año de presentación de la declaración jurada de impuesto a la renta. La Gerencia estima que no surgirán pasivos de importancia como resultado de las revisiones pendientes.

Las declaraciones juradas de impuesto a la renta de COPESER correspondientes a los ejercicios del 2005 a 2008 y la correspondiente al período del 1 de enero al 31 de mayo de 2009 están pendientes de revisión por la administración tributaria, la cual tiene la facultad de efectuar dicha revisión dentro de los cuatro años siguientes al año de presentación de la correspondiente declaración jurada de impuesto a la renta. La Gerencia estima que no surgirán pasivos de importancia como resultado de las revisiones pendientes.

Debido a las posibles interpretaciones que las autoridades tributarias pueden dar a las normas legales aplicables en cada año, a la fecha, no es posible determinar si de las revisiones que se realicen resultarán o no pasivos para la Compañía, por lo que cualquier eventual mayor impuesto o recargo que pudiera resultar de las revisiones fiscales sería aplicado a los resultados del ejercicio en que estos se determinen. En opinión de la Gerencia cualquier eventual liquidación adicional de impuestos no sería significativa para los estados financieros al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

e) Conciliación de la tasa efectiva del impuesto a la renta con la tasa tributaria combinada

La conciliación de la tasa efectiva combinada del impuesto a la renta renta y participación de los trabajadores D. Legislativo 892 de 35.11% al 31 de diciembre de 2009 (32.90% en 2008), con la tasa tributaria combinada de 33.50% que resulta de considerar la tasa de 30% de impuesto a la renta y el 5% de la participación de los trabajadores D. Legislativo 892, es como sigue:

	2009 US$000	2009 %	2008 US$000	2008 %
Utilidad antes de impuesto a la rentaPréstamo Senior (a)	11,487	100.00	7,295	100.00
Impuesto a la renta calculado según tasa tributaria	3,848	33.50	2,189	30.00
Efecto tributarios sobre adiciones (deducciones):				
Gastos no deducibles	185	1.61	432.3	5.81
Ingresos exonerados	-	-	(290)	(2.70)
Ajuste de pérdida tributaria	-	-	2	(0.21)
Impuesto a la renta corriente y diferido registrado según tasa efectiva	4,033	35.11	2,333	32.90

30. IMPUESTO A LA RENTA Y PARTICIPACION DE LOS TRABAJADORES DIFERIDO

a) El movimiento en el activo neto por impuesto a la renta y participación de los trabajadores diferido, y la descripción de las diferencias temporales que le dieron origen es como sigue:

	2008 Saldos Iniciales US$000 (Nota 1)	2008 Adiciones (Recuperos) US$000 (Nota 1)	2008 Saldos Finales US$000 (Nota 1)	2009 Adiciones (Recuperos) US$000	2009 Saldos Finales US$000
Pérdida tributaria	296	(296)	-	-	-
Reversión facturación (a)	55	(8)	47	-	47
Vacaciones no pagadas	85	8	93	(48)	45
Depreciacion menor que la tributaria	-	(17)	(17)	(1)	(18)
Amortización menor que la tributaria	(71)	11	(60)	69	9
Intereses efectivo NIC 39	69	-	69	63	132
Provisiones	-	15	15	27	42
Total	434	(287)	147	110	257

(b) Corresponde a la facturación del año 2006 por la inversión de obras calificadas como económicamente no viable y reversados en aplicación de la Resolución OSINERGMIN Nº 263-2005-OS/CD (Nota 1), para ser mantenidos como una obligación a largo plazo (Nota 2 (k)).

c) El saldo del activo neto por impuesto a la renta y participación de los trabajadores diferido comprende:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Impuesto a la renta diferido	239	145
Participación de los trabajadores diferida	18	2
Total	257	147

d) El gasto (ingreso) de impuesto a la renta y participación de los trabajadores diferido comprende:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Participación de los trabajadores diferida (Nota 28)	16	-
Impuesto a la renta diferido (Nota 29 (b))	94	(287)
Total	110	(287)

31. UTILIDAD POR ACCION COMUN

La utilidad básica por acción común ha sido calculada dividiendo la utilidad neta del ejercicio atribuible a los accionistas comunes, entre el promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante el ejercicio. Debido a que no existen acciones comunes potenciales diluyentes, esto es, instrumentos financieros u otros contratos que dan derecho a obtener acciones comunes, la utilidad diluida por acción común es igual a la utilidad básica por acción común.

a) La utilidad básica y diluida por acción común resulta como sigue:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Utilidad neta atribuible a los accionistas comunes	7,454	4,962

b) El promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante el 2009 y 2008, ambas de US$1.00 de valor nominal c/u, fue como sigue:

	Acciones Comunes en circulación	Días de vigencia hasta el cierre	Promedio ponderado de Acciones Comunes
En circulación al inicio y final de 2008	48,301,277	365	48,301,277
Emision de nuevas acciones 13/01	10,000,000	353	9,671,233
Emision de nuevas acciones 6/03	20,000,000	301	16,493,151
Emisión de nuevas acciones 7/9	20,000,000	116	6,356,164
En circulación al final de 2009	98,301,277		80,821,825

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
(c) Utilidad básica y diluida por acción común (en dólares estadounidenses)	0.092	0.103

32. ARRENDAMIENTO OPERATIVO

Al 31 de diciembre de 2009, la Compañía mantiene cuatro contratos de arrendamiento operativo, de oficinas y estacionamientos, no rescindibles que tienen vigencia hasta el 1 de febrero de 2013, 1 de mayo de 2011, 14 de diciembre de 2012 y 9 de marzo de 2013 respectivamente. Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, los pagos mínimos futuros de arrendamiento son como sigue:

	2009 US$000	2008 US$000 (Nota 1)
Hasta un año	422	364
Más de un año hasta cinco	782	1,013
Total	1,204	1,377
Valor presente de los pagos mínimos	906	1,094

La tasa utilizada para el cálculo del valor presente de los pagos mínimos es de 10%.

El gasto por arrendamiento de 2009 y 2008 fue de (en miles) US$423 y (en miles) US$291, respectivamente y se presenta en el rubro gastos de administración del estado de ganancias y pérdidas.

33. REGLAMENTO AMBIENTAL

Conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, la construcción y la operación de la Red de Alta Presión y de las Otras Redes cuentan con respectivos Estudios de Impacto Ambiental (en adelante los EIA) donde se establecen los compromisos medio ambientales que la Compañía debe cumplir, los que hacen principal incidencia a la etapa de construcción de las redes. Los EIA incluyen un Plan de Manejo Ambiental (en adelante el PMA) donde se describen las medidas que debe adoptar la Compañía para prevenir o mitigar impactos ambientales negativos y mantener sus operaciones dentro de los márgenes de las regulaciones ambientales.

Adicionalmente, la Compañía presenta anualmente un informe de gestión ambiental ante el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía ("OSINERGMIN"), ente responsable de la verificación del cumplimiento de los compromisos medio ambientales asumidos por la sociedad en el PMA.

Al 31 de diciembre de 2009, el gasto acumulado relacionado directamente con la protección del medio ambiente ascendió a (en miles) US$21 (US$16 al 31 de diciembre de 2008).

34. HECHOS POSTERIORES

No se tiene conocimiento de hechos posteriores ocurridos entre la fecha de cierre de estos estados financieros y la fecha de este informe, que puedan afectarlos significativamente.



Gobierno corporativo



SOBRE EL CUMPLIMIENTO DE LOS PRINCIPIOS DE BUEN GOBIERNO CORPORATIVO DE LAS SOCIEDADES PERUANAS CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2009

Razón Social	:	Gas Natural de Lima y Callao S.A.
RUC	:	20503758114
Dirección	:	Av. Primavera No. 1878, Monterrico, Santiago de Surco
Teléfono	:	611-7500
Fax	:	611-7501
Correo Electrónico	:	jaime.falquez@calidda.com.pe
Página Web	:	www.calidda.com.pe
Representante Bursátil	:	Sr. Jaime Falquez Ortiga
Razón Social de la Empresa Revisora[12]	:	

INSTRUCCIONES

En la Sección Primera del presente informe, se evalúan 26 recomendaciones de los Principios de Buen Gobierno para las Sociedades Peruanas [13].
Respecto a cada recomendación evaluada, la EMPRESA ddeberá:
Para la Evaluación Subjetiva marcar con un aspa (x) el nivel de cumplimiento que considere adecuado, teniendo en consideración la siguiente escala:

0	:	no cumple el principio
1 – 3	:	cumple parcialmente el principio
4	:	cumple totalmente el principio

Para la Evaluación Objetiva marcar con un aspa (x) una o más de las alternativas indicadas y completar en detalle la información solicitada[14].

En la Sección Segunda del presente informe, se evalúa una serie de aspectos referidos a los derechos de los accionistas, el Directorio, las responsabilidades de la EMPRESA y los accionistas y tenencias. En esta sección, la EMPRESA deberá completar la información solicitada, ya sea marcando con un aspa (x) una o más alternativa (s) incluidas en cada pregunta y/o completando en detalle la información solicitada.

I. SECCIÓN PRIMERA: EVALUACIÓN DE 26 PRINCIPIOS

LOS DERECHOS DE LOS ACCIONISTAS

Principios	Cumplimiento 0	1	2	3	4
1. *Principio (I.C.1. segundo párrafo).- No se debe incorporar en la agenda asuntos genéricos, debiéndose precisar los puntos a tratar de modo que se discuta cada tema por separado, facilitando su análisis y evitando la resolución conjunta de temas respecto de los*					X
2. *cuales se puede tener una opinión diferente.* *Principio (I.C.1. tercer párrafo).- El lugar de celebración de las Juntas Generales se debe fijar de modo que se facilite la asistencia de los accionistas a las mismas.*					X

a. Indique el número de juntas de accionistas convocadas por la EMPRESA durante el ejercicio materia del presente informe.

TIPO	NÚMERO
JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS	4
JUNTA ESPECIAL DE ACCIONISTAS	N.A.

b. De haber convocado a juntas de accionistas, complete la siguiente información para cada una de ellas.

FECHA DE AVISO DE CONVOCATORIA*	FECHA DE LA JUNTA	LUGAR DE LA JUNTA	TIPO DE JUNTA ESPECIAL	TIPO DE JUNTA GENERAL	QUÓRUM %	Nº DE ACC. ASISTENTES	DURACIÓN HORA DE INICIO	DURACIÓN HORA DE TÉRMINO
			(...)	(...)				

Todas las Juntas Generales de Accionistas fueron realizadas conforme al Artículo 120 de la Ley General de Sociedades.

c. ¿Qué medios, además del contemplado en el artículo 43 de la Ley General de Sociedades, utiliza la EMPRESA para convocar a las Juntas?

(X) CORREO ELECTRÓNICO
(...) DIRECTAMENTE EN LA EMPRESA
(X) VÍA TELEFÓNICA
(...) PÁGINA DE INTERNET
(...) CORREO POSTAL
(...) OTROS. Detalle
(...) NINGUNO

[12] *Solo es aplicable en el caso en que la información contenida en el presente informe haya sido revisada por alguna empresa especializada (por ejemplo: sociedad de auditoria, empresa de consultoria).*
[13] *El texto de los Principios de Buen Gobierno para las Sociedades Peruanas puede ser consultado en www.conasev.gob.pe*
[14] *Para dicho efecto, podrá incorporar líneas a los cuadros incluidos en el presente informe o, en su defecto, replicar los cuadros modelos las veces que sean necesarias.*

d. Indique si los medios señalados en la pregunta anterior se encuentran regulados en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(...)	(...)	(...)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(X) NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

e. En caso la EMPRESA cuente con una página web corporativa, ¿es posible obtener las actas de las juntas de accionistas a través de dicha página?

	SI	NO
SOLO PARA ACCIONISTAS	(...)	(X)
PARA EL PÚBLICO EN GENERAL	(...)	(X)

(...) NO CUENTA CON PÁGINA WEB

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
3. *Principio (I.C.2).- Los accionistas deben contar con la oportunidad de introducir puntos a debatir, dentro de un límite razonable, en la agenda de las Juntas Generales. Los temas que se introduzcan en la agenda deben ser de interés social y propios de la competencia legal o estatutaria de la Junta. El Directorio no debe denegar esta clase de solicitudes sin comunicar al accionista un motivo razonable.*					X

a. Indique si los accionistas pueden incluir puntos a tratar en la agenda mediante un mecanismo adicional al contemplado en la Ley General de Sociedades (artículo 117 para sociedades anónimas regulares y artículo 255 para sociedades anónimas abiertas).

(X) SÍ (...) NO

b. En caso la respuesta a la pregunta anterior sea afirmativa detalle los mecanismos alternativos.

El Artículo 18º del Estatuto establece que cualquier accionista puede solicitar la incorporación de temas a tratar en la Junta hasta 3 días útiles antes de la emisión de las esquelas o de la publicación del aviso de convocatoria a la Junta.

c. Indique si los mecanismos descritos en la pregunta anterior se encuentran regulados en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(X)	(...)	(...)	(...)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(...) NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

d. Indique el número de solicitudes presentadas por los accionistas durante el ejercicio materia del presente informe para la inclusión de temas a tratar en la agenda de juntas.

NÚMERO DE SOLICITUDES		
RECIBIDAS	ACEPTADAS	RECHAZAS
0	0	0

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
4. *Principio (I.C.4.i.).- El estatuto no debe imponer límites a la facultad que todo accionista con derecho a participar en las Juntas Generales pueda hacerse representar por la persona que designe.*					X

a. De acuerdo con lo previsto en el artículo 122 de la Ley General de Sociedades, indique si el estatuto de la EMPRESA limita el derecho de representación, reservándolo:

(...) A FAVOR DE OTRO ACCIONISTA
(...) A FAVOR DE UN DIRECTOR
(...) A FAVOR DE UN GERENTE
(X) NO SE LIMITA EL DERECHO DE REPRESENTACIÓN

b. Indique para cada Junta realizada durante el ejercicio materia del presente informe la siguiente información:

TIPO DE JUNTA		FECHA DE JUNTA	PARTICIPACIÓN (%) SOBRE EL TOTAL DE ACCIONES CON DERECHO A VOTO	
GENERAL	ESPECIAL		A TRAVÉS DE PODERES	EJERCICIO DIRECTO
(X)	(...)	3/6/2009	**100%**	
(X)	(...)	25/3/2009	**100%**	
(X)	(...)	18/5/2009	**100%**	
(X)	(...)	4/8/2009	**100%**	

c. Indique los requisitos y formalidades exigidas para que un accionista pueda representarse en una junta.

FORMALIDAD (INDIQUE SI LA EMPRESA EXIGE CARTA SIMPLE, CARTA NOTARIAL, ESCRITURA PÚBLICA U OTROS)	REPRESENTACIÓN POR CUALQUIER MEDIO DE COMUNICACIÓN DEL CUAL QUEDE CONSTANCIA ESCRITA.
ANTICIPACIÓN (NÚMERO DE DÍAS PREVIOS A LA JUNTA CON QUE DEBE PRESENTARSE EL PODER)	24 HORAS.
COSTO (INDIQUE SI EXISTE UN PAGO QUE EXIJA LA EMPRESA PARA ESTOS EFECTOS Y A CUÁNTO ASCIENDE)	NO SE REQUIERE PAGO ALGUNO.

d. Indique si los requisitos y formalidades descritas en la pregunta anterior se encuentran regulados en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(X)	(...)	(...)	(...)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(...) NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

TRATAMIENTO EQUITATIVO DE LOS ACCIONISTAS

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
5. *Principio (II.A.1, tercer párrafo).- Es recomendable que la sociedad emisora de acciones de inversión u otros valores accionarios sin derecho a voto, ofrezca a sus tenedores la oportunidad de canjearlos por acciones ordinarias con derecho a voto o que prevean esta posibilidad al momento de su emisión.*					

a. ¿La EMPRESA ha realizado algún proceso de canje de acciones de inversión en los últimos cinco años?

(...) SÍ (...) NO (X) NO APLICA

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
6. *Principio (II.B).- Se debe elegir un número suficiente de directores capaces de ejercer un juicio independiente, en asuntos donde haya potencialmente conflictos de intereses, pudiéndose, para tal efecto, tomar en consideración la participación de los accionistas carentes de control. Los directores independientes son aquellos seleccionados por su prestigio profesional y que no se encuentran vinculados con la administración de la sociedad ni con los accionistas principales de la misma.*					X

a. Indique el número de directores dependientes e independientes de la EMPRESA[15].

DIRECTORES	NÚMERO
DEPENDIENTES	6
INDEPENDIENTES	1
Total	**7**

b. Indique los requisitos especiales (distintos de los necesarios para ser director) para ser director independiente de la EMPRESA?

Reconocido prestigio profesional y ausencia de vínculos con la administración de la EMPRESA o sus accionistas.

(...) NO EXISTEN REQUISITOS ESPECIALES

c. Indique si los requisitos especiales descritos en la pregunta anterior se encuentran regulados en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(...)	(...)	(...)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(X) NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

d. Indique si los directores de la EMPRESA son parientes en primer grado o en segundo grado de consanguinidad, o parientes en primer grado de afinidad, o cónyuge de:

NOMBRES Y APELLIDOS DEL DIRECTOR	VINCULACIÓN CON:			NOMBRES Y APELLIDOS DEL ACCIONISTA[1/] / DIRECTOR / GERENTE	AFINIDAD	INFORMACIÓN ADICIONAL[2/]
	ACCIONISTA[1/]	DIRECTOR	GERENTE			

1/. Accionistas con una participación igual o mayor al 5% de las acciones de la empresa (por clase de acción, incluidas las acciones de inversión).
2/. En el caso exista vinculación con algún accionista incluir su participación accionaria. En el caso la vinculación sea con algún miembro de la plana gerencial, incluir su cargo. .

[15] *Los directores independientes son aquellos que no se encuentran vinculados con la administración de la entidad emisora ni con sus accionistas principales. Para dicho efecto, la vinculación se define en el Reglamento de Propiedad Indirecta, Vinculación y Grupo Económico. Los accionistas principales, por su parte, son aquellas personas naturales o jurídicas que tienen la propiedad del cinco (5%) o más del capital de la entidad emisora.*

e. En caso algún miembro del Directorio ocupe o haya ocupado durante el ejercicio materia del presente informe algún cargo gerencial en la EMPRESA, indique la siguiente información:

NOMBRES Y APELLIDOS DEL DIRECTOR	CARGO GERENCIAL QUE DESEMPEÑA O DESEMPEÑÓ	FECHA EN EL CARGO GERENCIAL	
		INICIO	TÉRMINO
Rafael Ernesto Córdova	Gerente General	25/6/2007	

f. En caso algún miembro del Directorio de la EMPRESA también sea o haya sido durante el ejercicio materia del presente informe miembro de Directorio de otra u otras empresas inscritas en el Registro Público del Mercado de Valores, indique la siguiente información:

NOMBRES Y APELLIDOS DEL DIRECTOR	DENOMINACIÓN SOCIAL DE LA(S) EMPRESA(S)	FECHA	
		INICIO	TÉRMINO
María Jesús Hume Hurtado	AFP Integra	25/1/2008	
	InVita Seguros de Vida	11/2/2009	
	Austral Gruop S.A.A.	9/8/2005	

COMUNICACIÓN Y TRANSPARENCIA INFORMATIVA

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
7. *Principio (IV.C. segundo, tercer y cuarto párrafo).- Si bien, por lo general las auditorías externas están enfocadas a dictaminar información financiera, éstas también pueden referirse a dictámenes o informes especializados en los siguientes aspectos: peritajes contables, auditorías operativas, auditorías de sistemas, evaluación de proyectos, evaluación o implantación de sistemas de costos, auditoría tributaria, tasaciones para ajustes de activos, evaluación de cartera, inventarios, u otros servicios especiales.* *Es recomendable que estas asesorías sean realizadas por auditores distintos o, en caso los realicen los mismos auditores, ello no afecte la independencia de su opinión. La sociedad debe revelar todas las auditorías e informes especializados que realice el auditor.* *Se debe informar respecto a todos los servicios que la sociedad auditora o auditor presta a la sociedad, especificándose el porcentaje que representa cada uno, y su participación en los ingresos de la sociedad auditora o auditor.*					X

a. Indique la siguiente información de las sociedades de auditoría que han brindado servicios a la EMPRESA en los últimos 5 años.

RAZÓN SOCIAL DE LA SOCIEDAD DE AUDITORIA	SERVICIO*	PERIODO	RETRIBUCIÓN**
Gris Hernández y Asociados	Auditoria Externa	2006-2008	100%
Ernst & Young Asesores S. Civil de R.L.	Evaluación de Controles SOX 404	8-2007 / 9-2007	0%
PricewaterhouseCoopers S. Civil de R.L.	Revisión de Segregación de Funciones	6-2008 – 7/2008	0%
Ernst & Young Asesores S. Civil de R.L. Ernst & Young Asesores S. Civil de R.L.	Documentación de Procesos Claves y Evaluación de la Efectividad de Controles Claves	9-2008 /10-2008	0%
	Evaluación de Controles SOX 404	6-2009 /11-2009	

* Incluir todos los tipos de servicios tales como dictámenes de información financiera, peritajes contables, auditorías operativas, auditorías de sistemas, auditoría tributaria u otros servicios especiales.
** Del monto total pagado a la sociedad de auditoría por todo concepto, indicar el porcentaje que corresponde a retribución por servicios de auditoría financiera.

b. Describa los mecanismos preestablecidos para contratar a la sociedad de auditoría encargada de dictaminar los estados financieros anuales (incluida la identificación del órgano de la EMPRESA encargado de elegir a la sociedad auditora).

La Junta General de Accionistas es quien nombra a la Sociedad Auditora.

(...) NO EXISTEN MECANISMOS PREESTABLECIDOS

c. Indique si los mecanismos descritos en la pregunta anterior se encuentran contenidos en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(X)	(...)	(...)	(...)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(...) NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

d. Indique si la sociedad de auditoría contratada para dictaminar los estados financieros de la EMPRESA correspondientes al ejercicio materia del presente informe, dictaminó también los estados financieros del mismo ejercicio para otras empresas de su grupo económico.

(X) SÍ (...) NO

RAZÓN SOCIAL DE LA (S) EMPRESA (S) DEL GRUPO ECONÓMICO
Fénix Power Perú S.A. y Luz del Sur S.A.A.

e. Indique el número de reuniones que durante el ejercicio materia del presente informe el área encargada de auditoría interna ha celebrado con la sociedad auditora contratada.

NÚMERO DE REUNIONES							
0	1	2	3	4	5	MÁS DE 5	NO APLICA
(...)	(X)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
8. *Principio (IV.D.2).- La atención de los pedidos particulares de información solicitados por los accionistas, los inversionistas en general o los grupos de interés relacionados con la sociedad, debe hacerse a través de una instancia y/o personal responsable designado al efecto.*			X		

a. Indique cuál (es) es (son) el (los) medio (s) o la (s) forma (s) por la que los accionistas o los grupos de interés de la EMPRESA pueden solicitar información para que su solicitud sea atendida.

	ACCIONISTAS	GRUPOS DE INTERÉS
CORREO ELECTRÓNICO	(X)	(X)
DIRECTAMENTE EN LA EMPRESA	(...)	(...)
VÍA TELEFÓNICA	(X)	(X)
PÁGINA DE INTERNET	(...)	(...)
CORREO POSTAL	(X)	(X)
Otros. Detalle	(...)	(...)

b. Sin perjuicio de las responsabilidades de información que tienen el Gerente General de acuerdo con el artículo 190 de la Ley General de Sociedades, indique cuál es el área y/o persona encargada de recibir y tramitar las solicitudes de información de los accionistas. En caso sea una persona la encargada, incluir adicionalmente su cargo y área en la que labora.

ÁREA ENCARGADA	N/A

PERSONA ENCARGADA		
NOMBRES Y APELLIDOS	CARGO	ÁREA
N/A		

c. Indique si el procedimiento de la EMPRESA para tramitar las solicitudes de información de los accionistas y/o los grupos de interés de la EMPRESA se encuentra regulado en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(...)	(...)	(...)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(...) LA EMPRESA CUENTA CON UN PROCEDIMIENTO PERO ESTE NO SE ENCUENTRA REGULADO
(X) NO APLICA. NO EXISTE UN PROCEDIMIENTO PREESTABLECIDO.

d. Indique el número de solicitudes de información presentadas por los accionistas y/o grupos de interés de la EMPRESA durante el ejercicio materia del presente informe.

NÚMERO DE SOLICITUDES		
RECIBIDAS	ACEPTADAS	RECHAZAS
0	0	0

e. En caso la EMPRESA cuente con una página web corporativa ¿incluye una sección especial sobre gobierno corporativo o relaciones con accionistas e inversores?

(...) SÍ (X) NO (...) NO CUENTA CON PÁGINA WEB

f. Durante el ejercicio materia del presente informe indique si ha recibido algún reclamo por limitar el acceso de información a algún accionista.

(...) SÍ (X) NO

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
9. *Principio (V.D.3.).- Los casos de duda sobre el carácter confidencial de la información solicitada por los accionistas o por los grupos de interés relacionados con la sociedad deben ser resueltos. Los criterios deben ser adoptados por el Directorio y ratificados por la Junta General, así como incluidos en el estatuto o reglamento interno de la sociedad. En todo caso la revelación de información no debe poner en peligro la posición competitiva de la empresa ni ser susceptible de afectar el normal desarrollo de las actividades de la misma.*			X		

a. ¿Quién decide sobre el carácter confidencial de una determinada información?

(...) EL DIRECTORIO
(X) EL GERENTE GENERAL
(X) OTROS. Detalle: las Gerencias involucradas.

b. Detalle los criterios preestablecidos de carácter objetivo que permiten calificar determinada información como confidencial. Adicionalmente indique el número de solicitudes de información presentadas por los accionistas durante el ejercicio materia del presente informe que fueron rechazadas debido al carácter confidencial de la información.

No ha habido rechazos a solicitudes de información debido al carácter confidencial de la misma.

(X) NO EXISTEN CRITERIOS PREESTABLECIDOS

c. Indique si los criterios descritos en la pregunta anterior se encuentran contenidos en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(...)	(...)	(...)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(X) NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
10. Principio (IV.F, primer párrafo).- La sociedad debe contar con auditoría interna. El auditor interno, en el ejercicio de sus funciones, debe guardar relación de independencia profesional respecto de la sociedad que lo contrata. Debe actuar observando los mismos principios de diligencia, lealtad y reserva que se exigen al Directorio y la Gerencia.					X

a. Indique si la EMPRESA cuenta con un área independiente encargada de auditoría interna.

(X) SÍ (...) NO

b. En caso la respuesta a la pregunta anterior sea afirmativa, dentro de la estructura orgánica de la EMPRESA indique, jerárquicamente, de quién depende auditoría interna y a quién tiene la obligación de reportar.

DEPENDE DE:	ADMINISTRATIVAMENTE DE LA GERENCIA GENERAL, FUNCIONALMENTE DEL COMITÉ DE AUDITORIA.
REPORTA A:	GERENCIA GENERAL, COMITÉ DE AUDITORIA Y CASA MATRIZ

c. Indique cuáles son las principales responsabilidades del encargado de auditoría interna y si cumple otras funciones ajenas a la auditoría interna.

Desarrollar el Plan de Auditoria, basado en el análisis de riesgo de la EMPRESA.
Reportar al Comité de Auditoria acerca de los resultados de las actividades de auditoria.

d. Indique si las responsabilidades descritas en la pregunta anterior se encuentran reguladas en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(...)	(...)	(X)	Estatuto de Auditoria Interna (aprobado en la sesión de Directorio del 1º de Febrero de 2008).

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(...) NO SE ENCUENTRAN REGULADAS

LAS RESPONSABILIDADES DEL DIRECTORIO

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
11. Principio (V.D.1).- El Directorio debe realizar ciertas funciones claves, a saber: Evaluar, aprobar y dirigir la estrategia corporativa; establecer los objetivos y metas así como los planes de acción principales, la política de seguimiento, control y manejo de riesgos, los presupuestos anuales y los planes de negocios; controlar la implementación de los mismos; y supervisar los principales gastos, inversiones, adquisiciones y enajenaciones.				X	

a. En caso el Directorio de la EMPRESA se encuentre encargado de la función descrita en este principio, indicar si esta función del Directorio se encuentra contenida en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(X)	(...)	(...)	(...)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(...) EL DIRECTORIO SE ENCARGA DE LA FUNCIÓN DESCRITA PERO ESTA NO SE ENCUENTRA REGULADA
(...) NO APLICA. EL DIRECTORIO NO SE ENCARGA DE ESTA FUNCIÓN

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
El Directorio debe realizar ciertas funciones claves, a saber: *12. Principio (V.D.2).- Seleccionar, controlar y, cuando se haga necesario, sustituir a los ejecutivos principales, así como fijar su retribución.* *13. Principio (V.D.3).- Evaluar la remuneración de los ejecutivos principales y de los miembros del Directorio, asegurándose que el procedimiento para elegir a los directores sea formal y transparente.*				X X	

a. En caso el Directorio de la EMPRESA se encuentre encargado de las funciones descritas en este principio, indique si ellas se encuentran reguladas en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(X)	(...)	(...)	(...)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(...) EL DIRECTORIO SE ENCARGA DE LAS FUNCIONES DESCRITAS PERO ESTAS NO SE ENCUENTRAN REGULADAS
(...) NO APLICA. EL DIRECTORIO NO SE ENCARGA DE ESTAS FUNCIONES

b. Indique el órgano que se encarga de:

FUNCIÓN	DIRECTORIO	GERENTE GENERAL	OTROS (Indique)
CONTRATAR Y SUSTITUIR AL GERENTE GENERAL	(X)	(...)	
CONTRATAR Y SUSTITUIR A LA PLANA GERENCIAL	(...)	(X)	
FIJAR LA REMUNERACIÓN DE LOS PRINCIPALES EJECUTIVOS	(...)	(X)	
EVALUAR LA REMUNERACIÓN DE LOS PRINCIPALES EJECUTIVOS	(...)	(X)	
EVALUAR LA REMUNERACIÓN DE LOS DIRECTORES	(...)	(...)	Junta General de Accionistas

c. Indique si la EMPRESA cuenta con políticas internas o procedimientos definidos para:

POLÍTICAS PARA:	SÍ	NO
CONTRATAR Y SUSTITUIR A LOS PRINCIPALES EJECUTIVOS	(X)	(...)
FIJAR LA REMUNERACIÓN DE LOS PRINCIPALES EJECUTIVOS	(X)	(...)
EVALUAR LA REMUNERACIÓN DE LOS PRINCIPALES EJECUTIVOS	(X)	(...)
EVALUAR LA REMUNERACIÓN DE LOS DIRECTORES	(...)	(X)
ELEGIR A LOS DIRECTORES	(...)	(X)

d. En caso la respuesta a la pregunta anterior sea afirmativa para uno o más de los procedimientos señalados, indique si dichos procedimientos se encuentran regulados en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(...)	(...)	(X)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(X) NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
El Directorio debe realizar ciertas funciones claves, a saber: *14. Principio (V.D.4).- Realizar el seguimiento y control de los posibles conflictos de intereses entre la administración, los miembros del Directorio y los accionistas, incluidos el uso fraudulento de activos corporativos y el abuso en transacciones entre partes interesadas.*			X		

a. En caso el Directorio de la EMPRESA se encuentre encargado de la función descrita en este principio, indique si esta función del Directorio se encuentra contenida en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(X)	(...)	(...)	(...)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(...) EL DIRECTORIO SE ENCARGA DE LA FUNCIÓN DESCRITA PERO ESTA NO SE ENCUENTRA REGULADA
(...) NO APLICA. EL DIRECTORIO NO SE ENCARGA DE ESTA FUNCIÓN

b. Indique el número de casos de conflictos de intereses que han sido materia de discusión por parte del Directorio durante el ejercicio materia del presente informe.

NÚMERO DE CASOS	0

c. Indique si la EMPRESA o el Directorio de ésta cuenta con un Código de Ética o documento (s) similar (es) en el (los) que se regulen los conflictos de intereses que pueden presentarse.

(X) SÍ (...) NO

En caso su respuesta sea positiva, indique la denominación exacta del documento:

Código de Conducta aprobado en la Sesión de Directorio del 1° de Febrero de 2008.

d. Indique los procedimientos preestablecidos para aprobar transacciones entre partes relacionadas.

Se requiere mayoría calificada en el directorio para aprobar créditos de la Empresa a cualquier director, gerente, accionista o sociedad vinculada a ella, cónyuges o parientes hasta el tercer grado de consanguinidad y segundo de afinidad.

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
El Directorio debe realizar ciertas funciones claves, a saber:					
15. *Principio (V.D.5).- Velar por la integridad de los sistemas de contabilidad y de los estados financieros de la sociedad, incluida una auditoría independiente, y la existencia de los debidos sistemas de control, en particular, control de riesgos financieros y no financieros y cumplimiento de la ley.*				X	

a. En caso el Directorio de la EMPRESA se encuentra encargado de la función descrita en este principio, indique si esta función del Directorio se encuentra contenida en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(X)	(...)	(...)	(...)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.
** El estatuto regula exclusivamente la aprobación del Balance General y la Memoria Anual del ejercicio.

(X) EL DIRECTORIO SE ENCARGA DE LA FUNCIÓN DESCRITA PERO ESTA NO SE ENCUENTRA REGULADA
(...) NO APLICA. EL DIRECTORIO NO SE ENCARGA DE ESTA FUNCIÓN

b. Indique si la EMPRESA cuenta con sistemas de control de riesgos financieros y no financieros.

(X) SÍ (...) NO

c. Indique si los sistemas de control a que se refiere la pregunta anterior se encuentran regulados en algún (os) documento (s) de la EMPRESA

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(...)	(...)	(X)	Políticas y Procedimientos de la EMPRESA.

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(...) NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
El Directorio debe realizar ciertas funciones claves, a saber:					
16. *Principio(V.D.6).- Supervisar la efectividad de las prácticas de gobierno de acuerdo con las cuales opera, realizando cambios a medida que se hagan necesarios.*				X	

a. ¿El Directorio de la EMPRESA se encuentra encargado de la función descrita en este principio?

(X) SÍ (...) NO

b. Indique los procedimientos preestablecidos para supervisar la efectividad de las prácticas de gobierno, especificando el número de evaluaciones que se han realizado durante el periodo.

No existen procedimientos preestablecidos. Sin embargo, existen Comités de Trabajo con los miembros del Directorio que se reúnen periódicamente, en los cuales se hace seguimiento a la gestión del negocio y se evalúa el cumplimiento de estas prácticas.

c. Indique si los procedimientos descritos en la pregunta anterior se encuentran regulados en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(...)	(...)	(X)	Sesión de Directorio del 12/7/2007.

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(...) NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
El Directorio debe realizar ciertas funciones claves, a saber:					
17. *Principio (V.D.7).- Supervisar la política de información.*			X		

a. En caso el Directorio se encuentre encargado de la función descrita en este principio, indicar si esta función del Directorio se encuentra contenida en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(...)	(...)	(...)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(X) EL DIRECTORIO SE ENCARGA DE LA FUNCIÓN DESCRITA PERO ESTA NO SE ENCUENTRA REGULADA
(...) NO APLICA. EL DIRECTORIO NO SE ENCARGA DE ESTA FUNCIÓN

b. Indique la política de la EMPRESA sobre revelación y comunicación de información a los inversionistas.

No existe una Política preestablecida. Sin embargo, el Directorio supervisa y canaliza el flujo de información a los accionistas.

(X) NO APLICA, LA EMPRESA NO CUENTA CON LA REFERIDA POLÍTICA

c. Indique si la política descrita en la pregunta anterior se encuentra regulada en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(...)	(...)	(...)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(X) NO SE ENCUENTRA REGULADA

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
18. *Principio (V.E.1).- El Directorio podrá conformar órganos especiales de acuerdo a las necesidades y dimensión de la sociedad, en especial aquella que asuma la función de auditoría. Asimismo, estos órganos especiales podrán referirse, entre otras, a las funciones de nombramiento, retribución, control y planeamiento. Estos órganos especiales se constituirán al interior del Directorio como mecanismos de apoyo y deberán estar compuestos preferentemente por directores independientes, a fin de tomar decisiones imparciales en cuestiones donde puedan surgir conflictos de intereses.*				X	

a. En caso la respuesta a la pregunta anterior sea afirmativa, indique la siguiente información respecto de cada comité del Directorio con que cuenta la EMPRESA

COMITÉ DE AUDITORIA			
I. FECHA DE CREACIÓN: 3/12/2007			
II. FUNCIONES: **- ASESORAR AL DIRECTORIO EN EL CUMPLIMIENTO DE SUS RESPONSABILIDADES DE VIGILANCIA Y CONTROL.** **- VALORAR LOS PROCESOS DE LA COMPAÑÍA RELACIONADOS CON SUS RIESGOS Y EL AMBIENTE DE CONTROL, SUPERVISAR LAS PRESENTACIONES DE INFORMACIÓN FINANCIERA, EVALUAR LOS PROCESOS DEL DEPARTAMENTO DE AUDITORÍA INTERNA Y A LOS AUDITORES EXTERNOS, MONITOREAR EL CUMPLIMIENTO DE LOS PRINCIPIOS DE BUEN GOBIERNO CORPORATIVO.**			
III. PRINCIPALES REGLAS DE ORGANIZACIÓN Y FUNCIONAMIENTO: **- DEBE ESTAR CONFORMADO POR 3 REPRESENTANTES DEL DIRECTORIO.** **- EL PRESIDENTE COMITÉ DE AUDITORIA SERÁ UNO DE LOS MIEMBROS DEL COMITÉ, ASIMISMO, EL COMITÉ DESIGNARÁ UN SECRETARIO.**			
IV. MIEMBROS DEL COMITÉ:			
NOMBRES Y APELLIDOS	**FECHA**		**CARGO DENTRO DEL COMITÉ**
	INICIO	**TÉRMINO**	
Ricardo Fernández Malabet	3/12/2007		
Mariella Mahan Jiménez	3/12/2007		
Aquiles Mercado	28/1/2009		
V. NÚMERO DE SESIONES REALIZADAS DURANTE EL EJERCICIO:	3		
VI. CUENTA CON FACULTADES DELEGADAS DE ACUERDO CON EL ARTÍCULO 174 DE LA LEY GENERAL DE SOCIEDADES:	(...) SÍ	(X) NO	

(...) NO APLICA, LA EMPRESA NO CUENTA CON COMITÉS DE DIRECTORIO

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
19. *Principio (V.E.3).- El número de miembros del Directorio de una sociedad debe asegurar pluralidad de opiniones al interior del mismo, de modo que las decisiones que en él se adopten sean consecuencia de una apropiada deliberación, observando siempre los mejores intereses de la empresa y de los accionistas.*					X

a. Indique la siguiente información correspondiente a los directores de la EMPRESA durante el ejercicio materia del presente informe.

NOMBRES Y APELLIDOS	FORMACIÓN [2.]	FECHA		PART. ACCIONARIA[3./]	
		INICIO[1/]	TÉRMINO	Nº DE ACCIONES	PART. (%)
DIRECTORES DEPENDIENTES					
Mariella Mahan Jiménez	Negocios Internacionales, con maestría en Administración de Empresas	13/5/2009	-	-	-
Rafael Ernesto Córdova	Ingeniero Empresarial, cuenta con experiencia en otros directorios	28/6/2007	-	-	-
Ricardo Fernández Malabet	Ingeniero Mecánico	28/6/2007	-	-	-
Antonio Celia Martínez Aparicio	Ingeniero, Presidente Ejecutivo Promigas	28/6/2007	-	-	-
Aquiles Mercado Gonzáles	Vicepresidente Financiero de Promigas	13/5/2009	-	-	-
Brian Zatarain		13/5/2009	-	-	-
DIRECTORES INDEPENDIENTES					
María Jesús Hume Hurtado	Ingeniera Civil y Economista, cuenta con experiencia en otros directorios	30/11/2005	-	-	-

1/. Corresponde al primer nombramiento.
2/. Incluir la formación profesional y si cuenta con experiencia en otros directorios.
3/. Aplicable obligatoriamente sólo para los directores con una participación sobre el capital social mayor o igual al 5% de las acciones de la empresa.

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
20. *Principio (V.F. segundo párrafo).- La información referida a los asuntos a tratar en cada sesión, debe encontrarse a disposición de los directores con una anticipación que les permita su revisión, salvo que se traten de asuntos estratégicos que demanden confidencialidad, en cuyo caso será necesario establecer los mecanismos que permita a los directores evaluar adecuadamente dichos asuntos.*					X

a. ¿Cómo se remite a los directores la información relativa a los asuntos a tratar en una sesión de Directorio?

(X) CORREO ELECTRÓNICO
(...) CORREO POSTAL
(...) OTROS. Detalle _____
(X) SE RECOGE DIRECTAMENTE EN LA EMPRESA

b. ¿Con cuántos días de anticipación se encuentra a disposición de los directores de la EMPRESA la información referida a los asuntos a tratar en una sesión?

	MENOR A 3 DÍAS	DE 3 A 5 DÍAS	MAYOR A 5 DÍAS
INFORMACIÓN NO CONFIDENCIAL	(...)	(...)	(X)
INFORMACIÓN CONFIDENCIAL	(...)	(...)	(X)

c. Indique si el procedimiento establecido para que los directores analicen la información considerada como confidencial se encuentra regulado en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(...)	(...)	(...)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(...) LA EMPRESA CUENTA CON UN PROCEDIMIENTO ESTABLECIDO PERO ESTE NO SE ENCUENTRA REGULADO
(X) NO APLICA. LA EMPRESA NO CUENTA CON UN PROCEDIMIENTO

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
21. *Principio (V.F. tercer párrafo).- Siguiendo políticas claramente establecidas y definidas, el Directorio decide la contratación de los servicios de asesoría especializada que requiera la sociedad para la toma de decisiones.*			X		

a. Indique las políticas preestablecidas sobre contratación de servicios de asesoría especializada por parte del Directorio o los directores.

Política de Delegación de Autoridad.

(...) NO APLICA. LA EMPRESA NO CUENTA CON LAS REFERIDAS POLÍTICAS

b. Indique si las políticas descritas en la pregunta anterior se encuentran reguladas en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(...)	(...)	(X)	Política de Delegación de Autoridad

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(...) NO SE ENCUENTRAN REGULADAS

c. Indique la lista de asesores especializados del Directorio que han prestado servicios para la toma de decisiones de la EMPRESA durante el ejercicio materia del presente informe.

De acuerdo con la Política de Delegación de Autoridad, las asesorías especializadas fueron contratadas por la Gerencia correspondiente.

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
22. *Principio (V.H.1) .- Los nuevos directores deben ser instruidos sobre sus facultades y responsabilidades, así como sobre las características y estructura organizativa de la sociedad.*			X		

a. En caso LA EMPRESA cuente con programas de inducción para los nuevos directores, indique si dichos programas se encuentran regulados en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(...)	(...)	(...)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(X) LOS PROGRAMAS DE INDUCCIÓN NO SE ENCUENTRAN REGULADOS
(...) NO APLICA. LA EMPRESA NO CUENTA CON LOS REFERIDOS PROGRAMAS

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
23. *Principio V.H.3).- Se debe establecer los procedimientos que el Directorio sigue en la elección de uno o más reemplazantes, si no hubiera directores suplentes y se produjese la vacancia de uno o más directores, a fin de completar su número por el período que aún resta, cuando no exista disposición de un tratamiento distinto en el estatuto.*					X

a. ¿Durante el ejercicio materia del presente informe se produjo la vacancia de uno o más directores?

(X) SÍ (. . .) NO

b. En caso la respuesta a la pregunta anterior sea afirmativa, de acuerdo con el segundo párrafo del artículo 157 de la Ley General de Sociedades, indique lo siguiente:

	SÍ	NO
¿EL DIRECTORIO ELIGIÓ AL REEMPLAZANTE?	(X)	(...)
DE SER EL CASO, TIEMPO PROMEDIO DE DEMORA EN DESIGNAR AL NUEVO DIRECTOR (EN DÍAS CALENDARIO)	30 días	

c. Indique los procedimientos preestablecidos para elegir al reemplazante de directores vacantes.

Se sigue lo establecido en el Artículo 34 del Estatuto de la Empresa y en la Ley General de Sociedades.

(...) NO APLICA. LA EMPRESA NO CUENTA CON PROCEDIMIENTOS

d. Indique si los procedimientos descritos en la pregunta anterior se encuentran contenidos en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(X)	(...)	(...)	(...)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(...) NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
24. *Principio (V.I, primer párrafo).- Las funciones del Presidente del Directorio, Presidente Ejecutivo de ser el caso, así como del Gerente General deben estar claramente delimitadas en el estatuto o en el reglamento interno de la sociedad con el fin de evitar duplicidad de funciones y posibles conflictos.*					X
25. *Principio (V.I, segundo párrafo).- La estructura orgánica de la sociedad debe evitar la concentración de funciones, atribuciones y responsabilidades en las personas del Presidente del Directorio, del Presidente Ejecutivo de ser el caso, del Gerente General y de otros funcionarios con cargos gerenciales.*					X

a. En caso alguna de las respuestas a la pregunta anterior sea afirmativa, indique si las responsabilidades del Presidente del Directorio; del Presidente Ejecutivo, de ser el caso; del Gerente General, y de otros funcionarios con cargos gerenciales se encuentran contenidas en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

RESPONSABILIDADES DE:	ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*	NO ESTÁN REGULADAS	NO APLICA **
PRESIDENTE DE DIRECTORIO	(X)	(...)	(...)	(...)		(...)	(...)
PRESIDENTE EJECUTIVO	(...)	(...)	(...)	(...)		(...)	(X)
GERENTE GENERAL	(X)	(...)	(...)	(X)	Perfiles de Puestos Internos	(...)	(...)
PLANA GERENCIAL	(...)	(...)	(...)	(X)	Perfiles de Puestos Internos	(...)	(...)

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.
** En la EMPRESA las funciones y responsabilidades del funcionario indicado no están definidas.

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
26. *Principio V.I.5).- Es recomendable que la Gerencia reciba, al menos, parte de su retribución en función a los resultados de la empresa, de manera que se asegure el cumplimiento de su objetivo de maximizar el valor de la empresa a favor de los accionistas.*					X

a. Respecto de la política de bonificación para la plana gerencial, indique la(s) forma(s) en que se da dicha bonificación.

(...) ENTREGA DE ACCIONES
(...) ENTREGA DE OPCIONES
(X) ENTREGA DE DINERO
(...) OTROS. Detalle
(...) NO APLICA. LA EMPRESA NO CUENTA CON PROGRAMAS DE BONIFICACIÓN PARA LA PLANA GERENCIAL

b. Indique si la retribución (sin considerar bonificaciones) que percibe el gerente general y plana gerencial es:

	REMUNERACIÓN FIJA	REMUNERACIÓN VARIABLE	RETRIBUCIÓN (%)*
GERENTE GENERAL	(X)	(...)	0.09%
PLANA GERENCIAL	(X)	(...)	1.24%

* Indicar el porcentaje que representa el monto total de las retribuciones anuales de los miembros de la plana gerencial y el gerente general, respecto del nivel de ingresos brutos, según los estados financieros de la EMPRESA.

c. Indique si la EMPRESA tiene establecidos algún tipo de garantías o similar en caso de despidos del gerente general y/o plana gerencial.

(...) SÍ (X) NO

II. SECCIÓN SEGUNDA: INFORMACIÓN ADICIONAL

DERECHOS DE LOS ACCIONISTAS

a. Indique los medios utilizados para comunicar a los nuevos accionistas sus derechos y la manera en que pueden ejercerlos.

(X) CORREO ELECTRÓNICO
(...) DIRECTAMENTE EN LA EMPRESA
(...) VÍA TELEFÓNICA
(...) PÁGINA DE INTERNET
(X) CORREO POSTAL
(...) OTROS. DETALLE
(...) NO APLICA. NO SE COMUNICAN A LOS NUEVOS ACCIONISTAS SUS DERECHOS NI LA MANERA DE EJERCERLOS

b. Indique si los accionistas tienen a su disposición durante la junta los puntos a tratar de la agenda y los documentos que lo sustentan, en medio físico.

(X) SÍ (...) NO

c. Indique qué persona u órgano de la EMPRESA se encarga de realizar el seguimiento de los acuerdos adoptados en las Juntas de accionistas. En caso sea una persona la encargada, incluir adicionalmente su cargo y área en la que labora.

ÁREA ENCARGADA	GERENCIA DE ASUNTOS REGULATORIOS Y LEGALES

PERSONA ENCARGADA		
NOMBRES Y APELLIDOS	CARGO	ÁREA
MARIELLA KARINA PAREDES DEMARINI	GERENTE DE ASUNTOS REGULATORIOS Y LEGALES	GERENCIA DE ASUNTOS REGULATORIOS Y LEGALES

d. Indique si la información referida a las tenencias de los accionistas de la EMPRESA se encuentra en:

(...) La EMPRESA
(X) UNA INSTITUCIÓN DE COMPENSACIÓN Y LIQUIDACIÓN

e. Indique con qué regularidad la EMPRESA actualiza los datos referidos a los accionistas que figuran en su matrícula de acciones.

	INFORMACIÓN SUJETA A ACTUALIZACIÓN		
PERIODICIDAD	DOMICILIO	CORREO ELECTRÓNICO	TELÉFONO
MENOR A MENSUAL	(...)	(...)	(...)
MENSUAL	(...)	(...)	(...)
TRIMESTRAL	(...)	(...)	(...)
ANUAL	(...)	(...)	(...)
MAYOR A ANUAL	(...)	(...)	(...)

(X) OTROS, especifique: No hay matrícula de acciones, las acciones se encuentran representadas mediante anotación en cuenta.

f. Indique la política de dividendos de la EMPRESA aplicable al ejercicio materia del presente informe.

FECHA DE APROBACIÓN	6/2/2007
ÓRGANO QUE LO APROBÓ	Junta General de Accionistas
POLÍTICA DE DIVIDENDOS (CRITERIOS PARA LA DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES)	. La distribución de dividendos se efectuará de acuerdo a la participación en el capital social de cada accionista. . Se podrá repartir el monto de las utilidades anuales disponibles, según éstas sean determinadas en cada ejercicio anual, conforme dicho monto sea determinado por la Junta General de Accionistas en cada oportunidad, luego de haberse efectuado las deducciones expresamente expuestas por la Ley y siempre que ello no implique el incumplimiento de algún compromiso de la Sociedad. . El Directorio de la Sociedad determinará las fechas en que se efectuará el pago de los dividendos acordados, según la disponibilidad de recursos. . El cumplimiento de la política de dividendos se encuentra condicionado a las utilidades que realmente se obtengan en el respectivo ejercicio. . El directorio de la Sociedad podrá acordar la distribución de dividendos a cuenta.

g. Indique, de ser el caso, los dividendos en efectivo y en acciones distribuidos por la EMPRESA en el ejercicio materia del presente informe y en el ejercicio anterior.

FECHA DE ENTREGA	DIVIDENDO POR ACCIÓN	
	EN EFECTIVO	EN ACCIONES
CLASE DE ACCIÓN	N/A	N/A
EJERCICIO N-1	N/A	N/A
EJERCICIO N	N/A	N/A

DIRECTORIO

h. Respecto de las sesiones del Directorio de la EMPRESA desarrolladas durante el ejercicio materia del presente informe, indique la siguiente información:

NÚMERO DE SESIONES REALIZADAS:	14
NÚMERO DE SESIONES EN LAS CUALES UNO O MÁS DIRECTORES FUERON REPRESENTADOS POR DIRECTORES SUPLENTES O ALTERNOS	0
NÚMERO DE DIRECTORES TITULARES QUE FUERON REPRESENTADOS EN AL MENOS UNA OPORTUNIDAD	0

i. Indique los tipos de bonificaciones que recibe el Directorio por cumplimiento de metas en la EMPRESA.

La directora independiente percibe una dieta por cada sesión en la cual participa.

(...) NO APLICA. LA EMPRESA NO CUENTA CON PROGRAMAS DE BONIFICACIÓN PARA DIRECTORES

j. Indique si los tipos de bonificaciones descritos en la pregunta anterior se encuentran regulados en algún (os) documento (s) de la empresa.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(...)	(...)	(X)	Acta de Junta General de Accionistas del 30/11/2005.

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(...) NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

k. Indique el porcentaje que representa el monto total de las retribuciones anuales de los directores, respecto al nivel de ingresos brutos, según los estados financieros de la EMPRESA.

	RETRIBUCIONES TOTALES (%)
DIRECTORES INDEPENDIENTES	0.01
DIRECTORES DEPENDIENTES	N/A

l. Indique si en la discusión del Directorio, respecto del desempeño de la gerencia, se realizó sin la presencia del gerente general.

(X) SÍ (...) NO

ACCIONISTAS Y TENENCIAS

m. Indique el número de accionistas con derecho a voto, de accionistas sin derecho a voto (de ser el caso) y de tenedores de acciones de inversión (de ser el caso) de la EMPRESA al cierre del ejercicio materia del presente informe.

CLASE DE ACCIÓN (incluidas las de inversión)	**NÚMERO DE TENEDORES** (al cierre del ejercicio)
ACCIONES CON DERECHO A VOTO	98'301,277
ACCIONES SIN DERECHO A VOTO	0
ACCIONES DE INVERSIÓN	0
TOTAL	98'301,277

n. Indique la siguiente información respecto de los accionistas y tenedores de acciones de inversión con una participación mayor al 5% al cierre del ejercicio materia del presente informe.

Clase de Acción: Comunicaciones

NOMBRES Y APELLIDOS	**NÚMERO DE ACCIONES**	**PARTICIPACIÓN (%)**	**NACIONALIDAD**
AEI Perú Holdings Ltd.	58'980,766	60	
Promigas S.A. ESP	39'320,511	40	

OTROS

o. Indique si la empresa tiene algún reglamento interno de conducta o similar referida a criterios éticos y de responsabilidad profesional.

(X) SÍ (...) NO

En caso su respuesta sea positiva, indique la denominación exacta del documento:

Código de Conducta.

p. ¿Existe un registro de casos de incumplimiento al reglamento a que se refiere la pregunta a) anterior?

(X) SÍ (...) NO

q. En caso la respuesta a la pregunta anterior sea positiva, indique quién es la persona u órgano de la empresa encargada de llevar dicho registro.

ÁREA ENCARGADA	GERENCIA DE RESPONSABILIDAD SOCIAL Y CUMPLIMIENTO

PERSONA ENCARGADA		
NOMBRES Y APELLIDOS	**CARGO**	**ÁREA**
GISELLA BENAVENTE MIRANDA	GERENTE DE RESPONSABILIDAD SOCIAL Y CUMPLIMIENTO	GERENCIA DE RESPONSABILIDAD SOCIAL Y CUMPLIMIENTO

r. Para todos los documentos (Estatuto, Reglamento Interno, Manual u otros documentos) mencionados en el presente informe, indique la siguiente información:

DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO	**ÓRGANO DE APROBACIÓN**	**FECHA DE APROBACIÓN**	**FECHA DE ÚLTIMA MODIFICACIÓN**
Estatuto	Junta General de Socios / Junta General de Accionistas	8/2/2002	19/12/2008
Normas Internas de Conducta	Directorio	8/2/2007	
Régimen de Poderes	Junta General de Socios / Directorio	31/3/2005	26/10/2007

s. Incluya cualquiera otra información que lo considere conveniente.

Cálidda toma en cuenta la importancia de la implementación de las mejores prácticas de Gobierno Corporativo en la ejecución de sus actividades, lo cual se refleja en la formación de comités y la aprobación de políticas por nuestro Directorio.
Finalmente, corresponde mencionar que el presente documento contiene preguntas referidas a empresas de accionariado difundido o empresas con acciones de inversión que actualmente no es el caso de Cálidda, quien cuenta con 2 accionistas. En este sentido hemos efectuado algunos comentarios a fin de complementar nuestras respuestas, a efectos que el desempeño de Cálidda se refleje adecuadamente.

Anexos

Definiciones, unidades de medición y tablas de conversión

- Bar: Unidad de medida de presión equivalente a 100 kPa. Un bar equivale aproximadamente a una atmósfera de presión a nivel del mar.
- British Thermal Unit o BTU: Es la cantidad de calor necesaria para calentar una libra de agua pura en su punto de densidad máxima, lo que ocurre desde los 39.1F° hasta 40.1°F.
- Caloría (Cal): Es la cantidad de calor necesaria para calentar un gramo de agua pura, desde 14.5°C hasta 15.5°C, a una presión absoluta constante de una atmósfera.
- Gas Natural: es la mezcla de hidrocarburos en estado gaseoso, constituida predominantemente por metano.
- Gigajoule o GJ: Un mil millón (1,000'000,000) de joules.
- Joule: Es la unidad térmica (energía) del Sistema Legal de Unidades de Medida del Perú (SLUMP).

A los efectos que correspondan se utilizarán las siguientes equivalencias:

- Kilocalorías o kcl: Un mil (1,000) calorías.
- Kilopascales o kPa: Un mil (1,000) pascales.
- Metro Cúbico Estándar o Sm3: Cantidad de gas natural que ocupa un metro cúbico (m3) a una temperatura de 15°C a una presión absoluta de 1 atmósfera.
- Pascales: unidad de medida de presión, 101.33 kPa equivale a una atmósfera.
- Poder calorífico: Es el calor liberado durante la combustión del gas natural seco con un volumen de aire teórico. Es el principal motivo por el cual se requiere este recurso y sobre dicha base es que se le dará valor económico.
- Poder calorífico bruto: Cantidad de calor que es liberado por la combustión completa de una cantidad específica de gas con aire, ambos a 288.55°K (60°F) al iniciarse la combustión. Los productos de la combustión se enfrían hasta los 288.55°K (60°F) midiéndose el calor liberado hasta este nivel de referencia. Al poder calorífico bruto también se le denomina poder calorífico superior.
- Poder calorífico neto: Es el resultado del valor del poder calorífico bruto menos el calor latente de vaporización del vapor de agua. Este vapor de agua es el que se forma de la combustión del hidrógeno del gas natural seco y el oxígeno del aire. Al poder calorífico neto también se le llama poder calorífico inferior.

Tabla de conversión de unidades de calor

Accionistas	Joule	Cal	BTU
Joule	-	0.238920	9.47817 x 10-4
Cal	4.1855	-	3.96709 x 10-3
BTU	1,055.06	252.074	-

Tabla de equivalencias

1 millón de BTU					
Equivale a aproximadamente[17]	24.5 a 28.6 Sm3 de Gas Natural	2.1 balones de GLP de 10 kg	39.37 litros de GLP	21 kg. de GLP	293 Kwh.

[17] *El Contrato BOOT establece que el Poder Calorífico Bruto del gas natural podrá variar entre 8,800 y 10,300 kCal/ Sm3.*

Contugas S.A.C. (Antes Congas Perú S.A.C.)
(En etapa de desarrollo)

Dictamen de los Auditores Independientes

Estados Financieros
Por los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2010 y 2009

Deloitte.

Beltrán, Gris y Asociados S. Civil de R.L.
Las Begonias 441, Piso 6
San Isidro, Lima 27
Perú

Tel: +51 (1) 211 8585
Fax: +51 (1) 211 8586
www.deloitte.com/pe

DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Accionistas de
Contugas S.A.C.

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de Contugas S.A.C. – antes Congas Perú S.A.C. (en etapa de desarrollo), que comprenden el balance general al 31 de diciembre de 2010 y 2009, y los estados de ganancias y pérdidas, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, así como el resumen de políticas contables significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidad de la Gerencia sobre los Estados Financieros

La Gerencia es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener el control interno que sea relevante en la preparación y presentación razonable de los estados financieros para que estén libres de errores materiales, ya sea como resultado de fraude o error, seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas, y realizar las estimaciones contables razonables de acuerdo con las circunstancias.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros basada en nuestras auditorías. Nuestras auditorías fueron realizadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Perú. Tales normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable de que los estados financieros están libres de errores materiales.

Una auditoría comprende la ejecución de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, que incluye la evaluación del riesgo de que los estados financieros contengan errores materiales, ya sea como resultado de fraude o error. Al efectuar esta evaluación del riesgo, el auditor toma en consideración el control interno de la compañía que es relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, a fin de diseñar procedimientos de auditoría de acuerdo con las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la compañía. Una auditoría también comprende la evaluación de si los principios de contabilidad aplicados son apropiados, y si las estimaciones contables realizadas por la Gerencia son razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Deloitte se refiere a Deloitte Touche Tohmatsu, una asociación suiza, o a una o más integrantes de su red de firmas miembros, cada una de las cuales constituye una entidad separada e independiente desde el punto de vista legal. Una descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu y sus firmas miembros puede verse en el sitio web www.deloitte.com/pe.

Member of Deloitte Touche Tohmatsu

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para sustentar nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros antes indicados, presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Contugas S.A.C. – antes Congas Perú S.A.C. (en etapa de desarrollo) al 31 de diciembre de 2010 y 2009, y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú.

Enfasis de una situación

Como se indica en la Nota 1 a los estados financieros adjuntos, al 31 de diciembre de 2010, la Compañía se encuentra en etapa de desarrollo. El cumplimiento de los planes de negocio que permitan llevar a cabo sus actividades de desarrollo y de operación, así como la recuperabilidad del valor de sus activos a largo plazo, depende de eventos futuros y de continuar recibiendo el apoyo financiero necesario de sus accionistas.

Beltrán, Orís y Asociados S. Civil de R. L.

Refrendado por:

_____(Socia)
Karla Velásquez Alva
CPC Matrícula No. 21595

28 de enero de 2011

CONTUGAS S.A.C.
(EN ETAPA DE DESARROLLO)

BALANCES GENERALES
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009

ACTIVO	Notas	2010 US$000	2009 US$000	PASIVO Y PATRIMONIO NETO	Notas	2010 US$000	2009 US$000
ACTIVO CORRIENTE:				PASIVO CORRIENTE:			
Efectivo y equivalente de efectivo	4	74,329	1,300	Cuentas por pagar comerciales	10	404	465
Otras cuentas por cobrar	5	167	5	Otras cuentas por pagar	11	470	89
Total activo corriente		74,496	1,305	Total pasivo corriente		874	554
ACTIVO NO CORRIENTE:				TOTAL PASIVO		874	554
Impuestos por recuperar	6	1,158	519				
Instalaciones, mobiliario y equipo, neto	8	260	92	PATRIMONIO NETO:			
Activos intangibles	9	9,047	4,079	Capital social	12	87,000	6,466
				Pérdidas acumuladas		(2,913)	(1,025)
Total activo no corriente		10,465	4,690				
				TOTAL PATRIMONIO NETO		84,087	5,441
TOTAL ACTIVO		84,961	5,995	TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO		84,961	5,995

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

CONTUGAS S.A.C.
(EN ETAPA DE DESARROLLO)

ESTADOS DE GANANCIAS Y PERDIDAS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009

	Notas	2010 US$000	2009 US$000
Gastos de administración	13	(2,167)	(936)
Otros ingresos		236	18
PERDIDA PRE-OPERATIVA		(1,931)	(918)
Ingresos financieros		48	14
Gastos financieros		(11)	(3)
Resultado por conversión		6	20
Total		43	31
PERDIDA ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA		(1,888)	(887)
Impuesto a la renta	14	-	-
PERDIDA NETA		(1,888)	(887)

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

CONTUGAS S.A.C.
(EN ETAPA DE DESARROLLO)

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009

	Capital Social (Nota 12)	Pérdidas Acumuladas	Total
	US$000	US$000	US$000
Saldos al 1 de enero de 2009	5,466	(138)	5,328
Aportes de capital	1,000	-	1,000
Pérdida neta	-	(887)	(887)
Saldos al 31 de diciembre de 2009	6,466	(1,025)	5,441
Aportes de capital	80,534	-	80,534
Pérdida neta	-	(1,888)	(1,888)
Saldos al 31 de diciembre de 2010	87,000	(2,913)	84,087

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

CONTUGAS S.A.C.
(EN ETAPA DE DESARROLLO)

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009

	2010 US$000	2009 US$000
ACTIVIDADES DE PRE-OPERACION:		
Otros cobros de pre-operación	213	25
Pago a proveedores	(989)	(1,193)
Otros pagos de pre-operación	(1,234)	(12)
Efectivo y equivalente de efectivo neto usado en actividades de pre-operación	(2,010)	(1,180)
ACTIVIDADES DE INVERSION:		
Aumento en activos intangibles	(5,270)	(3,673)
Compra de instalaciones, mobiliario y equipo	(225)	(41)
Efectivo y equivalente de efectivo neto usado en actividades de inversión	(5,495)	(3,714)
ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:		
Préstamo de empresa relacionada, neto	-	(15)
Aportes de capital	80,534	1,000
Efectivo y equivalente de efectivo proveniente de actividades de financiamiento	80,534	985
AUMENTO (DISMINUCION) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE DE EFECTIVO	73,029	(3,909)
EFECTIVO Y EQUIVALENTE DE EFECTIVO AL COMIENZO DEL AÑO	1,300	5,209
EFECTIVO Y EQUIVALENTE DE EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	74,329	1,300

(Continúa)

CONTUGAS S.A.C.
(EN ETAPA DE DESARROLLO)

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009

	2010 US$000	2009 US$000
CONCILIACION DE LA PERDIDA NETA CON EL EFECTIVO Y EQUIVALENTE DE EFECTIVO NETO USADO EN ACTIVIDADES DE PRE-OPERACION:		
Pérdida neta	(1,888)	(887)
Depreciación	57	11
Amortización	1	-
Aumento en activos:		
Otras cuentas por cobrar e impuestos por recuperar	(801)	(468)
Aumento en pasivos:		
Cuentas por pagar comerciales	240	47
Otras cuentas por pagar	381	117
Efectivo y equivalente de efectivo neto usado en actividades de pre-operación	(2,010)	(1,180)
Transacciones de inversión que no representan flujos de efectivo:		
Compra de equipo	-	35
Aumento en activos intangibles	301	336

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

1. CONSTITUCION DE LA COMPAÑIA Y ACTIVIDAD ECONOMICA

Contugas S.A.C. (en adelante la Compañía) es una subsidiaria de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. de Colombia y fue constituida el 4 de junio de 2008 bajo la denominación de Transportadora de Gas Internacional del Perú S.A.C. Posteriormente, cambió su razón social a Transcogas Perú S.A.C., luego a Congas Perú S.A.C., y finalmente, mediante acuerdo de la Junta General de Accionistas celebrado el 29 de noviembre de 2010, cambió su razón social a Contugas S.A.C.

Su objeto social es la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, incluido gas y combustible en todas sus formas. Asimismo, podrá prestar los servicios de diseño, planeación, expansión, financiamiento, construcción, operación, explotación comercial y mantenimiento de sistemas de transporte y distribución de gas natural por ductos, así como, de los sistemas de transporte de hidrocarburos en todas sus formas.

El 25 de abril de 2008, la Agencia de Promoción de la Inversión Privada - PROINVERSION adjudicó al consorcio constituido por Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., de Colombia y Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P., de Colombia, accionistas de la Compañía, la buena Pro del Concurso, bajo la modalidad de proyecto integral, para el diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento del sistema de distribución de gas natural en el departamento de Ica en Perú. En mérito de dicha adjudicación, con fecha 7 de marzo de 2009 se suscribió el Contrato BOOT de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica, cuyas obras vienen siendo ejecutadas por la Compañía en su calidad de sociedad concesionaria.

Al 31 de diciembre de 2010, las operaciones de la Compañía están focalizadas en trabajos de ingeniería de diseño, construcción e instalación de la red de distribución de gas natural en el departamento de Ica, Perú.

El domicilio legal de la Compañía, donde se encuentran las oficinas administrativas es Av. Camino Real No. 390, Oficina 305, San Isidro Lima, Perú.

Aprobación de estados financieros

Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2010, han sido autorizados para su emisión por la Gerencia de la Compañía. Estos estados serán sometidos a la Junta Obligatoria Anual de Accionistas que se realizará dentro de los plazos establecidos por ley, para su aprobación. En opinión de la Gerencia, los estados financieros adjuntos serán aprobados por la Junta Obligatoria Anual de Accionistas sin modificaciones.

Los estados financieros por el período terminado el 31 de diciembre de 2009, fueron aprobados por la Junta Obligatoria Anual de Accionistas de fecha 22 de marzo de 2010.

Convenio de Estabilidad Jurídica

Con fecha 23 de setiembre de 2008, la Compañía suscribió un Convenio de Estabilidad Jurídica (en adelante el Convenio), con el Estado Peruano, representado por el Ministerio de Energía y Minas y PROINVERSION.

Mediante el Convenio, el Estado Peruano se obliga a garantizar la estabilidad jurídica a la Compañía, en los siguientes términos:

- Estabilidad del régimen tributario referido al Impuesto a la Renta conforme a lo prescrito en el artículo 40 del Decreto Legislativo No. 757 y normas modificatorias. En caso que el Impuesto a la Renta se modificara durante la vigencia del Convenio, dichas modificaciones no afectarán a la Compañía. Las disposiciones contenidas en el Decreto Legislativo No. 972 que contempla el tratamiento de las Rentas de Capital, serán aplicables al Convenio, a partir del 1 de enero de 2009, de conformidad con lo establecido en el artículo No. 1 de la Ley No. 27909.

- Estabilidad de los regímenes de contratación de los trabajadores de la Compañía, vigentes a la fecha de celebración del Convenio.

Mediante el Convenio, la Compañía se compromete a:

(a) Emitir acciones representativas de su capital social a favor de los inversionistas: Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., de Colombia y Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P., de Colombia, contra la recepción de los aportes que dichos inversionistas deberán efectuar por un monto de (en miles) US$20,000, en el plazo no mayor a dos años contados a partir del 22 de setiembre de 2009, de acuerdo a lo señalado en la cláusula cuarta del Convenio de Estabilidad Jurídica suscrito por dichos inversionistas con el Estado Peruano.

(b) Asegurar que los aportes a que se refiere el acápite anterior sean canalizados a través del sistema financiero nacional.

(c) Destinar los aportes a que se refiere el acápite (a), a la ampliación de la capacidad productiva de la Compañía.

Durante los 12 meses culminados al 31 de diciembre de 2010, los inversionistas han efectuado aportes por (en miles) US$80,534 (US$1,000 al 31 de diciembre de 2009) (Nota 12).

(d) Garantizar que la nueva inversión supera a la fecha de celebración del Convenio el 50% de su capital y reservas.

En opinión de la Gerencia, al 31 de diciembre de 2010 y 2009, la Compañía está cumpliendo con las obligaciones que se derivan del Convenio.

Contrato de Concesión con el Estado Peruano

Mediante Resolución Suprema N° 046-2008-EM, de fecha 21 de octubre de 2008, el Estado Peruano (el Concedente) otorgó a la Compañía la adjudicación de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica. Asimismo, la Compañía suscribió el 7 de marzo de 2009, con el Ministerio de Energía y Minas (MEM) y con intervención de Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P., en su calidad de operador calificado, el denominado "Contrato BOOT – Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica" ("Contrato de Concesión"), el cual regula los términos y condiciones que rigen el otorgamiento de la referida concesión.

En virtud del Contrato de Concesión, la Compañía tiene el derecho de distribuir gas natural vía red de ductos en el departamento de Ica desde la fecha de Puesta en Operación Comercial y el vencimiento del plazo del Contrato de Concesión, que se establece en 30 años contados a partir de la fecha de cierre. Al vencimiento del Contrato de Concesión, la Compañía podrá solicitar la prórroga del referido plazo con una anticipación no menor de 4 años al de su vencimiento o el de sus prórrogas. Cada plazo de prórroga no podrá ser superior a 10 años y podrá otorgarse sucesivamente, sin sobrepasar un plazo máximo acumulado de 60 años.

De acuerdo con el Contrato de Concesión, la Compañía asume, principalmente, las siguientes obligaciones:

- Contratar un seguro de responsabilidad civil contractual y extracontractual, seguro contra daños a los Bienes de la Concesión y seguro contra pérdidas de gas conducido por el Sistema de Distribución de acuerdo con ciertas especificaciones.

- Desarrollar el Sistema de Distribución de conformidad con las disposiciones relativas a: a) las características técnicas y condiciones para el diseño, construcción y operación del Sistema de Distribución, b) el plan mínimo de cobertura y, c) el procedimiento de pruebas para la Puesta en Operación Comercial.

- Poner en Operación Comercial el Sistema de Distribución (Puesta en Operación Comercial) en un plazo no mayor de 30 meses contados de la fecha de cierre o 24 meses posteriores a la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental. Al respecto, a la fecha ya se tiene aprobado el Estudio de Impacto Ambiental ante el Ministerio de Energía y Minas, el mismo que fue aprobado el 15 de diciembre de 2010. De no efectuarse la Puesta en Operación Comercial del Sistema de Distribución en los plazos indicados, aplican las penalidades previstas en el Anexo 12 del Contrato de Concesión, que puede ser cobrada con la Garantía otorgada. No obstante, en mérito de la cláusula adicional al contrato de concesión, las obligaciones relacionadas con el cumplimiento de fechas para la construcción del sistema de distribución se encuentran suspendidos debido a que se mantienen las restricciones de exposición en el sistema de transporte de gas natural.

- Mediante adenda a la Cláusula adicional al Contrato de Concesión de fecha 2 de marzo de 2010 se amplió el plazo de suspensión del contrato por un periodo de seis (6) meses,

que vence el 31 de marzo de 2011, con opción por parte de la Compañía de poder extender adicionalmente seis (6) meses dicha suspensión.

- Realizar una cantidad de conexiones por cada año posterior a la Puesta en Operación Comercial, como sigue:

  - Año 1: 31,625 conexiones domiciliarias
  - Año 2: 4,200 conexiones domiciliarias
  - Año 3: 4,200 conexiones domiciliarias
  - Año 4: 4,200 conexiones domiciliarias
  - Año 5: 4,200 conexiones domiciliarias
  - Año 6: 1,575 conexiones domiciliarias

  Al cabo del sexto año se debe alcanzar 50,000 conexiones domiciliarias.

De acuerdo con lo dispuesto en el Contrato de Concesión y en las leyes aplicables, la Compañía prestará el servicio de distribución de gas natural por red de ductos con tarifas determinadas en la cláusula 14 de dicho contrato, las cuales tienen una vigencia inicial de 8 años contados a partir de la puesta en operación comercial.

Las tarifas están contempladas en dólares estadounidenses como variables dependientes de la demanda del área concesionada según tres escenarios de demanda y remuneran los rubros de distribución y comercialización para 6 tipos de usuarios, desde el usuario residencial hasta el petroquímico. No existe diferenciación de precios entre redes de alta presión y otras redes. Según el Contrato de Concesión, las tarifas definidas se actualizan a través de un factor establecido que considera índices como el precio del acero, el de gomas y productos plásticos, el índice de precios al por mayor del INEI y el PPI (Producer Price Index) estadounidense.

Para garantizar el cumplimiento de las obligaciones del periodo comprendido entre la fecha de cierre y la Puesta de Operación Comercial derivadas del Contrato de Concesión, la Compañía entregó al Concedente una garantía de fiel cumplimiento de (en miles) US$13,500, la misma que tendrá vigencia de 60 días calendarios posteriores a la fecha prevista para que ocurra la Puesta de Operación Comercial. A la fecha, esta garantía consiste de una carta fianza otorgada por el BBVA Banco Continental con vencimiento el 7 de noviembre de 2012.

Adicionalmente, a fin de garantizar el cumplimiento de las obligaciones del Contrato de Concesión a partir de la Puesta de Operación Comercial, la Compañía deberá entregar al Concedente en la Puesta de Operación Comercial una garantía de fiel cumplimiento complementaria ascendente a (en miles) US$3,000. Dicha garantía deberá será emitida por plazos no menores a 2 años y deberá mantenerse vigente desde la fecha de su entrega al Concedente, hasta 60 días calendarios posteriores a la fecha de vencimiento del plazo del Contrato de Concesión.

En opinión de la Gerencia, al 31 de diciembre de 2010, la Compañía viene cumpliendo con las responsabilidades asumidas en el Contrato de Concesión.

2. POLITICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

Las políticas contables significativas utilizadas por la Compañía en la preparación y presentación de sus estados financieros son las siguientes:

(a) Base de preparación y presentación

Los estados financieros se preparan y presentan de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú (PCGA en Perú), los cuales comprenden(a) las Normas e Interpretaciones emitidas o adoptadas por el IASB (International Accounting Standards Board), las cuales incluyen las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC), y las Interpretaciones emitidas por el Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF), o por el anterior Comité Permanente de Interpretación (SIC) – adoptadas por el IASB; oficializadas por el Consejo Normativo de Contabilidad (CNC) para su aplicación en Perú; (b) el Método de Participación Patrimonial para la Valuación de su inversión en Subsidiaria.

Las normas oficializadas en Perú por el CNC al 31 de diciembre de 2010, son las versiones vigentes internacionalmente a la fecha de aprobación del CNC, que corresponden a las NIIF 1 a la 8, las NIC 1 a la 41, las CINIIF 1 a la 14, y las SIC 1 a la 32 (excepto las derogadas).

En la preparación y presentación de los estados financieros de 2010 y 2009, la Compañía ha observado el cumplimiento de las Normas e Interpretaciones antes mencionadas que le son aplicables, de acuerdo con las Resoluciones emitidas por el CNC.

Nuevas normas y modificaciones a normas emitidas e interpretaciones aprobadas por el CNC a ser adoptadas en Perú a partir de 2011

Mediante la Resolución No. 044-2010-EF/94, el CNC aprobó oficializar para su aplicación en Perú, a partir de 1 de enero de 2011, recomendando su aplicación anticipada, las versiones revisadas 2009 de las NIC, NIIF, CINIIF, y SIC, y oficializar las modificaciones al mes de mayo 2010 de las NIC, NIIF, y CINIIF; todas adoptadas por el IASB a nivel internacional. Las nuevas Normas y modificaciones aprobados por el CNC que tendrían vigencia a partir del año 2011 en Perú, de acuerdo a esta Resolución serían:

NIIF 1 “Adopción por primera vez de las NIIF” (revisada mayo 2010)
NIIF 2 “Pagos basados en acciones” (revisada junio 2009)
NIIF 3 “Combinaciones de negocios” (revisada mayo 2010)
NIIF 5 “Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas” (revisada abril 2009)
NIIF 7 “Instrumentos financieros: información a revelar” (revisada mayo 2010)
NIIF 8 “Segmentos de Operación” (revisada abril 2009)
NIC 1 “Presentación de estados financieros” (revisada mayo 2010)
NIC 7 “Estado de Flujos de Efectivo” (revisada abril 2009)
NIC 16 “Propiedades, planta y equipo” (revisada mayo 2008)
NIC 17 “Arrendamientos” (revisada abril 2009)
NIC 18 “Ingresos de actividades ordinarias” (revisada abril 2009)

NIC 19 “Beneficios a los empleados” (revisada mayo 2008)
NIC 20 “Contabilización de las subvenciones del gobierno e información a revelar sobre ayudas gubernamentales” (revisada mayo 2008)
NIC 23 “Costos por préstamos” (revisada mayo 2008)
NIC 24 “Información a revelar sobre partes relacionadas” (revisada noviembre 2009)
NIC 27 “Estados financieros consolidados y separados” (revisada mayo 2010)
NIC 28 “Inversiones en asociadas” (revisada mayo 2008)
NIC 29 “Información financiera en economías hiperinflacionarias” (revisada mayo 2008)
NIC 31 “Participación en negocios conjuntos” (revisada mayo 2008)
NIC 32 “Instrumentos financieros: presentación” (revisada octubre 2009)
NIC 34 “Información financiera intermedia” (revisada mayo 2010)
NIC 36 “Deterioro del valor de los activos” (revisada abril 2009)
NIC 38 “Activos intangibles” (revisada abril 2009)
NIC 39 “Instrumentos financieros: reconocimiento y medición” (revisada abril 2009)
NIC 40 “Propiedades de inversión” (revisada mayo 2008)
NIC 41 “Agricultura” (revisada mayo 2008)
CINIIF 8 “Alcance de la NIIF 2” (revisada en junio 2009)
CINIIF 9 “Nueva evaluación de derivados implícitos” (revisada abril 2009)
CINIIF 11 “NIIF 2 – Transacciones con acciones propias y del Grupo” (revisada junio 2009)
CINIIF 13 “Programas de fidelización de clientes” (revisada mayo 2010)
CINIIF 14 “NIC 19 - El Límite en un activo por beneficios definidos, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su interacción” (revisada noviembre 2009)
CINIIF 15 “Acuerdos para la construcción de inmuebles” (emitida julio 2008)
CINIIF 16 “Coberturas de una inversión neta en un negocio en el extranjero” (revisada abril 2009)
CINIIF 17 “Distribuciones, a propietarios de activos, distintos al efectivo” (emitida noviembre 2008)
CINIIF 19 “Cancelación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio” (emitida noviembre 2009)

La Gerencia de la Compañía está evaluando el impacto que estas Normas tendrán en los estados financieros de 2011 en adelante.

Nuevos Pronunciamientos Contables (aún no aprobados por el CNC o aprobados Internacionalmente después de mayo 2010)

Marco Conceptual (revisado septiembre 2010)
NIIF 1 “Adopción por primera vez de las NIIF” (revisada diciembre 2010)
NIIF 7 “Instrumentos financieros: información a revelar” (revisada octubre 2010)
NIIF 9 “Instrumentos financieros: clasificación y medición” (emitida noviembre 2009)
NIC 12 “Impuesto a las ganancias” (revisada diciembre 2010)
CINIIF 18 “Transferencia de activos de clientes” (emitida enero 2009)

La Gerencia de la Compañía está analizando cómo estas normas, aún no aprobadas por el CNC, podrían tener algún impacto en la preparación y presentación de sus estados financieros de 2011 en adelante.

b) Moneda funcional y de presentación, conversión a dólares estadounidenses, y transacciones y saldos en moneda extranjera

Moneda funcional

La Compañía prepara y presenta sus estados financieros en dólares estadounidenses, que es la moneda funcional que le corresponde. La moneda funcional es la moneda del entorno económico principal en el que opera una entidad. La NIC 21 contempla el procedimiento a seguir, cuando los registros contables no se llevan en moneda funcional.

Conversión a dólares estadounidenses

La Compañía ha preparado sus estados financieros en dólares estadounidenses a partir de sus registros contables, que son llevados en nuevos soles. Dichos estados financieros han sido convertidos a dólares estadounidenses, la moneda funcional de la Compañía, siguiendo la metodología que se indica a continuación:

- Al 31 de diciembre de 2010 los saldos de activos y pasivos monetarios cuya moneda original es el nuevo sol, han sido convertidos a dólares estadounidenses utilizando el tipo de cambio venta, publicado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP (SBS) vigente a esa fecha de S/.2.809 por US$1.00 (S/.2.891 en 2009). Los activos y pasivos monetarios en dólares estadounidenses se presentan en su moneda original.

- Los activos no monetarios en nuevos soles y las cuentas de patrimonio han sido convertidos a dólares estadounidenses utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de origen de las transacciones. La depreciación y amortización acumulada de instalaciones, mobiliario y equipo, y de activos intangibles, respectivamente, se calculará desde la fecha que estén disponibles para el uso, a partir de los importes convertidos a dólares estadounidenses de los activos con los que se relacionan.

- Las partidas de ganancias y pérdidas denominadas en dólares estadounidenses se presentan en su moneda original, las demás transacciones han sido convertidas de nuevos soles a dólares estadounidenses al tipo de cambio de la fecha de la transacción o al tipo de cambio venta promedio mensual, excepto las partidas que provienen de activos no monetarios, tales como el cargo anual por depreciación y amortización, que se determinarán en base a los respectivos importes de los activos con los que se relacionan, expresados en dólares estadounidenses.

En 2010 la ganancia por conversión de (en miles) US$6 (US$20 en 2009) se presenta en el estado de ganancias y pérdidas en el rubro Resultado por conversión.

Transacciones en moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera, es decir, en moneda diferente a la moneda funcional, son convertidas al tipo de cambio de la fecha de transacción. Los saldos de activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera son convertidos al tipo de cambio vigente a la fecha del balance general. Las ganancias y pérdidas resultantes de la conversión son reconocidas en el estado de ganancias y pérdidas en el rubro Resultado por conversión.

(c) Uso de estimaciones

La preparación de los estados financieros requiere que la Gerencia realice estimaciones y supuestos para la determinación de saldos de activos, pasivos y montos de ingresos y gastos, y para revelación de activos y pasivos contingentes, a la fecha de los estados financieros. Si más adelante ocurriera algún cambio en las estimaciones o supuestos debido a variaciones en las circunstancias en las que estuvieron basadas, el efecto del cambio sería incluido en la determinación de la utilidad o pérdida neta del ejercicio en que ocurra el cambio, y de ejercicios futuros de ser el caso. Las estimaciones significativas relacionadas con los estados financieros son la vida útil asignada a instalaciones, mobiliario y equipo, intangibles y las provisiones diversas.

(d) Instrumentos financieros

Los instrumentos financieros se definen como cualquier contrato que origina, simultáneamente, un activo financiero en una empresa y un pasivo financiero o un instrumento de patrimonio en otra empresa. Los principales activos y pasivos financieros presentados en el balance general son: efectivo y equivalente de efectivo, otras cuentas por cobrar y por pagar, cuentas por pagar comerciales y cuentas por pagar a empresa relacionada. Las políticas contables para su reconocimiento y medición se describen en las correspondientes notas de políticas contables.

El reconocimiento inicial de un activo o pasivo financiero que no se lleve a valor razonable con cambios en ganancias y pérdidas, será a su valor razonable más los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la compra o emisión del instrumento financiero.

La clasificación de un instrumento financiero como pasivo financiero o como instrumento de patrimonio se hace de conformidad con la esencia del acuerdo contractual que los origina. Los intereses y las pérdidas y ganancias relacionados con un instrumento financiero clasificado como pasivo financiero se reconocen como gasto o ingreso. Las distribuciones a los tenedores de un instrumento financiero clasificado como instrumento de patrimonio se cargan directamente a resultados acumulados.

(e) Instalaciones, mobiliario y equipo

Instalaciones, mobiliario y equipo se registran al costo y serán presentados netos de depreciación acumulada. La depreciación anual se reconoce como gasto, y se determina

siguiendo el método de línea recta en base a la vida útil estimada de los activos, representada por tasas de depreciación equivalentes.

Los desembolsos incurridos después que un activo fijo ha sido puesto en uso se capitalizan como costo adicional de ese activo únicamente cuando pueden ser medidos confiablemente y es probable que tales desembolsos resultarán en beneficios económicos futuros superiores al rendimiento normal evaluado originalmente para dicho activo. Los desembolsos para mantenimiento y reparaciones se reconocen como gasto del ejercicio en el que son incurridos. Cuando un activo fijo se venda o se retire del uso, su costo y depreciación acumulada se eliminarán y la ganancia o pérdida resultante se reconocerá como ingreso o gasto.

(f) Activos intangibles

Comprende principalmente el trabajo de servidumbres, diseño e ingeniería conceptual, básica y detallada, memoria descriptiva, y demás trabajos previos al inicio de la construcción de la red de distribución de gas natural en el departamento de Ica, Perú. La amortización anual se reconocerá como gasto siguiendo el método de línea recta en base al período de duración del Contrato de Concesión (Nota 1), a partir de la puesta en operación de la red de distribución de gas natural.

(g) Pérdida por deterioro

Cuando existen acontecimientos o cambios económicos que indiquen que el valor de un activo de larga vida pueda no ser recuperable, la Gerencia revisa el valor en libros de estos activos. Si luego de este análisis resulta que su valor en libros excede su valor recuperable, se reconoce una pérdida por deterioro en el estado de ganancias y pérdidas, o se disminuye el excedente de revaluación en el caso de activos que han sido revaluados, por un monto equivalente al exceso del valor en libros. Los importes recuperables se estiman para cada activo o, si no es posible, para cada unidad generadora de efectivo.

El valor recuperable de un activo de larga vida o de una unidad generadora de efectivo, es el mayor valor entre su valor razonable menos los costos de venta y su valor de uso. El valor razonable menos los costos de venta de un activo de larga vida o de una unidad generadora de efectivo, es el importe que se puede obtener al venderlo, en una transacción efectuada en condiciones de independencia mutua entre partes bien informadas, menos los correspondientes costos de disposición. El valor de uso es el valor presente de los flujos futuros de efectivo estimados que se espera obtener de un activo o de una unidad generadora de efectivo.

(h) Provisiones

Las provisiones se reconocen sólo cuando la Compañía tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, es probable que se requieran recursos para liquidar la obligación, y se puede estimar confiablemente el monto de la obligación. Las provisiones se revisan en cada ejercicio y se ajustan para reflejar la mejor estimación que se tenga a la fecha del balance general. Cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es

importante, el monto de la provisión es el valor presente de los gastos que se espera incurrir para cancelarla.

(i) Pasivos y activos contingentes

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros, sólo se revelan en nota a los estados financieros a menos que la posibilidad de una salida de recursos sea remota.

Los activos contingentes no se reconocen en los estados financieros, sólo se revelan en nota a los estados financieros cuando es probable que se producirá un ingreso de recursos.

Las partidas tratadas previamente como pasivos o activos contingentes, serán reconocidas en los estados financieros del ejercicio en el cual ocurra el cambio de probabilidades, esto es, cuando en el caso de pasivos se determine que es probable, o virtualmente seguro en el caso de activos, que se producirá una salida o un ingreso de recursos, respectivamente.

(j) Beneficios a los trabajadores

Los beneficios a los trabajadores son reconocidos como un pasivo cuando el trabajador ha prestado los servicios a cambio del derecho de recibir pagos en el futuro.

(k) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos por intereses se reconocen en base al rendimiento efectivo en proporción al tiempo transcurrido. Los gastos se reconocen cuando se devengan, independientemente del momento en que se paguen y se registran en los ejercicios con los cuales se relacionan.

(l) Impuesto a la renta diferido

El pasivo por impuesto a la renta diferido se reconoce por todas las diferencias temporales gravables entre el valor en libros de los activos y pasivos y su base tributaria, sin tener en cuenta el momento en que se estime que las diferencias temporales que le dieron origen, serán reversadas. El activo por impuesto a la renta diferido se reconoce por las pérdidas tributarias arrastrables y por las diferencias temporales deducibles entre el valor en libros de los activos y pasivos y su base tributaria, en la medida en que sea probable que en el futuro, la Compañía dispondrá de suficiente renta gravable contra la cual pueda aplicar las diferencias temporales que reviertan y las pérdidas tributarias por compensar dentro del plazo elegido según las normas tributarias vigentes. El pasivo y activo se miden a la tasa de impuesto a la renta, que se espera aplicar a la renta gravable en el año en que este pasivo sea liquidado o el activo sea realizado, usando la tasa de impuesto a la renta promulgada o sustancialmente promulgada en la fecha del balance general.

El impuesto a la renta diferido se reconoce como gasto o ingreso del ejercicio.

(m) Efectivo y equivalente de efectivo

Efectivo comprende efectivo en caja y depósitos de libre disponibilidad. Equivalentes de efectivo comprende inversiones financieras de corto plazo, con vencimientos menores a tres meses contados a partir de su fecha de adquisición, fácilmente convertibles en montos conocidos de efectivo y no están sujetas a riesgos significativos de cambios en su valor.

(n) Reclasificación

Ciestas cifras de los estados financieros del 2009 han sido reclasificadas para hacerlos comparables con los del ejercicio 2010. Los importes reclasificados, su naturaleza y las cuentas afectadas se resumen como sigue:

	US$000 Cargo (abono)
Otras cuentas por pagar	364
Cuentas por pagar comerciales	(364)

3. ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS

Durante el curso normal de sus actividades pre-operativas la Compañía está expuesta a una variedad de riesgos financieros. El programa de administración de riesgos de la Compañía se concentra principalmente en los mercados financieros y trata de minimizar potenciales efectos adversos en el desempeño financiero de la Compañía. La Gerencia de Finanzas tiene a su cargo la administración de riesgos; la cual identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros.

(a) Riesgo de mercado - Tipo de cambio

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, la Compañía presenta una posición activa, neta en moneda extranjera (nuevos soles) de (en miles) S/.6,825 y S/.1,107, respectivamente. La Gerencia ha aceptado el riesgo de esta posición, por lo que no ha efectuado operaciones de derivados para su cobertura.

Al cierre del ejercicio, los saldos de activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera, corresponden a saldos en nuevos soles, están expresados en dólares estadounidenses al tipo de cambio de oferta y demanda publicado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP (SBS), vigente a esa fecha, el cual fue de US$0.36 venta por S/.1.00 en 2010 (US$0.35 al 31 de diciembre de 2009), y se resumen como sigue:

	2010 S/.000	2009 S/.000
Activos:		
Efectivo y equivalente de efectivo	3,755	-
Otras cuentas por cobrar	562	76
Impuestos por recuperar	3,192	1,438
Total	7,509	1,514
Pasivos:		
Cuentas por pagar comerciales	184	-
Otras cuentas por pagar	500	407
Total	684	407
Posición activa neta	6,825	1,107

Los porcentajes de devaluación (revaluación) del nuevo sol en relación con el dólar estadounidense, calculados en base a los tipos de cambio de oferta y demanda – venta publicados por la SBS, y los porcentajes de inflación (deflación), según el Indice de Precios al por Mayor a Nivel Nacional (IPM), en los últimos cinco años, fueron como sigue:

Año	Devaluación (Revaluación) %	Inflación (Deflación) %
2010	(2.84)	4.57
2009	(7.99)	(5.05)
2008	4.84	8.79
2007	(6.26)	5.24
2006	(6.82)	1.33

Los efectos en los resultados antes del impuesto a la renta y participación de los trabajadores de la Compañía, de una variación razonable en los tipos de cambio en moneda extranjera, manteniendo constantes todas las demás variables serían como sigue:

	Aumento/disminución en el tipo de cambio	Efecto en la pérdida antes de impuesto a la renta US$000
2010		
Nuevos soles / Dólares estadounidenses	+ 10%	246
Nuevos soles / Dólares estadounidenses	- 10%	(246)
2009		
Nuevos soles / Dólares estadounidenses	+ 10%	39
Nuevos soles / Dólares estadounidenses	- 10%	(39)

(b) Riesgo crediticio

Los activos financieros de la Compañía potencialmente expuestos a concentraciones significativas de riesgo de crédito, consisten principalmente de depósitos en bancos. La Compañía tiene concentraciones significativas de riesgo de crédito porque mantiene sus depósitos en una sola institución financiera, sin embargo dicho riesgo se mitiga porque dichos fondos están depositados en una institución financiera de primera categoría.

(c) Riesgo de liquidez

La administración es prudente frente al riesgo de liquidez y mantiene suficiente efectivo y equivalentes de efectivo y la posibilidad de comprometer y/o tener comprometido financiamiento a través de una adecuada cantidad de fuentes de crédito. La Compañía mantiene adecuados niveles de efectivo y equivalentes de efectivo así como de líneas de crédito disponibles.

Los pasivos financieros de la Compañía tienen vencimiento menor a un año.

(d) Valor razonable de instrumentos financieros

La Gerencia estima que los valores en libros de los instrumentos financieros de la Compañía (activos y pasivos financieros corrientes) al 31 de diciembre de 2010 y 2009 no difieren significativamente de sus valores razonables debido a su vencimiento en el corto plazo.

En el caso de los activos financieros a largo plazo, la Gerencia considera que el valor en libros es similar a su valor razonable debido a que serán recuperados a partir de la fecha en que la Compañía inicie sus operaciones.

4. EFECTIVO Y EQUIVALENTE DE EFECTIVO

Este rubro comprende:

	2010 US$000	2009 US$000
Cuentas corrientes (a)	8,083	1,300
Depósitos a plazo (b)	65,000	-
Fondos mutuos (c)	1,246	-
Total	74,329	1,300

(a) Los saldos en cuentas corrientes están depositados en bancos locales, se encuentran denominados en nuevos soles y en dólares estadounidenses, y son de libre disponibilidad.

(b) Al 31 de diciembre de 2010, el depósito a plazo se encontraban denominado en dólares estadounidenses y vencieron en enero 2011. La tasa de interés efectiva anual de dicho depósito fue de 1.55%.

(c) Al 31 de diciembre de 2010, los fondos mutuos corresponden a los Fondos depositados en el Fondo II del Banco Continental.

5. OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Este rubro comprende:

	2010 US$000	2009 US$000
Intereses por cobrar a entidades financieras	72	-
Entregas a rendir	6	3
Préstamos a empleados	42	-
Diversas	47	2
Total	167	5

6. IMPUESTOS POR RECUPERAR

Este rubro comprende:

	2010 US$000	2009 US$000
Crédito fiscal por impuesto general a las ventas (a)	1,136	497
Crédito por impuesto a los activos netos	22	22
Total	1,158	519

(a) Crédito fiscal por impuesto general a las ventas (IGV) corresponde al IGV pagado en la adquisición de bienes y servicios, el cual puede ser recuperado solicitando su devolución o utilizado como crédito contra el IGV que resulte aplicable a futuras ventas de bienes y/o servicios gravados con el referido impuesto.

En opinión de la Gerencia, el crédito fiscal por IGV será aplicado en el mediano y largo plazo.

7. TRANSACCIONES CON EMPRESAS RELACIONADAS

Las principales transacciones con empresas relacionadas comprenden:

	2010 US$000	2009 US$000
Aportes de capital	80,534	1,000
Reembolsos de gastos	-	124
Préstamos recibidos, neto	-	(15)

8. INSTALACIONES, MOBILIARIO Y EQUIPO

El movimiento en el costo y en depreciación acumulada de instalaciones, mobiliario y equipo durante 2010 y 2009, fue como sigue:

2010	Saldos Iniciales US$000	Adiciones US$000	Retiros US$000	Saldos Finales US$000	Tasas de Depreciación %
Costo:					
Instalaciones	33	82	(33)	82	
Muebles y enseres	24	-	-	24	
Equipos de cómputo	18	18	-	36	
Equipos diversos	28	100	-	128	
Trabajos en curso	-	25	-	25	
Total	103	225	(33)	295	
Depreciacion acumulada:					
Instalaciones	3	38	(33)	8	10
Muebles y enseres	3	3	-	6	10
Equipos de cómputo	2	13	-	15	25
Equipos diversos	3	3	-	6	25
Total	11	57	(33)	35	
Neto	92			260	

2009	Saldos Iniciales US$000	Adiciones US$000	Retiros US$000	Saldos Finales US$000	Tasas de Depreciación %
Costo:					
Instalaciones	5	28	-	33	
Muebles y enseres	20	4	-	24	
Equipos de cómputo	-	18	-	18	
Equipos diversos	10	18	-	28	
Total	35	68	-	103	
Depreciacion acumulada:					
Instalaciones	-	3	-	3	10
Muebles y enseres	-	3	-	3	10
Equipos de computo	-	2	-	2	25
Equipos diversos	-	3	-	3	25
Total	-	11	-	11	
Neto	35			92	

9. ACTIVOS INTANGIBLES

Durante 2010, la Compañía ha incurrido en inversiones por (en miles) US$4,969 (US$4,079 en 2009) correspondientes principalmente a trabajos de servidumbres, diseño e ingeniería conceptual, básica y detallada, memoria descriptiva, y demás trabajos previos al inicio de la construcción de la red de distribución de gas natural en el departamento de Ica, Perú, como sigue.

2010	Saldos Iniciales US$000	Adiciones US$000	Saldos Finales US$000
Costo:			
Ingeniería de red	4,077	4,910	8,987
Software	2	59	61
Total	4,079	4,969	9,048
Amortización de software	-	(1)	(1)
Neto	4,079	4,968	9,047

2009	Saldos Iniciales US$000	Adiciones US$000	Saldos Finales US$000
Costo:			
Ingeniería de red	100	3,977	4,077
Software	-	2	2
Total	100	3,979	4,079

10. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

Este rubro comprende:

	2010 US$000	2009 US$000
Facturas por pagar (a)	37	101
Provisiones (b)	367	364
Total	404	465

(a) Comprende facturas denominadas en nuevos soles y dólares estadounidenses, son de vencimiento corriente, no generan intereses, ni tienen garantías específicas.

(b) Las provisiones incluye principalmente obligaciones relacionadas con inversiones en activos intangibles registradas de acuerdo con lo estipulados en los contratos correspondientes.

11. OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Este rubro comprende:

	2010 US$000	2009 US$000
Vacaciones	175	43
Compensación por tiempo de servicios	32	15
Tributos	140	13
Aportes previsionales y de seguridad social:		
AFP	22	12
ESSALUD	16	6
Otras cuentas por pagar diversas	85	-
Total	470	89

12. CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2010, el capital social está representado por 246,979,461 (19,852,451 en 2009) acciones comunes de S/.1.00 de valor nominal cada una, autorizadas, emitidas y pagadas.

Las Juntas Generales de Accionistas que se detallan a continuación, acordaron aumentar el capital social mediante aportes en efectivo:

Fecha de la Junta	Aporte US$ (En miles)
29 de enero de 2010	1,000
25 de febrero de 2010	2,500
8 de agosto de 2010	2,000
7 de setiembre de 2010	2,000
21 de setiembre de 2010	2,000
13 de octubre de 2010	1,000
6 de diciembre de 2010	70,034
Total	80,534

El movimiento en el número de acciones comunes en circulación fue como sigue:

	2010	2009
En circulación al inicio del año	19,852,451	16,957,625
Emitidas por:		
Aportes de capital	227,127,010	2,894,826
En circulación al final del año	246,979,461	19,852,451

Al 31 de diciembre de 2010, la estructura de participación accionaria de la Compañía es como sigue:

Accionista	Cantidad de Acciones	Participación %
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	185,234,597	25.00
Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P.	61,744,864	75.00
Total	246,979,461	100.00

13. GASTOS DE ADMINISTRACION

Gastos de administración comprenden:

	2010 US$000	2009 US$000
Servicios prestados por terceros	1,154	627
Cargas de personal	691	263
Cargas diversas de gestión	76	13
Tributos	109	6
Provisiones del ejercicio:		
Depreciación (Nota 8)	57	11
Compensación por tiempo de servicio	80	16
Total	2,167	936

14. IMPUESTO A LA RENTA

(a) Régimen tributario del impuesto a la renta

(i) Tasa del impuesto

De conformidad con el D. Legislativo 945, del 23 de diciembre de 2003, a partir del ejercicio gravable 2004, la tasa de impuesto a la renta de las personas jurídicas domiciliadas es de 30%.

Las personas jurídicas se encuentran sujetas a una tasa adicional de 4.1%, sobre toda suma que pueda considerarse una disposición indirecta de utilidades, que incluyen sumas cargadas a gastos e ingresos no declarados; esto es, gastos susceptibles de haber beneficiado a los accionistas, participacionistas, entre otros; gastos particulares ajenos al negocio; gastos de cargo de accionistas, participacionistas, entre otros, que son asumidos por la persona jurídica.

(ii) Precios de transferencia

Para propósitos de determinación del Impuesto a la Renta y del Impuesto General a las Ventas, las personas jurídicas que realicen transacciones con partes relacionadas o con sujetos residentes en territorios de baja o nula imposición, deberán: (a) presentar una declaración jurada anual informativa de las transacciones que realicen con las referidas empresas, cuando el monto de estas transacciones resulte mayor a (en miles) S/.200 (equivalente a (en miles) US$69), y (b) contar con un Estudio Técnico de Precios de Transferencia, además de la documentación sustentatoria de este Estudio, cuando el monto de sus ingresos devengados superen los (en miles) S/.6,000 (equivalente a (en miles) US$2,075), y hubieran efectuado transacciones con empresas relacionadas no domiciliadas en un monto superior a (en miles) S/.1,000 (equivalente a (en miles) US$346).

Ambas obligaciones son exigibles en el caso de que se hubiera realizado al menos una transacción desde, hacia, o a través de países de baja o nula imposición.

A partir del ejercicio 2008 las transacciones que los contribuyentes domiciliados en el país realicen con partes relacionadas domiciliadas, deberán estar incluidas en los correspondientes Estudios Técnicos de Precios de Transferencia.

En opinión de la Gerencia de la Compañía, no resultarán pasivos de importancia para los estados financieros por 2010 y 2009, en relación con los precios de transferencia.

(iii) Modificaciones significativas al Impuesto a la Renta

A partir del 1 de enero de 2011 entraron en vigencia algunos cambios en el régimen de determinación del Impuesto a la Renta aplicable a las empresas dispuestos por las Leyes 29498 y 29645, esta última publicada el 31 de diciembre de 2010. A continuación se muestra un breve resumen de los cambios más importantes para las empresas:

- Se establece que las sumas destinadas a la capacitación del personal podrán ser deducidas como gasto hasta por un monto máximo equivalente a 5% del total de los gastos deducidos en el ejercicio. A este efecto debe presentarse un Programa de Capacitación anual ante el Ministerio de Trabajo.

- Los interés abonados por una empresa domiciliada en favor de una persona natural no domiciliada estarán sujetos a una retención del 4.99% (antes 30%), salvo que exista vinculación o el acreedor sea residente en un paraíso fiscal.

- Los intereses abonados a personas jurídicas no domiciliadas por empresas de operaciones múltiples, por la utilización en el país de sus líneas de crédito en el exterior estarán sujetos a una retención del 4.99% (antes 1%).

- Los intereses abonados a personas jurídicas no domiciliadas provenientes de bonos u otros instrumentos de deuda, depósitos en el Sistema Financiero Nacional, operaciones de reporte, pactos de recompra y préstamos bursátiles y otros intereses provenientes de operaciones de crédito estarán sujetos a una retención del 4.99% (antes 30%).

- En el caso de créditos externos en los que no aplique la tasa antes indicada, cuando el acreedor sea una empresa vinculada o cuando se utilice a un acreedor pero la operación de crédito es realmente entre partes vinculadas, la tasa de retención sobre los intereses correspondientes será del 30%. En una fiscalización, el contribuyente deberá demostrar que la operación es genuinamente un préstamo o crédito otorgado por una parte no relacionada.

(b) Pérdida tributaria

Al 31 de diciembre de 2010, la Compañía no presenta renta gravable sino pérdida tributaria de (en miles) S/.216 (equivalente a (en miles) US$77). Al 31 de diciembre de 2009 la pérdida tributaria fue de (en miles) S/.420 (equivalente a (en miles) US$145). La Gerencia no ha registrado impuesto a la renta diferido por los gastos preoperativos y por la pérdida tributaria arrastrable, debido a que se encuentra en etapa de desarrollo y no tiene certeza de los plazos en que se generará renta gravable futura para compensar dichas partidas temporales, una vez que inicie operaciones.

De conformidad con el D. Leg. 945, que modifica el Reglamento de la Ley de Impuesto a la Renta y a lo señalado por la Ley 27513, el arrastre de las pérdidas tributarias a partir del ejercicio 2004 se da con arreglo a alguno de los siguientes sistemas:

(i) Compensar la pérdida neta total de tercera categoría de fuente peruana que registren en un ejercicio gravable imputándola año a año, hasta agotar su importe, a las rentas netas de tercera categoría que se obtengan en los 4 (cuatro) ejercicios inmediatos posteriores completados a partir del ejercicio siguiente al de su generación. El saldo que no resulte compensado una vez transcurrido ese lapso, no podrá computarse a los ejercicios siguientes.

ii) Compensar la pérdida neta total de tercera categoría de fuente peruana que registren en un ejercicio gravable imputándola año a año, hasta agotar su importe, al 50% de las rentas netas de tercera categoría que se obtengan en los ejercicios inmediatos posteriores.

La Compañía optó por el sistema (ii) para la compensación de pérdidas.

(c) Situación tributaria

La declaración jurada del impuesto a la renta de los años 2008 y 2009 y la que será presentada por el ejercicio 2010 y las declaraciones juradas del Impuesto General a las Ventas de los años 2008 y 2009 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2010 están pendientes de revisión por la administración tributaria, la cual tiene la facultad de efectuar dicha revisión dentro de los cuatro años siguientes al año de presentación de la declaración jurada de impuestos.

Debido a las posibles interpretaciones que las autoridades tributarias pueden dar a las normas legales aplicables en cada año, a la fecha, no es posible determinar si de las revisiones que se realicen resultarán o no pasivos para la Compañía, por lo que cualquier eventual mayor impuesto o recargo que pudiera resultar de las revisiones fiscales sería aplicado a los resultados del ejercicio en que estos se determinen. Sin embargo, en opinión de la Gerencia cualquier eventual liquidación adicional de impuestos no sería significativa para los estados financieros al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

15. COMPROMISOS

Al 31 de diciembre de 2010, la Compañía mantiene una carta fianza emitidas por el BBVA Banco Continental a favor de Transportadora de Gas del Perú S.A. en garantía de fiel cumplimiento del contrato de servicio de transporte firme y de transporte interrumpible de gas natural por un total de US$486,068 (S/.1,364,879).

16. HECHOS POSTERIORES

No se tiene conocimiento de hechos posteriores ocurridos entre la fecha de cierre de estos estados financieros y la fecha de este informe, que puedan afectarlos significativamente.

Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.

Estados Financieros por el Año Terminado el 31 de Diciembre de 2010 y por el Período de Diez Meses Comprendido entre el 1 de Marzo y 31 de Diciembre de 2009 e Informe del Revisor Fiscal.

EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.

BALANCES GENERALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009
(En miles de pesos colombianos).

ACTIVOS	2010	2009	PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	2010	2009
ACTIVO CORRIENTE:			PASIVO CORRIENTE:		
Disponible (Nota 4)	$ 9.189.669	$ 39.749.067	Cuentas por pagar (Nota 11)	$ 70.870.871	$ 72.859.604
Inversiones (Nota 5)	2.697.332	4.382.588	Obligaciones laborales (Nota 13)	5.346.281	5.937.473
Deudores, Neto (Nota 6)	54.406.706	66.483.260	Pasivos estimados y provisiones (Nota 14)	19.703.287	25.195.152
Inventarios (Nota 7)	8.495.924	4.762.892	Pensiones de jubilación (Nota 17)	6.622.025	6.505.291
Otros activos, neto (Nota 9)	128.999	195.475	Otros pasivos (Nota 16)	2.707.922	636.098
Total activo corriente	74.918.630	115.573.282	Total pasivo corriente	105.250.386	111.133.618
			PASIVO A LARGO PLAZO:		
			Pasivos estimados y provisiones, menos porción corriente (Nota 14)	2.705.662	3.019.843
DEUDORES A LARGO PLAZO (Nota 6)	15.039.138	5.306.264	Pensiones de jubilación, menos porción corriente (Nota 17)	49.238.167	44.868.834
			Total pasivo a largo plazo	51.943.829	47.888.677
INVERSIONES LARGO PLAZO (Nota 5)	8.243	7.187	Total pasivos	157.194.215	159.022.295
			PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS (Nota 19):		
			Capital suscrito y pagado	39.699.633	39.699.633
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, Neto (Nota 8)	95.968.906	66.770.239	Reservas	15.294.470	12.242.328
			Resultado de ejercicios anteriores	(37.859.236)	(27.726.759)
			Resultado neto del periodo	43.722.735	30.521.418
			Superávit por donaciones	3.479.659	3.479.659
OTROS ACTIVOS, Neto (Nota 9)	23.247.666	17.232.709	Superávit por valorizaciones (Nota 10)	230.825.476	231.365.428
			Efecto de saneamiento contable	(12.348.893)	(12.348.893)
VALORIZACIONES (Nota 10)	230.825.476	231.365.428	Total patrimonio de los accionistas	282.813.844	277.232.814
Total activos	$ 440.008.059	$ 436.255.109	Total pasivos y patrimonio de los accionistas	$ 440.008.059	$ 436.255.109
CUENTAS DE ORDEN DEUDORAS (Nota 25)	$ 46.376.740	$ 16.763.807	CUENTAS DE ORDEN DEUDORAS POR CONTRA (Nota 25)	$ 46.376.740	$ 16.763.807
CUENTAS DE ORDEN ACREEDORAS POR CONTRA (Nota 25)	$ 227.297.719	$ 230.334.504	CUENTAS DE ORDEN ACREEDORAS (Nota 25)	$ 227.297.719	$ 230.334.504

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

DAVID FELIPE ACOSTA CORREA
Representante Legal

ROCIO CARDENAS JIMENEZ
Contador Público
T.P. No. 52110-T

GERMAN ENRIQUE CORREA GUTIERREZ
Revisor Fiscal
T. P. No. 116506-T
Designado por Deloitte & Touche Ltda.
(Ver mi informe adjunto)

EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y POR EL PERIODO DE DIEZ MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009
(En miles de pesos colombianos).

	Capital suscrito y pagado	Reservas		Total	Resultado ejercicios anteriores	Resultado neto del periodo	Superávit por donación	Superávit por valorización	Efecto de saneamiento contable	Total patrimonio de los accionistas
		Legal	Ensanche de planta							
SALDO AL 28 DE FEBRERO DE 2009	$ 39.699.633	$ 3.109.035	$ 8.007.462	$ 11.116.497	$ 11.258.307	$ (37.859.235)	$ 3.479.659	$ 232.281.486	$ (12.348.893)	$ 247.627.454
Apropiaciones reserva legal	-	1.125.831	-	1.125.831	(1.125.831)	-	-	-	-	-
Traslado resultado ejercicios anteriores	-	-	-	-	(37.859.235)	37.859.235	-	-	-	-
Ajuste valorización propiedad, planta, equipo e inversiones	-	-	-	-	-	-	-	(916.058)	-	(916.058)
Resultado neto del período	-	-	-	-	-	30.521.418	-	-	-	30.521.418
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009	39.699.633	4.234.866	8.007.462	12.242.328	(27.726.759)	30.521.418	3.479.659	231.365.428	(12.348.893)	277.232.814
Apropiaciones reserva legal	-	3.052.142	-	3.052.142	-	(3.052.142)	-	-	-	-
Traslado resultado ejercicios anteriores	-	-	-	-	27.469.276	(27.469.276)	-	-	-	-
Dividendos decretados	-	-	-	-	(37.601.753)	-	-	-	-	(37.601.753)
Ajuste valorización propiedad, planta, equipo e inversiones	-	-	-	-	-	-	-	(539.952)	-	(539.952)
Resultado neto del período	-	-	-	-	-	43.722.735	-	-	-	43.722.735
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	$ 39.699.633	$ 7.287.008	$ 8.007.462	$ 15.294.470	$ (37.859.236)	$ 43.722.735	$ 3.479.659	$ 230.825.476	$ (12.348.893)	$ 282.813.844

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

DAVID FELIPE ACOSTA CORREA
Representante Legal

BRUNO CANCINO JIMENEZ
Contador Público
T.P. No.57140-T

GERMAN ENRIQUE CORREA GUTIERREZ
Revisor Fiscal
T. P. No. 116506-T
Designado por Deloitte & Touche Ltda.
(Ver mi informe adjunto)

EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE RESULTADOS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y POR EL PERIODO DE DIEZ MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009
(En miles de pesos colombianos, excepto por la utilidad neta por acción y el número de acciones suscritas y pagadas).

	Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de marzo y el 31 de diciembre de 2009
INGRESOS OPERACIONALES (Nota 20)	$ 279.310.226	$ 262.486.147
COSTO DE VENTAS DE SERVICIOS (Nota 21)	(199.893.110)	(214.440.952)
Utilidad bruta	79.417.116	48.045.195
GASTOS OPERACIONALES (Nota 22)	(45.627.163)	(30.069.441)
Utilidad operacional	33.789.953	17.975.754
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES:		
Otros Ingresos (Nota 23)	27.491.002	20.055.463
Otros Gastos (Nota 24)	(5.259.343)	(8.907.470)
Utilidad antes de impuesto sobre la renta	56.021.612	29.123.747
IMPUESTO SOBRE LA RENTA (Nota 18)	(12.298.877)	1.397.671
RESULTADO NETO DEL PERÍODO	$ 43.722.735	$ 30.521.418
UTILIDAD NETA POR ACCIÓN	$ 11,02	$ 7,69
NÚMERO DE ACCIONES SUSCRITAS Y PAGADAS	3.969.096.300	3.969.096.300

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa.

DAVID FELIPE ACOSTA CORREA
Representante Legal

ROCIO CARDENAS JIMENEZ
Contador Público
T.P. No. 57110-T

GERMAN ENRIQUE CORREA GUTIERREZ
Revisor Fiscal
T. P. No. 116506-T
Designado por Deloitte & Touche Ltda.
(Ver mi informe adjunto)

EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE CAMBIOS EN LA SITUACION FINANCIERA
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y POR EL PERIODO DE DIEZ MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009
(En miles de pesos colombianos).

	Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de marzo y el 31 de diciembre de 2009
CAPITAL DE TRABAJO OBTENIDO DE:		
Operaciones:		
Resultado neto del periodo	$ 43.722.735	$ 30.521.418
Cargos que no requieren capital de trabajo:		
Depreciaciones	4.434.086	4.080.350
Amortizaciones	1.005.170	242.190
Provisión pensiones de jubilación	11.454.652	2.511.674
Impuesto diferido	(614.377)	(9.120.672)
Utilidad en venta de propiedad, planta y equipo	(597.898)	-
Total capital de trabajo obtenido de operaciones	59.404.368	28.234.960
Disminución de inversiones	-	53.468
Aumento de pasivos estimados y provisiones	-	1.218.020
Total capital de trabajo obtenido	59.404.368	29.506.448
CAPITAL DE TRABAJO UTILIZADO EN:		
Aumento en inversiones	1.056	-
Aumento en deudores largo plazo	9.732.874	2.944.024
Adquisición de propiedades, planta y equipo	33.034.856	12.813.045
Aumento otros activos	6.405.749	2.330.244
Disminución de pasivos estimados y provisiones	314.181	-
Disminución cuentas por pagar largo plazo	-	19.146.101
Dividendos decretados	37.601.753	-
Disminución de pensiones de jubilación y beneficios complementarios	7.085.319	5.014.087
Total capital de trabajo utilizado	94.175.788	42.247.501
DISMINUCION EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ (34.771.420)	$ (12.741.053)
CAMBIOS EN LOS COMPONENTES DEL CAPITAL DE TRABAJO:		
Disponible	$ (30.559.398)	$ 31.852.888
Inversiones	(1.685.256)	(21.090.028)
Deudores	(12.076.554)	(1.852.486)
Inventarios	3.733.032	1.939.776
Otros activos	(66.476)	(323.428)
Cuentas por pagar	1.988.733	(13.703.392)
Obligaciones laborales	591.192	13.428.499
Pasivos estimados y provisiones	5.491.865	(23.108.482)
Pensiones de jubilación	(116.734)	15.546
Otros pasivos	(2.071.824)	100.054
DISMINUCION EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ (34.771.420)	$ (12.741.053)

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de la Empresa.

DAVID FELIPE ACOSTA CORREA
Representante Legal

ROCIO CARMENAS JIMENEZ
Contador Público
T.P. No. 73110-T

GERMAN ENRIQUE CORREA GUTIERREZ
Revisor Fiscal
T. P. No. 116506-T
Designado por Deloitte & Touche Ltda.
(Ver mi informe adjunto)

EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y POR EL PERIODO DE DIEZ MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009
(En miles de pesos colombianos).

	Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2010	Entre el 1 de marzo y el 31 de diciembre de 2009
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Operaciones:		
Resultado neto del ejercicio	$ 43.722.735	$ 30.521.418
Ajustes para conciliar el resultado neto con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciaciones	4.434.086	4.080.350
Amortizaciones	1.005.170	242.190
Provisión pensiones de jubilación	11.454.652	2.511.674
Provisión deudores	4.369.890	2.310.949
Recuperación de provisiones	(16.318.719)	-
Utilidad en venta de propiedad, planta y equipo	(597.898)	-
Impuesto diferido	(614.377)	(9.120.672)
	47.455.539	30.545.909
Cambios en activos y pasivos de operación, neto:		
Deudores	(2.026.210)	(3.402.486)
Inventarios	(3.733.032)	(1.939.775)
Otros activos	(6.339.273)	(2.006.814)
Cuentas por pagar	(1.988.734)	(5.442.709)
Obligaciones laborales	(591.192)	(13.428.498)
Pasivos estimados y provisiones	10.512.673	24.326.500
Pensiones de jubilación	(6.968.585)	(5.029.633)
Otros pasivos	2.071.824	(100.056)
Fondos netos provistos por las actividades de operación	38.393.010	23.522.438
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
(Disminución) Aumento de inversiones en sociedades	(1.056)	53.468
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(33.034.856)	(12.813.045)
Fondos netos usados en las actividades de inversión	(33.035.912)	(12.759.577)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Dividendos decretados y pagados	(37.597.829)	-
Dividendos decretados por pagar	(3.923)	-
Fondos netos usados en las actividades de financiación	(37.601.752)	-
CAMBIOS NETOS EN EL EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO	(32.244.654)	10.762.861
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL INICIO	44.131.655	33.368.794
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL	$ 11.887.001	$ 44.131.655

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de la Empresa.

DAVID FELIPE ACOSTA CORREA
Representante Legal

ROCIO CARDENAS JIMENEZ
Contador Público
T.P. No 57110-T

GERMAN ENRIQUE CORREA GUTIERREZ
Revisor Fiscal
T. P. No. 116506-T
Designado por Deloitte & Touche Ltda.
(Ver mi informe adjunto)

EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y POR EL PERIODO DE DIEZ MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009
(En miles de pesos colombianos, excepto para las tasas de cambio, número y valor nominal de las acciones y las cifras expresadas en dólares estadounidenses).

1. ENTE ECONÓMICO

Operación – La Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. (En adelante "La Empresa" o "EEC"), es una sociedad comercial por acciones, constituida como sociedad anónima, organizada como empresa de servicios públicos domiciliarios bajo las leyes colombianas.

La Empresa fue creada mediante escritura pública No. 972 del 21 de marzo de 1958 de la Notaría Tercera de Bogotá, inscrita en la Cámara de Comercio de esta ciudad bajo el número 26813 con vigencia indefinida. El objeto social principal de la Empresa es el desarrollo de las actividades de comercialización y distribución de energía eléctrica.

Nuevos accionistas - El Ministerio de Minas y Energía formuló el 11 de noviembre de 2008 una invitación al Departamento de Cundinamarca con el fin de que adquiriera las acciones propiedad de éste en la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., para lo cual y de acuerdo con el reglamento de enajenación requiere control con un operador idóneo.

Operador idóneo - El Departamento de Cundinamarca, según el reglamento de enajenación, definió como operador idóneo a la sociedad Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P., para conjuntamente adquirir la participación accionaria que la Nación, Ministerio de Minas y Energía poseía en la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.

La sociedad Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P., se encuentra controlada por la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., siendo el otro socio de esta compañía CODENSA S.A. E.S.P.

El 26 de febrero de 2009 el Departamento de Cundinamarca y la Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. (en adelante DECSA), resultaron adjudicatarias del proceso de enajenación, correspondiéndole a esta última el 82,34% de las acciones de la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., que hacían parte del paquete accionario de propiedad de la Nación - Ministerio de Minas y Energía. A partir del 13 de marzo de 2009 los nuevos accionistas tomaron posesión y control de la Empresa.

El proceso se realizó a través de una invitación directa al Departamento de Cundinamarca y su operador idóneo y se instrumentalizó en un contrato interadministrativo de compraventa de acciones, bajo la modalidad de precio mínimo secreto, el cual plantea las siguientes restricciones:

- DECSA no puede enajenar la participación accionaria en EEC dentro de los tres años siguientes a la fecha de cierre, sin autorización previa y escrita de la Nación - Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar a favor de la Nación- Ministerio de Hacienda y Crédito Público una sanción pecuniaria del 50% del valor de las acciones.

- DECSA podrá enajenar una acción de las que adquiera EEC, siempre y cuando; i) después de dicha enajenación, DECSA continúe detentando, al menos la mitad más una de las acciones con derecho a voto de EEC, ii) dicha enajenación se realice a una persona jurídica que cumpla con los siguientes requisitos: a) al menos el 51% del capital suscrito y pagado deberá ser público; b) deberá existir control público en dicha persona jurídica; c) deberá ser una empresa de servicios públicos domiciliarios, y d) deberá haber sido constituida al menos un año antes de la fecha de presentación del sobre de precalificación, iii) dicha persona jurídica constituya prenda abierta sin tenencia a favor de la Nación- Ministerio de Minas y Energía sobre dicha acción con el fin de garantizar el pago de la multa en el evento en que se enajena dicha acción.

- El departamento y municipios que adquieran acciones, podrán adquirir acciones de propiedad de DECSA, siempre y cuando DECSA mantenga al menos un número de acciones igual a la mitad más una de las acciones con derecho a voto.

Convenios interadministrativos - La empresa en el desarrollo de su actividad firmó en años anteriores convenios interadministrativos, de conformidad con el artículo 95 de la ley 148 de 1998, las entidades públicas podrán asociarse con el fin de cooperar en el cumplimiento de funciones administrativas o de prestar conjuntamente servicios que se hallen a su cargo, mediante la celebración de convenios interadministrativos o la conformación de personas jurídicas sin ánimo de lucro.

En el año 2009 la empresa tenía nueve convenios interadministrativos, de los cuales durante 2010 se liquidaron ocho convenios, quedando un convenio interadministrativo vigente con saldo pasivo, suma que fue conciliada y ajustada tal como se menciona en la Nota 11.

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La Empresa se rige principalmente por la Ley 142/94 o Estatuto de Servicios Públicos y la Ley 143/94, que estableció las disposiciones que norman las actividades relacionadas con la comercialización y distribución de energía eléctrica, sus estatutos, y las demás disposiciones contenidas en el Código de Comercio.

Las Leyes 142 y 143 del 11 de julio de 1994 establecieron una nueva estructura de competencia, el régimen económico, tarifario y de subsidios para las ventas de electricidad y demás aspectos de operación y regulación del sector.

Las tarifas de venta de electricidad son reguladas por la Comisión Regulatoria de Energía y Gas (CREG), que es un organismo técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía.

3. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Los estados financieros fueron preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, los cuales están prescritos por disposiciones legales. Así mismo, aplica el Plan de Contabilidad para Entes Prestadores de Servicios Públicos y el Sistema Unificado de Costos y Gastos expedido por la Superintendencia de Servicios Públicos y el Plan General de Contabilidad Pública (PGCP), expedido por la Contaduría General de la Nación (CGN). Ciertos principios contables aplicados por la Empresa que están de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, podrían no estar de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en otros países.

Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera - El 28 de junio de 2010 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios adoptó el Modelo General de Contabilidad para Empresas Prestadoras de Servicios Públicos, en convergencia con los Estándares Internacionales de Contabilidad e Información Financiera de aceptación mundial, el cual deberá ser implementado a partir de la entrada en vigencia de dicha resolución hasta el año terminado el 31 de diciembre de 2012.

A continuación se describen las principales políticas y prácticas contables adoptadas por la Empresa:

a. *Período contable* - La Empresa tiene definido por estatutos efectuar un corte de sus cuentas, preparar y difundir estados financieros de propósito general una vez al año, al 31 de diciembre.

   Por decisión de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas en acta No. 127 del 23 de julio de 2009 y mediante Reforma Estatutaria debidamente autorizada y protocolizada, se autorizó a la Junta Directiva determinar los ejercicios sociales que estimen necesarios. La Asamblea de Accionistas en acta No. 128 del 18 de septiembre de 2009 aprobó los estados financieros al 28 de febrero de 2009. En consideración de lo anterior, la empresa en 2009 tuvo dos cortes de sus cuentas, el primero de dos meses comprendido entre el 1 de enero y 28 de febrero de 2009 y el segundo de diez meses comprendido entre el 1 de marzo y el 31 de diciembre de 2009. En consecuencia, los estados financieros adjuntos no son comparables y corresponden a periodos de 12 y 10 meses, respectivamente.

b. *Unidad monetaria* - De acuerdo con disposiciones legales, la unidad monetaria utilizada por la Empresa para su contabilidad es el peso colombiano.

c. *Ajustes por inflación* – La Contaduría General de la Nación mediante la resolución No. 351 del 21 de noviembre de 2001, eliminó a partir del 1 de enero de 2002 para las empresas públicas la aplicación del sistema de ajustes por inflación para efectos contables. Los ajustes por inflación acumulados hasta el 31 de diciembre de 2001 hacen parte de las respectivas cuentas de activos, patrimonio y cuentas de orden no monetarias para todos los efectos contables.

d. *Inversiones* - Las inversiones negociables de renta fija son registradas al costo y se valoran mediante la causación de rendimientos; las negociables de renta variable y las permanentes de no controlantes se valoran al costo y se ajustan a su valor intrínseco.

e. *Inventarios* - Valuados al costo promedio o su valor neto de realización, el menor. Con base en análisis técnicos de obsolescencia y lento movimiento se registra una provisión para protección de inventarios.

f. *Provisión para deudores* - La estimación para la provisión de deudores incobrables se ha efectuado en función de la antigüedad de cartera, historial de pagos e incumplimientos.

g. *Conversión de moneda extranjera* - Las operaciones en moneda extranjera se contabilizan a las tasas aplicables que estén vigentes en el momento de realizarse la transacción. Al cierre de cada ejercicio los saldos por cobrar o por pagar en moneda extranjera se actualizan a la tasa de cambio representativa de mercado certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia ($ 1.913,98 y $2.044,23 por US$1 estadounidense al 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente). La ganancia o pérdida en cambio, así determinada, es incluida en los resultados del período, salvo la causada por deudas contraídas para la adquisición de activos, la cual es capitalizada hasta que los mismos estén en condiciones de uso y/o realización.

h. *Propiedades, planta y equipo*- Se contabilizan al costo ajustado por inflación (ajustes por inflación registrados hasta el 31 de diciembre de 2001).

La depreciación se calcula por el método de línea recta con base en la vida útil del activo fijo, según lo establecido en la Circular Externa No. 11 de Noviembre 16 de 1996 de la Contaduría General de la Nación para las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios:

Edificaciones	50 años
Plantas, ductos y túneles	15 años
Redes, líneas y cables	25 años
Maquinaria y equipo	15 años
Muebles, enseres y equipo de oficina	10 años
Equipo de comunicación	10 años
Equipo de computación	5 años
Equipo de transporte, tracción y elevación	10 años

Las Construcciones en curso corresponden a proyectos en desarrollo, los cuales son capitalizados total o parcialmente una vez inicien su etapa productiva.

i. *Otros activos* – Los otros activos corresponden principalmente a:

Gastos pagados por anticipado – Se registran las pólizas de seguro, las cuales se amortizan en la vigencia de la misma.

Cargos diferidos –Representa principalmente los costos incurridos por la compañía en el proyecto de recuperación de pérdidas de energía, las cuales a su vez se amortizarán en un periodo de 24 meses a partir de las activaciones realizadas por el método de línea recta.

Obras y mejoras en propiedad ajena – Representan principalmente los costos incurridos por la Empresa en el cambio de instalaciones, los cuales se amortizan en la vigencia del contrato de arrendamiento por el método de línea recta.

Intangibles - Incluyen principalmente software y licencias de software. Los intangibles se registran por el costo histórico, entendiendo como tal el costo de adquisición o el valor de las erogaciones atribuibles a su formación o desarrollo; se amortizan según su naturaleza, vida útil estimada, amparo legal o contractual por el método de línea recta.

j. *Valorizaciones (Desvalorizaciones)* - Corresponden a las diferencias existentes entre: (a) el valor determinado por avalúos de reconocido valor técnico y el valor neto en libros de las propiedades, planta y equipo y (b) el costo de las inversiones y su valor intrínseco.

Estas valorizaciones se contabilizan en cuentas separadas dentro de los activos y como un superávit por valorizaciones, el cual no es susceptible de distribución. Las desvalorizaciones de las inversiones en controlantes se registran con cargo a resultados y en las de no controlantes como superávit negativo. Las desvalorizaciones de propiedades, planta y equipo se registran mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

k. *Depósitos recibidos de terceros* - Se registran como depósitos recibidos de terceros los anticipos recibidos para adelantar los trabajos relacionados con los convenios interadministrativos. Dichos anticipos se legalizan en la medida en que se concluyen las obras relacionadas.

l. *Obligaciones laborales* - Las obligaciones laborales se ajustan al fin de cada ejercicio con base en las disposiciones legales y los convenios laborales vigentes.

La obligación por pensiones de jubilación incluye los efectos de la aplicación correspondiente a las nuevas tablas de mortalidad autorizadas por la Superintendencia Financiera mediante el Decreto 1555 de julio 30 de 2010 y representa el valor presente de todas las mesadas futuras que la Empresa deberá cancelar a aquéllos empleados que cumplieron o que cumplirán ciertos requisitos de ley en cuanto a edad, tiempo de servicio y otros, determinado con base en estudios actuariales que la Empresa obtiene anualmente, según lo dispuesto por las normas vigentes, sin inversión específica de fondos.

Para los empleados cubiertos con el nuevo régimen de seguridad social (Ley 100 de 1993), la Empresa cubre su obligación de pensiones a través del pago de aportes al Instituto de Seguros Sociales (ISS), y/o a los Fondos Privados de Pensiones en los términos y con las condiciones contempladas en dicha ley.

A partir del 1 de enero de 2009, la Empresa registra el pasivo y sus actualizaciones por beneficios complementarios a pensiones de jubilación establecidos en los convenios laborales vigentes tales como energía, educación y salud a que tienen derecho los jubilados

y los empleados, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Por lo tanto, se está provisionando el pasivo que, a valor presente, cubre la obligación estimada por éstos beneficios proyectados a la fecha de cierre del ejercicio con cargo a resultados.

m. *Impuestos, gravámenes y tasas* - La provisión por impuesto de renta se determina con base en la utilidad comercial con el objeto de relacionar adecuadamente los ingresos del período con sus costos y gastos correspondientes y se registra por el monto del pasivo estimado neto de anticipos y retenciones pagadas. El efecto de las diferencias temporales que implique el pago de un menor o mayor impuesto en el año corriente, se registra como un impuesto diferido por pagar o por cobrar, según aplique, siempre que exista una expectativa razonable de que dichas diferencias se reviertan.

n. *Impuesto al patrimonio* - La Empresa registra el impuesto al patrimonio directamente con cargo a resultados.

o. *Otros pasivos* – Se registran los recaudos a favor de terceros de impuestos de alumbrado público y los ingresos recibidos por anticipado por venta de energía.

p. *Flujos de efectivo* - Los estados de flujos de efectivo se han preparado de acuerdo con el método indirecto. El efectivo y equivalentes está conformado por los saldos en caja y bancos, más las inversiones temporales de renta fija, con vencimientos corrientes.

q. *Cuentas de orden* - Se registran bajo cuentas de orden principalmente los derechos y responsabilidades contingentes tales como garantías otorgadas, procesos laborales y civiles, activos totalmente depreciados y diferencias fiscales identificadas para propósitos de declaraciones tributarias.

r. *Utilidad (pérdida) neta por acción* - Se determina con base en las acciones suscritas y pagadas en circulación al cierre del periodo.

s. *Reconocimiento de ingresos, costos y gastos*- Los ingresos por ventas se reconocen en el período cuando se prestan los servicios. Los costos y gastos se registran con base en la causación. Se ha considerado como ingresos por servicios de energía, la energía suministrada y no facturada al cierre de cada período, la que es valorizada al precio de venta según las tarifas vigentes. Dichos montos son presentados en el activo circulante en el rubro deudores clientes. El costo de dicha energía está incluido en el rubro de costo de ventas.

t. *Uso de estimaciones* - Las políticas contables que sigue la Empresa están de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, lo que requiere que la Administración efectúe ciertas estimaciones y utilice ciertos supuestos para determinar la valuación de algunas de las partidas individuales de los estados financieros y para efectuar las revelaciones que se requiere efectuar en los mismos. Aún cuando pueden llegar a diferir de su efecto final, la Administración considera que las estimaciones y supuestos utilizados fueron los adecuados en las circunstancias.

u. *Reclasificaciones* - Algunas cifras de los estados financieros de 2009 fueron reclasificadas para fines comparativos.

4. DISPONIBLE

	2010	2009
Caja	$ 31.670	$ 46.700
Bancos y corporaciones	9.157.999	39.702.367
	$ 9.189.669	$ 39.749.067

5. INVERSIONES

Inversiones de corto plazo:		
Administración de liquidez renta fija (1)	$ 1.090.971	$ 1.539.094
Administración de liquidez carteras colectivas (2)	1.606.361	2.843.494
Total inversiones de corto plazo	$ 2.697.332	$ 4.382.588

(1) Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, corresponde a bonos de deuda pública y títulos de contenido crediticio, los cuales la Empresa los tiene destinados para negociación en el corto plazo de acuerdo con los flujos de caja de efectivo proyectados. Los montos del capital, la tasa de interés y sus fechas de vencimiento son:

Diciembre 31 de 2010

Tipo Inversión	Emisor	Valor	Tasa interés facial	Fecha de Vencimiento
Bonos Ordinarios	Empresa de Acueducto y Alcantarillado de B/quilla	$ 451.399	IPC + 8,5	20/05/2013
Bonos de Deuda Pública Interna	Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá	49.415	IPC + 8,9	03/12/2012
Título de contenido crediticio	Fidecomiso Ingenio Pichichi	590.157	IPC+ 7,0	03/08/2012
		$ 1.090.971		

Diciembre 31 de 2009

Tipo Inversión	Emisor	Valor	Tasa interés facial	Fecha de Vencimiento
Bonos de Deuda Pública Interna	Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá	$ 51.353	IPC + 8,9	03/12/2012
Bonos de Deuda Pública Interna	Departamento de Cundinamarca	613.430	IPC + 8,7	28/11/2012
Título de contenido crediticio	Fidecomiso Ingenio Pichichi	874.311	IPC+ 7,0	18/05/2012
		$ 1.539.094		

(2) Al 31 de diciembre de 2010, corresponde a: i) Encargo fiduciario No. 85 constituido en la Fiduciaria Corficolombiana por $630.044, ii) Fiducia con Skandia por $912.063 destinados al desarrollo de obras de infraestructura eléctrica en diferentes municipios, recursos transferidos por el FAER (Fondo para la Energización de las zonas rurales interconectadas y iii) Otras inversiones en cartera colectiva por $64.254.

Al 31 de diciembre de 2009, corresponden a: i) Encargo fiduciario No. 909528 constituido en Corficolombiana por $ 1.802.104, ii) Una fiducia con Skandia por $ 997.667; y iii) Otras inversiones por $43.723.

Inversiones de largo plazo - Al 31 de diciembre de 2010 y 2009 las inversiones patrimoniales están compuestas por:

	2010	2009
Inco Ltda.	$ 96.990	$ 96.990
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	12.280	12.280
Otros menores	17.121	17.088
	126.391	126.358
Menos- Provisión	(118.148)	(119.171)
Total inversiones largo plazo	$ 8.243	$ 7.187

6. DEUDORES – NETO

Servicios públicos	$ 98.983.685	$ 100.255.751
Cuentas por cobrar a vinculados económicos (Nota12)	3.395.235	2.707.665
Avances y anticipos	318.886	305.977
Anticipos de impuestos y contribuciones	373.550	336.222
Depósitos entregados	927	330.114
Otros deudores	5.542.212	6.221.248
	108.614.495	110.156.977
Menos – provisión para deudores	(39.168.651)	(38.367.453)
Menos - porción a corto plazo	(54.406.706)	(66.483.260)
Deudores a largo plazo	$ 15.039.138	$ 5.306.264

El movimiento de la provisión para cartera fue el siguiente:

Saldo inicial	$ 38.367.453	$ 41.221.609
Provisión – cargo a resultados	4.369.890	2.310.949
Recuperaciones	(72.947)	(1.223.105)
Castigos	(3.495.745)	(3.942.000)
Saldo final	$ 39.168.651	$ 38.367.453

El saldo de la provisión de deudores está compuesto por: a) provisión de cartera de clientes por $37.216.649 y $36.342.504 y b) provisión de otras cuentas por cobrar por $1.952.002 y $2.024.949, al 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente.

7. INVENTARIOS

	2010	2009
Materiales para la prestación de servicios (1)	$ 8.617.325	$ 4.887.144
Menos – Provisión para obsolescencia	(121.401)	(124.252)
	$ 8.495.924	$ 4.762.892

El movimiento de la provisión de inventarios fue el siguiente:

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2010	Del 1 de marzo al 31 de diciembre de 2009
Saldo inicial	$ 124.252	$ 574.898
Recuperación – cargo a resultados	(2.851)	-
Aplicación provisión inventarios	-	(450.646)
Saldo final	$ 121.401	$ 124.252

(1) El incremento en 2010 obedece al ingreso de materiales eléctricos para la prestación del servicio y materiales destinados a los programas de inversión del negocio de distribución de la Compañía.

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO

Terrenos	$ 2.727.461	$ 2.804.315
Construcciones en curso	4.702.995	5.138.581
Maquinaria, planta y equipo en montaje	2.162.774	1.664.378
Propiedad, planta y equipo no explotados	378.530	378.530
Edificaciones	3.219.566	2.423.166
Plantas, ductos y túneles	30.819.876	25.973.818
Redes, líneas y cables (1)	105.888.959	80.776.252
Maquinaria y equipo	2.103.362	2.031.370
Muebles, enseres y equipos de oficina	4.180.526	3.511.217
Equipos de comunicación y computación	4.473.773	2.531.603
Equipo de transporte, tracción y elevación	2.073.828	1.921.544
	162.731.650	129.154.774
Menos – depreciación acumulada	(66.495.177)	(62.116.968)
Menos – provisión protección propiedad, planta y equipo	(267.567)	(267.567)
	$ 95.968.906	$ 66.770.239

(1) El incremento obedece principalmente a los programas en ejecución enfocados a modernización de la red y reducción de pérdidas de energía.

9. OTROS ACTIVOS, NETO

	2010	2009
Gastos pagados por anticipado	$ 128.999	$ 195.475
Cargos diferidos (1)	19.287.998	14.226.432
Bienes entregados a terceros	-	62.865
Obras y mejoras en propiedad ajena	1.218.792	1.522.978
Intangibles, neto (2)	2.740.876	1.420.434
	23.376.665	17.428.184
Menos - porción corto plazo	(128.999)	(195.475)
Otros activos largo plazo	$ 23.247.666	$ 17.232.709

(1) Al 31 de diciembre de 2010 incluye principalmente $ 4.208.523 por concepto del proyecto de control de pérdidas de energía, implementado por la Compañía, cuyo objeto principal es el de percibir ahorros por menor compra de energía, ingresos por consumos no registrados, normalización y legalización de usuarios. Asimismo, al 31 diciembre de 2010 y 2009 incluye el cálculo del impuesto diferido activo así:

Las siguientes son las diferencia temporales base del impuesto diferido:

Diferencias temporales		
Ajuste por inflación fiscal de activos fijos	$ 6.199.650	$ 6.855.673
Provisión de cartera	25.651.110	24.456.494
Provisión impuesto de industria y comercio	2.296.261	2.190.000
Provisión litigios y demandas	2.705.662	3.019.844
Provisión costos y gastos	8.119.467	6.588.389
	44.972.150	43.110.400
Tarifa	33%	33%
Total impuesto diferido activo	$ 14.840.809	$ 14.226.432

El movimiento del impuesto diferido es:

Saldo inicial	$ 14.226.432	$ 5.105.760
Saldo final	14.840.809	14.226.432
Ajuste del periodo	$ 614.377	$ 9.120.672

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 el efecto en resultados del impuesto diferido activo incluye:

Impuesto diferido corriente (Nota 18)	$ 2.386.202	$ 8.733.391
Ajuste de Impuesto renta diferido año 2008	-	387.281
Ajuste de Impuesto renta diferido año 2009 (Nota 24)	(1.771.825)	-
Ajuste del periodo	$ 614.377	$ 9.120.672

(2) Al 31 de diciembre de 2010 y 2009 incluye principalmente software por $ 1.970.434 y $1.071.788 y licencias por $ 770.442 y $341.686, respectivamente.

10. VALORIZACIONES

	2010	2009
De inversiones	$ 7.512	$ 2.376
De propiedades, planta y equipo		
Terrenos	5.625.362	5.878.024
Edificaciones	2.931.848	2.931.848
Plantas, ductos y túneles	23.805.069	23.805.069
Redes, líneas y cables	196.632.829	196.925.255
Maquinaria y equipo	315.569	315.569
Muebles, enseres y equipo de oficina	32.194	32.194
Equipo de comunicación y computación	148.608	148.608
Equipo de transporte, tracción y elevación	1.321.771	1.321.771
Equipo de comedor, cocina, despensa	4.714	4.714
	$ 230.825.476	$ 231.365.428

El avalúo técnico de la empresa fue elaborado por Consultores Unidos S.A. al 28 de febrero de 2009, bajo la metodología de costo de reposición depreciado.

11. CUENTAS POR PAGAR

Adquisición de bienes y servicios nacionales	$ 40.414.963	$ 42.458.828
Compañías vinculadas (Nota 12)	23.001.855	4.277.906
Acreedores	5.292.057	8.489.746
Impuestos por pagar	1.249.933	2.453.268
Avances y anticipos recibidos	-	160.054
Depósitos recibidos terceros (1)	912.063	15.019.802
	$ 70.870.871	$ 72.859.604

(1) Al 31 de diciembre de 2010 incluye pasivos relacionados con el manejo del convenio interadministrativo a favor de Skandia Convenio FAER por $912.063. Durante el mes de enero del año 2010 se liquidaron los convenios existentes en el 2009 con el IPSE (100-08 y 059-2006) y se realizó la devolución de los dineros no ejecutados por valor de $12.819.727.

12. COMPAÑIAS VINCULADAS

Se registra en las cuentas de compañías vinculadas las operaciones celebradas con entidades relacionadas directa e indirectamente.

El siguiente es el detalle de los saldos por cobrar y por pagar de las compañías vinculadas:

	2010	2009
Cuentas por cobrar:		
Codensa S.A. E.S.P. (1)	$ 3.151.728	$ 2.536.181
Emgesa S.A. E.S.P.	243.507	171.484
	$ 3.395.235	$ 2.707.665
Cuentas por pagar:		
Codensa S.A. E.S.P. (2)	$ 22.108.525	$ 3.653.084
Emgesa S.A. E.S.P.	758.161	412.559
Synapsis de Colombia Ltda.	18.906	157.609
Compañía Americana de multiservicios Ltda.	116.263	54.654
	$ 23.001.855	$ 4.277.906

(1) Corresponde principalmente a cuentas por cobrar por concepto de cobros por el STR (Sistema de Transmisión Regional) y la facturación de ADD (Áreas de Distribución) al cierre del año 2010.

(2) Corresponde principalmente a anticipos entregados por Codensa S.A. E.S.P. de ADD (Áreas de Distribución) por $43.122.140, de los cuales se han amortizado durante el año 2010 $24.439.803, quedando al cierre de 2010 un saldo por pagar de $18.682.337.

El siguiente es el efecto en los resultados producto de las transacciones con Compañías vinculadas.

Compañía	Concepto de la transacción	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2010	Del 1 de marzo al 31 de diciembre de 2009
Ingresos			
Codensa S.A. E.S.P.	Venta energía STR	$ 901.338	641.214
Codensa S.A. E.S.P.	Otros ingresos	-	78.406
Emgesa S.A. E.S.P.	Venta energía SDL	668.298	1.215.089
		$ 1.569.636	$ 1.934.709
Costos y gastos			
Codensa S.A. E.S.P.	Peajes	$ 14.490.728	$ 16.149.512
Codensa S.A. E.S.P. (1)	Asistencia Técnica	961.858	2.650.759
Codensa S.A. E.S.P.	Alquiler de equipos	17.511	12.874
Codensa S.A. E.S.P.(2)	Intereses a ADD	596.390	-
Codensa S.A E.S.P.	Maniobras	16.872	-
Emgesa S.A. E.S.P.(3)	Compras bloque	15.815.719	375.197
Compañía Americana de Multiservicios Ltda.(4)	Servicios de calibración	610.321	54.654
Synapsis Colombia Ltda. (5)	Mantenimiento de sistemas	228.180	-
		$ 32.737.579	$ 19.242.996

(1) En marzo de 2009 se firmó una oferta mercantil con Codensa S.A. E.S.P. con duración de 4 años, cuyo objeto es ofrecer servicios de asistencia técnica en la gestión, explotación, operación y mantenimiento de los activos de la Empresa, cuyo pago incluye: i) los gastos reembolsables incurridos más un margen del 15%, este

reembolso se hará de manera trimestral, ii) y una comisión de éxito equivalente al 7% del valor que se incremente el EBITDA con respecto al EBITDA del año anterior.

(2) Intereses causados en 2010 por concepto de la cuenta por pagar de ADD (Áreas de Distribución).

(3) Corresponde a compras de energía en bloque.

(4) En diciembre de 2009, se firmó un contrato con CAM para el servicio de calibración, razón por la cual durante el año 2010 se reconoció la prestación del servicio

(5) Corresponde principalmente al soporte funcional y mantenimiento del sistema SIE2000A .

13. OBLIGACIONES LABORALES

	2010	2009
Cesantías e intereses sobre cesantías	$ 835.098	$ 1.097.397
Vacaciones y prima de vacaciones	734.780	555.362
Otros salarios y prestaciones	3.776.403	4.284.714
	$ 5.346.281	$ 5.937.473

14. PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES

Provisiones para obligaciones fiscales (1)	$ 12.665.613	$ 3.365.451
Provisiones para eventos contingentes (Nota 15)	2.705.662	18.682.120
Provisiones diversas (2)	7.037.674	6.167.424
	22.408.949	28.214.995
Menos - porción largo plazo	(2.705.662)	(3.019.843)
	$ 19.703.287	$ 25.195.152

(1) Corresponde a:

Provisión de industria y comercio	$ 2.296.261	$ 2.190.000
Provisión de impuesto de renta	10.369.352	1.175.451
	$ 12.665.613	$ 3.365.451

(2) A 31 de diciembre de 2010 corresponden a provisiones de costos y gastos de las áreas administrativas y operativas de la empresa.

15. CONTINGENCIAS

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, el valor de las reclamaciones a la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales asciende a $13.039.499 y $21.237.419, respectivamente. Con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, la Compañía provisionó al 31 de diciembre de 2010 $2.705.662 y al 31 de diciembre de 2009 $18.682.120, para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias. La administración estima que el resultado de los

pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para los intereses de la Compañía y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa la posición financiera de la Compañía.

Durante el año 2010 la empresa registró la recuperación de la provisión de contingencias fiscales reconocidas en el año 2009 por $15.662.132, teniendo en cuenta que las declaraciones de renta de los años 2004 y 2007 quedaron en firme ante la autoridad tributaria para el periodo vigente.

16. OTROS PASIVOS

	2010	2009
Recaudos a favor de terceros	$ 333.686	$ 155.015
Ingresos recibidos por anticipado (1)	2.374.236	481.083
	$ 2.707.922	$ 636.098

(1) A 31 de diciembre de 2010 incluye principalmente el reconocimiento del impacto neto generado por la aplicación de la resolución CREG No 168 de 2008, la cual autorizó a las empresas prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica a adoptar una opción tarifaria que permitiera reducir el impacto para los usuarios sobre los incrementos de los cargos de distribución y de precios de energía en determinados meses del año.

17. PENSIONES DE JUBILACIÓN Y BENEFICIOS COMPLEMENTARIOS

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, la composición del pasivo por pensiones de jubilación y beneficios complementarios a pensiones de jubilación, es como sigue:

Cálculos actuariales de pensiones de jubilación y beneficios complementarios	$ 55.860.192	$ 51.374.125
Menos - pensiones de jubilación y beneficios complementarios por amortizar	-	-
Pensiones de jubilación y beneficios complementarios amortizados	55.860.192	51.374.125
Menos - porción corto plazo	(6.622.025)	(6.505.291)
Pensiones de jubilación y beneficios complementarios a largo plazo	$ 49.238.167	$ 44.868.834

Cargos a resultados del periodo – a continuación se detallan los cargos directos al estado de resultados del periodo:

Amortización del periodo	$ 5.087.320	$ 2.511.674
Pagos pasivo pensional	6.367.332	5.029.633
	$ 11.454.652	$ 7.541.307
Número empleados pensionados	327	324

La obligación por concepto de pensiones al final de cada período se determina con base en cálculos actuariales. Dichos cálculos fueron elaborados por un actuario independiente, de acuerdo al Decreto 2783 de 2001, la sentencia C754 del 10 de agosto de 2004 de la Corte Constitucional y el Acto Legislativo 01 de 2005.

El cálculo actuarial del año 2010 se elaboró con base en una inflación de largo plazo equivalente al promedio del IPC de los años 2007 a 2009 y una tasa real de 4,8 %; asimismo, para estimar la mortalidad, se utilizó la "Tabla Colombiana de Mortalidad de Rentistas 2008", la cual fue aprobada por la Superintendencia Financiera mediante resolución 1555/2010. Este último supuesto es el cambio más importante en la valoración actuarial teniendo en cuenta que para el año 2009 se utilizó la "Tabla Colombiana de Mortalidad de Rentistas Experiencia ISS 1980-1989" aprobada mediante la resolución 585/94 emitida por la Superintendencia en mención. El efecto generado por la aplicación de estas tablas fue registrado por la compañía en cuentas de resultados.

18. IMPUESTOS

Impuesto de renta - Para 31 de diciembre de 2010 y 2009, la Compañía está sujeta al impuesto de renta corriente a una tarifa aplicable del 33% sobre la renta líquida. Los impuestos diferidos son calculados con la tasa a la cual se espera se reviertan las diferencias temporales que los originan.

La provisión para impuestos sobre la renta y complementarios se descompone así:

	2010	2009
Corriente	$ 14.685.079	$ 7.335.720
Diferido (1)	(2.386.202)	(8.733.391)
	$ 12.298.877	$ (1.397.671)

(1) Corresponde al impuesto diferido activo generado producto de las diferencias temporales que se originan entre el saldo contable y fiscal de: provisión de cartera, ajustes por inflación de los activos fijos y provisiones (Ver Nota 9).

De conformidad con la Ley 633 de 2000, las compañías generadoras y distribuidoras de energía no están sometidas al sistema de renta presuntiva. Los años gravables 2008 y 2009 se encuentran abiertos para revisión fiscal. La declaración de renta correspondiente al año gravable 2010 se presentará el día 19 de abril de 2011.

A continuación se presentan las conciliaciones entre: a) patrimonio contable frente patrimonio fiscal y b) la utilidad contable y la renta liquida por el año gravable terminado el 31 de diciembre de 2010 y 2009.

	2010	2009
Conciliación del patrimonio contable vrs patrimonio liquido fiscal:		
Patrimonio contable	$ 282.813.844	$ 277.232.814
Partidas que aumentan		
Provisión deudores	25.651.110	24.456.494
Provisión bono de desempeño	1.332.459	435.964
Otras provisiones de deudores	1.952.002	2.024.949
Provisión de inversiones	118.148	119.171
Provisión de activos	267.567	124.252
Provisión de inventarios	121.401	267.567
Pasivos estimados	11.788.932	9.187.267
Depreciación y amortización fiscal	6.199.650	6.855.672
Partidas que disminuyen:		
Valorizaciones de activos	(230.825.476)	(231.365.428)
Impuesto diferido débito	(14.840.809)	(14.226.432)
Patrimonio líquido	$ 84.578.828	$ 75.112.290
Diferencias entra la utilidad contable y la renta líquida gravable:		
Utilidad (Pérdida) contable antes de impuesto de renta (1)	$ 56.021.612	$ (8.735.488)
Costos y gastos deducibles:		
Impuestos deducibles	(1.717.507)	(3.430.374)
Gastos y costos deducibles depreciación	(656.022)	(637.233)
Otros gastos deducibles (provisiones, amortizaciones)	(160.924)	-
Deducciones por inversiones en activos fijos	(5.543.928)	(1.287.272)
Ingresos no gravados	(18.017.372)	(21.612.854)
Ingresos fiscales gravados	173.315	1.499.421
Costos y gastos no deducibles		
Impuestos no deducibles	1.823.768	2.358.537
Contribución a las transacciones financieras no deducible	99.655	230.639
Gastos no deducibles	12.477.643	53.844.080
Renta líquida	$ 44.500.240	$ 22.229.456
Impuesto de renta corriente 33%	$ 14.685.079	$ 7.335.720

(1) Durante el año 2009 la empresa tuvo dos cortes contables, el primero de dos meses comprendido entre el 1 de enero y 28 de febrero de 2009 y el segundo de diez meses comprendido entre el 1 de marzo y el 31 de

diciembre de 2009, razón por la cual para efectos fiscales se incluye el resultado de todo el año gravable 2009 discriminado así:

Pérdida neta del 1 de enero al 28 de febrero de 209	$	(37.859.235)
Utilidad neta del 1 de marzo al 31 de diciembre de 2009		30.521.418
Pérdida neta total año 2009		(7.337.817)
Más gasto impuesto de renta 2009		(1.397.671)
Pérdida contable antes de impuesto de renta 2009	$	(8.735.488)

Impuesto al patrimonio –Para los años 2010 y 2009 se causó un impuesto al patrimonio por $885 millones por año registrado directamente en resultados.

Impuesto de industria y comercio - La Empresa está sujeta al impuesto de industria y comercio en Bogotá a las tarifas del 0,1104% sobre sus ingresos operacionales, 0, 966% sobre otros ingresos no operacionales y a la tarifa del 0,15% para avisos y tableros. En los demás municipios en los cuales la Empresa es contribuyente del impuesto de industria y comercio se paga de acuerdo con las tarifas establecidas por cada municipio.

19. PATRIMONIO

Capital - El capital autorizado de la Empresa se compone de 5.000.000.000 acciones, el capital suscrito y pagado es 3.969.963.320 acciones de valor nominal $10 cada una, distribuidas así al 31 de diciembre de 2010:

Accionistas	Número de acciones	Porcentaje
Distribuidora eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P.	3.268.886.843	82,34%
Departamento de Cundinamarca	522.169.789	13,15%
Empresa de energía de Bogotá S.A. E.S.P.	1	0,00%
Departamento del Meta	97.026.645	2,44%
Municipios de Cundinamarca	56.754.802	1,43%
Municipios del Meta	22.438.871	0,57%
Particulares	1.819.349	0,05%
Acciones readquiridas	867.020	0,02%
	3.969.963.320	100,00%

Reserva legal - De acuerdo con la ley colombiana, la empresa debe transferir como mínimo el 10% de la utilidad 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.

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas No. 129 celebrada el 16 de marzo de 2010, decretó distribuir los resultados del ejercicio del año 2008 y 2009 después de la apropiación de reservas por $10.132.476 y $27.469.276, respectivamente para un total de $37.601.752. Al 31

de diciembre de 2010, se han cancelado $ 37.597.829, quedando un saldo pendiente por pagar por $ 3.923.

Otras reservas - Corresponde a reservas aprobadas por la Asamblea General de Accionistas sobre las utilidades de periodos anteriores al año 2006 destinadas a la reposición y expansión del sistema eléctrico y proyectos de recuperación de energía con el fin de mejorar la calidad del servicio a los usuarios finales y reducir el índice de perdidas no técnicas de la Empresa.

Superávit por donaciones - El Superávit por donaciones está representado en su mayoría por donación de activos eléctricos a la Empresa anterior al 31 de diciembre de 2009, derivadas de la configuración accionaria de la Empresa y de las actuaciones de apoyo existentes entre Ministerio de Minas y Energía, ICEL y Municipios.

Saneamiento contable – Como resultado de una aclaración de cuentas entre la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P, y el actual Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas – IPSE, en el año 2005 fue necesario reconocer una deuda a dicha Entidad que ascendía a $ 16.002 millones de pesos, ésta deuda incluye incorporación de activos eléctricos del IPSE a las redes de la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. y compra de energía de la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. al IPSE. La deuda había sido castigada en años anteriores por lo que como resultado de la reversión de este movimiento fue necesario castigar patrimonio bajo los criterios de Saneamiento Contable establecidos por la entidad competente. Esto, justificado en la resolución 041 del 4 de febrero de 2004 sobre Saneamiento contable de la Contaduría General de la Nación.

20. INGRESOS OPERACIONALES

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2010	Del 1 de marzo al 31 de diciembre de 2009
Residencial	$ 117.672.140	$ 85.256.588
Comercial	31.846.593	23.670.068
Industrial	15.065.064	10.706.442
Oficial	10.975.030	9.020.830
Alumbrado público	8.019.303	7.122.921
No regulados (1)	40.511.370	73.477.386
Regulados de Bogotá (2)	-	11.860.168
Usos líneas y redes	9.026.260	7.086.806
Otros	4.676.315	3.728.330
Cargos por área de distribución (3)	39.919.679	30.398.815
Ventas en bolsa	1.598.472	157.793
	$ 279.310.226	$ 262.486.147

(1) La disminución en 2010, corresponde a la terminación de contratos de venta de energía del mercado no regulado, debido al análisis de rentabilidades realizado por la Compañía.

(2) Para el año 2010, los clientes regulados Bogotá son atendidos directamente por Codensa S.A. E.S.P. compañía vinculada, quien es propietario de la red del Distrito Capital.

(3) Corresponde a los ingresos percibidos por la Compañía debido al conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución Local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por la Compañía y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley.

21. COSTO DE VENTAS DE SERVICIOS

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2010	Del 1 de marzo al 31 de diciembre de 2009
Servicios personales	$ 9.816.345	$ 9.324.663
Generales	5.684.561	3.096.499
Depreciación	4.187.602	3.813.698
Amortización (1)	715.559	-
Arrendamientos	192.252	144.371
Costos de bienes y servicios (2)	146.625.911	171.477.645
Ordenes y contratos de mantenimiento (3)	10.529.986	11.071.712
Honorarios	87.289	508.803
Servicios públicos	309.861	361.517
Otros costos de operación (4)	2.472.705	233.371
Seguros	446.836	670.610
Impuestos	68.983	50.723
Ordenes y contratos (5)	18.755.220	13.687.340
	$ 199.893.110	$ 214.440.952

(1) Corresponde a la amortización de las mejoras y adecuaciones de las oficinas de la sede administrativa de la Empresa de la calle 93, las cuales fueron realizadas principalmente durante el año 2009.

(2) Corresponde a compras de energía y otros cargos de conexión para la distribución de energía.

(3) Corresponde a contratos de mantenimiento ejecutados sobre la infraestructura eléctrica de la Empresa, con el fin de mejorar la calidad del servicio, minimizar tiempos y número de interrupciones de suministro de energía a los clientes, y mantener la vida útil de los activos relacionados con redes eléctricas.

(4) Corresponde al consumo de materiales propios utilizados en actividades de servicio del giro normal del negocio. El incremento reflejado obedece al reconocimiento de consumo de los materiales en una cuenta independiente a la utilizada para contratos y servicios de acuerdo con el plan de la SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios).

(5) Corresponde principalmente a los contratos establecidos para el desarrollo del plan de control de pérdidas de energía de la Empresa, el cual tiene como objetivo garantizar el registro completo de la energía consumida por los clientes, la reducción de los índices de pérdidas y la recuperación de la energía no facturada. Por otro lado, se encuentran registrados los costos derivados de suspensiones, reconexiones, toma y entrega de facturación.

22. GASTOS OPERACIONALES

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2010	Del 1 de marzo al 31 de diciembre de 2009
Sueldos y salarios	$ 10.714.268	$ 6.675.080
Contribuciones imputadas (1)	11.495.405	2.970.581
Contribuciones efectivas	739.408	1.806.368
Aportes sobre la nómina	153.173	349.746
Servicios generales (2)	11.140.038	9.320.351
Impuestos, contribuciones y tasas	6.176.448	4.314.673
Provisión de deudores	4.369.890	2.310.949
Provisión para protección de inversiones	18	11.025
Provisión para obligaciones fiscales	302.420	1.801.826
Depreciación	246.484	266.652
Amortización	289.611	242.190
	$ 45.627.163	$ 30.069.441

(1) Corresponde a los pagos realizados por concepto de las mesadas pensionales y a la actualización del cálculo actuarial. Este último concepto presenta una variación importante de acuerdo con los supuestos utilizados para la valoración actuarial descritos en la nota 17.

(2) Corresponde a los siguientes conceptos:

Honorarios	$ 3.870.388	$ 5.845.455
Arrendamientos	1.970.015	853.644
Transporte	1.058.328	368.990
Mantenimiento	1.225.311	167.146
Vigilancia	654.980	563.521
Publicidad y propaganda	921.756	113.544
Servicios Públicos	361.114	280.345
Servicio de Aseo y Cafetería	346.280	176.098
Otros	731.866	951.608
Total servicios generales	$ 11.140.038	$ 9.320.351

23. OTROS INGRESOS

Financieros (1)	$ 5.248.971	$ 5.633.691
Extraordinarios (2)	2.979.050	5.604.490
Recuperación de provisiones (3)	19.262.981	8.817.282
	$ 27.491.002	$ 20.055.463

(1) Al 31 de diciembre de 2010, corresponde principalmente a los intereses de mora asociados con la facturación de los clientes de la Empresa por un valor de $ 3.366.375, a los intereses reconocidos por la aplicación de la opción tarifaria mencionada en la nota 15 los cuales ascienden a $ 1.081.019 y a los intereses generados de efectivo y otros equivalentes.

(2) A 31 de diciembre de 2010, corresponde principalmente a los honorarios administrativos en virtud del convenio IPSE 059 por $826.534, a recuperación de provisión de litigios por $583.740, a recuperación de cartera de otros deudores $72.947, a ingresos por venta de material obsoleto por $251.840, venta de activos fijos $597.898, y otros gastos extraordinarios.

(3) A 31 de diciembre de 2010, corresponde a la recuperación de la provisión de contingencias fiscales reconocidas en el año 2009 por $15.662.132, teniendo en cuenta que las declaraciones de renta de los años 2004 y 2007 quedaron en firme ante la autoridad tributaria para el periodo vigente. Adicionalmente, se registraron $938.208 por concepto del acuerdo de pago celebrado entre la Empresa y el Municipio de Girardot, ajustes por liquidación de convenios en años anteriores $688.907, ajuste a provisiones constituidas en el año 2009 por $1.089.458 y otros ajustes $884.276.

24. OTROS GASTOS

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2010	Del 1 de marzo al 31 de diciembre de 2009
Financieros	$ 841.667	$ 1.524.761
Extraordinarios (1)	871.580	6.173.565
Ajustes de ejercicios anteriores (2)	3.546.096	1.209.144
	$ 5.259.343	$ 8.907.470

(1) En el año 2009, los gastos extraordinarios obedecen principalmente a gastos en desarrollo de alianzas estratégicas para la prestación de servicios a clientes por $1.095.205, costos asociados a los procesos de reestructuración de personal por $3.358.068 y gastos asociados a la ejecución de convenios interadministrativos por $338.208.

(2) Corresponden principalmente a ajustes realizados por concepto de:

Ajuste impuesto de renta corriente año anterior	$ 980.020	$ 1.188.975
Ajuste impuesto de renta diferido año anterior	1.771.825	-
Otros	794.251	20.169
	$ 3.546.096	$ 1.209.144

25. CUENTAS DE ORDEN

	2010	2009
Deudoras:		
Derechos contingentes		
Garantías contractuales	$ 13.930.408	$ 6.560.416
Activos totalmente depreciados	32.446.332	10.203.391
	$ 46.376.740	$ 16.763.807
Acreedoras:		
Responsabilidades contingentes		
Contingencias laborales y civiles	$ 9.905.836	$ 5.335.299
Otras garantías contractuales	17.728.237	22.878.679

	2010	2009
Mercancías en consignación	1.428.628	-
Fiscales	198.235.018	202.120.526
	$ 227.297.719	$ 230.334.504

26. REFORMA TRIBUTARIA

A continuación se resumen las modificaciones más importantes al impuesto al patrimonio y al impuesto sobre la renta para los años 2011 y siguientes, introducidas por la Ley 1370 de 2009 complementada por el Decreto 4825 y la Ley 1430 del 29 de Diciembre de 2010:

- Por el año 2011 el impuesto al patrimonio se calcula con base en el valor del patrimonio líquido poseído el 1° de enero del año 2011. La tasa aplicable será de 1% para patrimonios cuya base gravable este entre $1.000 y $2.000 millones, de 1,4% para patrimonios entre $2.000 y $3.000 millones, de 2,4% para patrimonios entre $3.000 y $5.000 millones y de 4,8% para patrimonios iguales o superiores a $5.000 millones. Para patrimonios superiores a $3.000 millones se establece una sobretasa del 25% sobre la respectiva tarifa aplicable del impuesto al patrimonio. Se indica que el impuesto al patrimonio creado para los patrimonios inferiores a $3.000 millones y la sobretasa creada para los patrimonios superiores a $3.000 millones no podrán ser objeto de contratos de estabilidad jurídica.

  Dicho impuesto debe ser pagado en 8 cuotas entre 2011 y 2014. Se mantiene la opción de registrar este impuesto contra la cuenta de revalorización del patrimonio. No hace parte de la base gravable el valor patrimonial neto de la inversión en acciones de sociedades nacionales.

- A partir del período gravable 2011, ningún contribuyente de impuesto a la renta y complementarios podrá hacer uso de la deducción especial por inversión en activos reales productivos.

  Quienes con anterioridad al 01 de noviembre de 2010 hayan presentado solicitud de contratos de estabilidad jurídica, incluyendo estabilizar esta deducción, podrán suscribir contrato de estabilidad jurídica en el que se incluya dicha deducción. En estos casos, el término de la estabilidad jurídica de la deducción especial no podrá ser superior a tres años.

Transportadora de Energía de Centroamérica, S. A.

Estados Financieros
Al y Por el Periodo de Once Meses Terminado el 31 de Diciembre de 2010 y Dictamen de los Auditores Independientes, de Fecha 11 de Marzo de 2011

Lara, Aranky, Ramos & Asociados, S.C.

TRANSPORTADORA DE ENERGÍA DE CENTROAMÉRICA, S. A.

CONTENIDO

	Página
DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES	1-2
ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y POR EL PERIODO DE ONCE MESES TERMINADO EN ESA FECHA	
Balance General	3
Estado de Resultados	4
Estado de Cambios en el Patrimonio	5
Estado de Flujos de Efectivo	6
Notas a los Estados Financieros	7-19

Deloitte.

Lara, Aranky, Ramos Et Asociados, S.C.
Europlaza World Business Center
5a Avenida 5-55, zona 14
Torre IV, Nivel 8
01014
Guatemala

Tel.: (502) 2384 6500
Fax: (502) 2384 6555
www.deloitte.com/gt

DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los accionistas de
Transportadora de Energía de Centroamérica, S. A.

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de Transportadora de Energía de Centroamérica, S. A., los cuales comprenden el balance general al 31 de diciembre del 2010 y los correspondientes estados de resultados, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, y un resumen de las principales políticas contables y otra información aclaratoria. Los estados financieros han sido preparados por la administración utilizando las políticas y prácticas contables incluidas en la Ley del Impuesto sobre la Renta de Guatemala.

Responsabilidad de la Administración sobre los Estados Financieros

La administración es responsable de la preparación de estos estados financieros de acuerdo con las políticas y prácticas contables incluidas en la Ley del Impuesto sobre la Renta de Guatemala, así como del control interno que la administración determine es necesario para permitir la preparación de estados financieros que estén libres de errores importantes, ya sea a causa de fraude o error.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros con base en nuestra auditoría. Realizamos nuestra auditoría de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría. Dichas normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos, que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener seguridad razonable de que los estados financieros no contienen errores importantes.

Una auditoría involucra realizar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del criterio del auditor, incluyendo la evaluación de riesgos de errores importantes en los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al hacer esta evaluación de riesgos, el auditor considera los controles internos relevantes de la Compañía en la preparación de los estados financieros, para diseñar procedimientos de auditoría apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Compañía. Una auditoría incluye también evaluar lo apropiado de las políticas contables utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables hechas por la Administración, así como la evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar una base para nuestra opinión de auditoría.

Deloitte se refiere a Deloitte Touche Tohmatsu -asociación suiza- y a su red de firmas miembro, cada una como una entidad única e independiente. Por favor, vea en www.deloitte.com/somos la descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu y sus firmas miembro.

Member of Deloitte Touche Tohmatsu

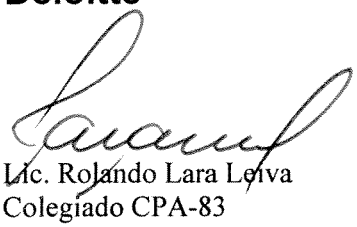
Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros de Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A., por el periodo de once meses terminado el 31 de diciembre de 2010, fueron preparados en todos los aspectos importantes, de acuerdo con las políticas y prácticas contables incluidas en la Ley del Impuesto Sobre la Renta de Guatemala indicadas en la Nota 2.

Base Contable y Restricción sobre la Distribución

Sin modificar nuestra opinión, llamamos la atención a la Nota 2 de los estados financieros, la cual describe la base contable. Los estados financieros han sido elaborados por Transportadora de Energía de Centroamérica, S. A., para el cumplimiento del requerimiento legal de presentarlos adjunto a la Declaración Jurada del Impuesto Sobre la Renta. Como resultado, los estados financieros podrían no ser apropiados para otro propósito. Nuestro informe está destinado únicamente para los accionistas de Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A. y no debe ser distribuido a otras partes que no sean los accionistas de Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A.

Lara, Aranky, Ramos
& Asociados, S. C.
Miembro de:
Deloitte



Lic. Rolando Lara Leiva
Colegiado CPA-83

11 de marzo de 2011
Guatemala, C. A.

TRANSPORTADORA DE ENERGÍA DE CENTROAMÉRICA, S.A.

BALANCE GENERAL
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010
(Expresado en Quetzales)

ACTIVOS	**Notas**		
ACTIVOS CORRIENTES:			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4	Q.	126,776,927
Cuentas por cobrar	5		3,206,249
Total activos corrientes			129,983,176
ACTIVOS NO CORRIENTES:			
Propiedad y equipo - Neto	6		121,559,861
IVA Crédito fiscal			2,189,283
Depósitos en garantía	7		8,387,873
Gastos de organización	8		3,481,082
Total activos no corrientes			135,618,099
Total activos		Q.	265,601,275

(Continúa)

TRANSPORTADORA DE ENERGÍA DE CENTROAMÉRICA, S.A.

BALANCE GENERAL
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010
(Expresado en Quetzales)

PASIVO Y PATRIMONIO	**Notas**		
PASIVOS CORRIENTES:			
Prestaciones laborales		Q.	381,630
Proveedores			52,617
Impuestos y otras cuentas por pagar			219,293
Total pasivos			653,540
Compromisos	11		
PATRIMONIO:			
Capital pagado	9		265,655,000
Déficit			(707,265)
Total patrimonio			264,947,735
Total pasivos y patrimonio		Q.	265,601,275

Las notas adjuntas son parte de los estados financieros. (Concluye)

TRANSPORTADORA DE ENERGÍA DE CENTROAMÉRICA, S.A.

ESTADO DE RESULTADOS
POR EL PERIODO DE 11 MESES TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010
(Expresado en Quetzales)

	Notas		
GASTOS:			
Pérdida cambiaria		Q.	1,281,389
Impuesto sobre productos financieros			58,874
Total gastos			1,340,263
PRODUCTOS FINANCIEROS:			
Intereses bancarios			588,739
Intereses de préstamos			24,843
Otros ingresos			21,745
			635,327
Pérdida contable antes de impuesto sobre la renta			(704,936)
Impuesto sobre la renta del periodo	10		(2,329)
Pérdida neta del año		Q.	(707,265)

Las notas adjuntas son parte de los estados financieros.

TRANSPORTADORA DE ENERGÍA DE CENTROAMÉRICA, S. A.

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
POR EL PERIODO DE 11 MESES TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010
(Expresado en Quetzales)

	Capital		Déficit	Total Patrimonio
	Acciones	Monto		
Saldos al 31 de diciembre 2009	-	Q. -	Q. -	Q. -
Aportes a capital	2,656,550	265,655,000	-	265,655,000
Pérdida neta del año	-	-	(707,265)	(707,265)
Saldos al 31 de diciembre 2010	2,656,550	Q. 265,655,000	Q. (707,265)	Q. 264,947,735

Las notas adjuntas son parte de los estados financieros.

TRANSPORTADORA DE ENERGÍA DE CENTROAMÉRICA, S.A.

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR EL PERIODO DE 11 MESES TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010
(Expresado en Quetzales)

FLUJOS DE EFECTIVO ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Pérdida neta del año	Q.	(707,265)
Movimientos en el capital de trabajo:		
Otras cuentas por cobrar		(7,025,191)
IVA crédito fiscal		(2,189,283)
Depósitos en garantía		(8,387,873)
Gastos de organización		(3,481,082)
Proveedores		52,617
Prestaciones laborales		381,630
Impuestos y otras cuentas por pagar		219,293
Efectivo neto aplicado a las actividades de operación		(21,137,154)
FLUJOS DE EFECTIVO POR ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Construcciones en proceso		(110,793,737)
Adquisición de terrenos y mobiliario y equipo de oficina		(6,947,182)
Efectivo neto aplicado a actividades de inversión		(117,740,919)
FLUJOS DE EFECTIVO POR ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:		
Aportes a capital		265,655,000
Efectivo neto obtenido de actividades de financiamiento		265,655,000
AUMENTO NETO DE EFECTIVO		126,776,927
EFECTIVO AL INICIO DEL AÑO		-
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	Q.	126,776,927

Las notas adjuntas son parte de los estados financieros.

TRANSPORTADORA DE ENERGÍA DE CENTROAMÉRICA, S. A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL PERIODO DE ONCE MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010
(Expresadas en Quetzales)

1. OPERACIONES

Transportadora de Energía de Centroamérica, S. A. (la Compañía), es subsidiaria de Empresa de Energía de Bogotá, S.A. ESP - EEB quien posee el 97% de las acciones y fue constituida bajo las leyes de la República de Guatemala el 8 de febrero de 2010 para operar por tiempo indefinido. La Compañía inició operaciones en marzo de 2010 y su principal actividad consiste en la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, incluyendo el gas y líquidos en todas sus formas y actividades conexas, tales como: Proyectar, construir, operar y explotar centrales generadores de energía que utilicen cualquier recurso energético, sistemas de transmisión y distribución de energía.

En la resolución 147 del 20 de enero de 2010 el Ministerio de Energía y Minas –MEM adjudicó al Consorcio EEB EDM Proyecto Guatemala la Licitación abierta PET – 1- 2009. El Consorcio EEB EDM constituyó en Guatemala a Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A. en la cual tiene participación del 97% en el capital pagado, y le permite cumplir con lo requerido en las bases de licitación.

Para realizar sus operaciones la Compañía suscribió el 22 de febrero de 2010 un "Contrato de Autorización de Ejecución de las obras de transmisión de los lotes A, B, C, D, E y F" que le fueron adjudicadas como resultado del proceso de licitación abierta para la prestación del servicio de transporte de Energía Eléctrica por el valor del canon anual. Los Lotes que fueron adjudicados están contemplados dentro del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008 – 2018 aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante resolución CNEE 163-2008, estos Lotes comprenden las líneas de transmisión siguientes:

No. Lote	Nombre	Longitud	Voltage
A	Anillo Metro Pacífico	88 Kms.	230
B	Anillo Hidráulico	195 Kms.	230
C	Anillo Atlántico – Oriental	102 Kms.	230
D	Anillo Atlántico Norte	186 Kms.	230
E	Anillo Chixoy 2 – El Rancho	115 Kms.	230
F	Anillo Occidental	140 Kms.	230

La Adjudicación de los Lotes descritos representan para la Compañía la Construcción, operación y mantenimiento de un conjunto o grupo de obras de transmisión que consisten principalmente en: 845 Kilómetros de Líneas de Transmisión, construcción de 12 sub estaciones nuevas y ampliación de 12 sub estaciones existentes.

De acuerdo con las modificaciones realizadas a las bases de licitación la Compañía iniciará la construcción de las obras de transmisión a partir de marzo de 2011 y entrará en operación a partir del 18 de octubre de 2013. Al 31 de diciembre de 2010 la Compañía ha iniciado el proceso de contratación de proveedores de materiales y de las entidades que se encargarán de realizar las gestiones para obtener las servidumbres necesarias para permitir la construcción.

La Licitación ganada por la Compañía no implica la compra, contratación de bienes, suministros, obras o servicios por parte de la Comisión Nacional de Energía – CNEE (la Comisión), o el Ministerio de Energía y Minas, o algún Organismos del Estado de Guatemala, sus entidades descentralizadas o autónomas. Los aspectos más relevantes derivadas del contrato suscrito por la Compañía con el Ministerio de Energía y Minas – MEM y las bases de Licitación, son las siguientes:

Servidumbres: La Compañía debe de obtener, negociar y pagar las servidumbres necesarias para la construcción, operación y mantenimiento del sistema de transmisión. El Ministerio colaborará a solicitud de la Compañía, en aquellos los casos en los que sea necesario obtener servidumbres sobre bienes de dominio público. En los casos en que los titulares de propiedades privadas que objetaran la imposición de servidumbres o si la Compañía como adjudicataria no pudiera llegar a un acuerdo con el propietario sobre los términos de la misma, la Compañía presentará al MEM una solicitud de imposición de servidumbre legal de utilidad pública de acuerdo con lo previsto en el artículo 40 de la Ley General de Electricidad y cumpliendo con los procedimientos establecidos para la imposición según la Ley para la Imposición de Servidumbres.

La falta de gestión diligente de las servidumbres no es demora justificada para los términos de cumplimiento del contrato.

Garantías -

Garantía de Cumplimiento de Contrato: Para garantizar las obligaciones que derivan del contrato adjudicado, la Compañía ha entregado al MEM la "Garantía de cumplimiento de contrato" mediante cartas de crédito suscritas con entidades locales por un total de US$ 38,000,000 que vencen el 22 de octubre de 2013.

Los montos de las garantías otorgadas, serán utilizados por el MEM para cubrir el incumplimiento total o parcial de las obligaciones que adquiere la Compañía como adjudicataria del contrato.

Garantía de Cumplimiento de Contrato de Supervisión: De acuerdo con el Reglamento de la Ley General de Electricidad, los términos de la Licitación y el Contrato de Autorización Suscrito con el MEM, la Comisión contrató la asesoría o consultoría para la supervisión, verificación y aceptación de las nuevas instalaciones y sus obras complementarias, previa conexión al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE). El costo total de esta supervisión asciende a US$ 5,218,353 los cuales serán pagados en su totalidad por la Compañía. Para garantizar el cumplimiento de este contrato, la Compañía ha contratado con Afianzadora G&T, S.A. las fianzas de cumplimiento de contrato a favor de Cesel, S.A. por un total de US$ 1,043,671 que representa el 20% del valor del monto total del contrato de supervisión. Cesel, S.A., es la compañía fue el adjudicado por el MEM y la Comisión del proceso de licitación abierta para realizar la supervisión de la construcción. Las fianzas tienen vigencia desde el 22 de febrero de 2010 y con vencimiento el 22 de octubre de 2013 y cubren todos los Lotes adjudicados.

El contrato requiere que dichas fianzas tengan vigencia desde el inicio de la Construcción y hasta que se inicie la fase de operación comercial. De acuerdo con el cronograma aprobado, la construcción iniciará en marzo de 2011 y entrará en operación comercial a partir del 18 de octubre de 2013.

Financiamiento: Exclusivamente para financiar el diseño, construcción, constitución de servidumbres, supervisión, operación y mantenimiento del sistema de transmisión a construir, la

Compañía podrá constituir gravamen o dar en garantía derechos, propiedades, intereses o activos que deberá de comunicar al MEM dentro de los 30 días hábiles siguientes.

Multas y Sanciones:

Multas - En caso de que por causas imputables a la Compañía, éste incumpla su obligación de alcanzar la fecha de operación comercial a más tardar en la fecha, deberá aplicarse la pena convencional como una multa pecuniaria por cada mes de atraso. Se deberá entender que cuando el incumplimiento sea menor o igual a quince (15) días entonces no aplicará la multa, cuando el incumplimiento sea mayor a quince (15) días, entonces se aplicará la multa considerándolo como un (1) mes de atraso.

	Demoras	
Lotes	**De 1 - A 6 meses**	**De 6 a 12 meses**
A	US$ 250,000	US$ 500,000
B	250,000	500,000
C	200,000	400,000
D	200,000	400,000
E	100,000	200,000
F	100,000	200,000

La Compañía tendrá un plazo de un mes para cumplir con la pena convencional de pagar la multa al MEM. La falta de pago de la multa o la demora de la Compañía en alcanzar la fecha de operación comercial por un período superior a un año, constituirá un "Evento de Incumplimiento del Adjudicado". Si el plazo de la supervisión terminara antes de la fecha de operación comercial por causas imputables a la Compañía, la CNEE podrá contratar a costo de la Compañía y por el tiempo de retraso, los servicios de supervisión para concluir este proceso. En caso que la Compañía no cumpla con cualquier "Evento Crítico" en o antes de la fecha de evento crítico, deberá aumentar el monto de la Garantía de Cumplimiento de Contrato en doscientos cincuenta mil dólares de los Estados Unidos de América (US$ 250,000) por cada Lote y Evento Crítico. Cada una de las garantías adicionales deberá mantenerse en pleno vigor y efecto hasta transcurridos treinta (30) días después de la Fecha de Operación Comercial.

Sanciones - Si la Compañía incumpliera alguna de las disposiciones o condiciones contendías en la Ley, el Reglamento, y/o el Contrato, durante la operación comercial de las obras de transmisión, la Comisión, queda facultada a imponer las multas expresadas conforme el procedimiento establecido en los artículos ciento quince (115) y ciento dieciséis (116) del Reglamento de la Ley General de Electricidad, y no eximen a la Compañía de cualquier otra responsabilidad que tuviera con el Ministerio de Energía y Minas o con terceros, de acuerdo a las leyes aplicables.

Incumplimiento del Contrato: Constituirán incumplimientos de Contrato por parte de la Compañía lo siguiente:

a) Incumplimiento de los plazos establecidos para la ejecución las obras de transmisión, el plazo para realizar la construcción es de 38 meses a partir del inicio de la fecha de la construcción según el cronograma aprobado.

b) Incumplimiento de las obligaciones contenidas en las cláusulas que establecen los derechos y obligaciones de la compañía según la cláusula Quinta y los relacionado con la constitución y mantenimiento de la vigencia de las garantías de cumplimiento del contrato, fianza de daños y la garantía de cumplimiento de pago de los servicios de supervisión contenidos en la cláusula Novena del contrato,

c) La suspensión definitiva de la construcción y constitución de las servidumbres de las obras de transmisión de los Lotes adjudicados, que fuese declarada por autoridad competente, y previo proceso legal correspondiente, como consecuencia del incumplimiento de las Leyes Aplicables,

d) El abandono de las obras de transmisión de los Lotes adjudicados,

e) El incumplimiento de cualquier obligación, término o condición derivada del presente Contrato, las Bases de Licitación, la Ley General de Electricidad y su Reglamento o del estudio de impacto ambiental.

Remuneración y Forma de Pago: La Compañía recibirá desde la fecha de inicio de la operación comercial, como única remuneración el canon anual ofertado y autorizado por la Comisión y adjudicado por el MEM por un periodo de quince años, denominado período de amortización. Este canon anual representa un único importe de US$ 32,349,900 el cual será dividido en doce pagos mensuales y anticipados.

Cambios en la Ley: Por ser la adjudicación resultado de una licitación realizada de acuerdo con lo establecido en la legislación vigente y en el caso de que se materialice alguna modificación y para garantizar la inversión del adjudicado, se entenderá que la diferencia entre las condiciones contratadas originalmente y las condiciones derivadas de las modificaciones, serán trasladadas a las transacciones del Mercado Mayoristas de Electricidad. En caso de darse cambios en la Ley que impliquen para la Compañía incurrir en costos mayores a los considerados en el valor del Canon Anual ofertado y que fuera declarado procedente por la CNEE y adjudicado por el MEM, dicho monto deberá ajustarse. Para lo cual la Compañía deberá de notificarlo al MEM.

2. PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES

La Compañía prepara sus estados financieros sobre la base contable de lo devengado a la cual hace referencia la Ley del Impuesto Sobre la Renta (La Ley) y aplica las políticas y prácticas contables incluidas en dicha Ley. A continuación se presenta un resumen de las principales políticas contables:

a. ***Efectivo -*** El efectivo incluye los saldos en caja y en bancos. Los saldos en bancos están disponibles a la vista y sobre los mismos no existe ninguna restricción que limite su uso.

b. ***Cuentas por Cobrar y Estimación para Cuentas Incobrables*** – Se registran al costo y anualmente se crea una estimación de cuentas incobrables. La estimación de cuentas incobrables establecida por la Ley del Impuesto Sobre la Renta no podrá exceder del tres por ciento de los saldos deudores de cuentas y documentos por cobrar, al cierre de cada uno de los períodos anuales de imposición y siempre que dichos saldos se originen del giro habitual del negocio.

c. ***Propiedad y Equipo -*** Se registran a su costo de adquisición. Los desembolsos incurridos en las reparaciones y mejoras a los activos que contribuyen a incrementar su vida útil son

capitalizados. Los gastos de mantenimiento y reparaciones que no incrementan la vida útil se cargan a los resultados del año en que se incurren. La depreciación se calcula por el método de línea recta utilizando las tasas máximas permitidas por la Ley, de acuerdo como se muestra a continuación:

	Porcentaje de Depreciación
Mobiliario y equipo	20%
Herramientas y accesorios	25%
Equipo de cómputo	33.33%

Los costos de las construcciones en proceso se capitalizan como parte del activo cuando se concluye la construcción del bien. Los costos incurridos en la etapa de construcción se cargan directamente a la cuenta de construcciones en proceso.

d. ***Gastos de organización*** **–** Corresponde a los gastos incurridos desde el inicio de las actividades pre-operativas de la Compañía hasta la puesta en marcha del sistema de transmisión mediante la transmisión de energía según lo establecido en el contrato adjudicado. Estos gastos serán amortizados en cinco cuotas anuales, iguales y sucesivas a partir de fecha de inicio de la operación comercial.

e. ***Provisión para Indemnización*** **–** De acuerdo con el Código de Trabajo de la República de Guatemala, las compañías tienen la obligación de pagar indemnización a los empleados que despidan bajo ciertas circunstancias, sobre la base de un mes de sueldo, más la doceava parte de aguinaldo y bono catorce, por cada año de servicio. La política de la Compañía es pagar esta prestación conforme a la Ley y registra una provisión mensual del 8.33% sobre el total de sueldos pagados

f. ***Reconocimiento de Ingresos*** - Se registran bajo el método de lo devengado. Los ingresos provenientes de la venta de productos son reconocidos cuando se entregan los bienes y/o se emite la factura, mientras que para los servicios en el momento en que se emite la factura o se perciba la remuneración.

g. ***Reconocimiento de Gastos*** - Los gastos se reconocen cuando se incurren.

h. ***Transacciones en Moneda Extranjera*** **-** Las ganancias o pérdidas derivadas de los ajustes de saldos expresados en moneda extranjera se registran en los resultados de operación al tipo de cambio vigente al cierre del año.

3. PRINCIPALES DIFERENCIAS ENTRE EL MARCO CONTABLE UTILIZADO POR LA COMPAÑÍA EN LA PREPARACION DE SUS ESTADOS FINANCIEROS Y LAS NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACION FINANCIERA (NIIF)

A continuación se incluyen las principales diferencias entre la base de contabilización utilizada por la Compañía y las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF):

- ***Estimación para Cuentas Incobrables***

  La Ley permite deducir una estimación para cuentas de dudosa recuperación, de hasta un máximo del 3% de los saldos de cuentas por cobrar; las NIIF requieren el registro de una provisión para todos los saldos que a la fecha del balance de situación se consideren de dudosa recuperación.

- ***Provisión para Inventarios Obsoletos***

  La Ley no contempla la creación de ninguna provisión para inventarios obsoletos, la cual en caso de ser estimada y registrada es un gasto no deducible. De acuerdo con las NIIF se debe de disminuir el valor de los inventarios hasta por el importe que se considere realizable, como consecuencia de inventarios dañados, o si están total o parcialmente obsoletas.

- ***Propiedad y Equipo***

  La Ley fija tasas máximas para el registro del gasto por depreciación de los activos fijos; las NIIF requieren que los activos fijos se deprecien con base en la vida útil estimada de los mismos. La NIIF también requiere que a la fecha del balance general se revise el valor de los activos con el propósito de determinar si ha habido una pérdida de valor en los mismos.

  De haber tal indicación, se debe estimar el monto recuperable de ese activo y si el mismo es menor que el valor en libros, la diferencia corresponde a la pérdida por deterioro, se debe registrar en el estado de resultados integrales del año.

- ***Provisión para Indemnizaciones***

  La Ley acepta como deducible en concepto de indemnizaciones, el registro de una provisión anual de hasta un 8.33% del total de sueldos y salarios pagados o bien la cantidad efectivamente pagada por dicho concepto durante el año; las NIIF establecen que el gasto y pasivo por indemnizaciones sea registrado a partir del momento en que exista obligación de pago.

- ***Valor Razonable de los Instrumentos Financieros y Riesgos Asociados***

  Las NIIF requieren la divulgación del valor razonable de los instrumentos financieros, así como la relevancia de los instrumentos financieros y el rendimiento en la entidad, la naturaleza y el alcance de los riesgos procedentes de los instrumentos financieros a los que la entidad se haya expuesto durante el ejercicio y a la fecha de presentación, como también la forma de gestionar dichos riesgos. La Ley no contempla dichas divulgaciones.

- ***Impuesto Sobre la Renta Diferido***

  La Ley no contempla el registro del impuesto sobre la renta diferido. De acuerdo con las NIIF, debe registrarse el impuesto sobre la renta diferido aplicable a aquellas diferencias temporales deducibles o imponibles en el futuro, así como por aquellos derivados por la aplicación futura de gastos no deducibles.

- ***Partes relacionadas***

  La Ley del Impuesto Sobre la Renta no requiere revelaciones sobre partes relacionadas. Las NIIF requieren que, cuando se hayan realizado transacciones entre partes relacionadas, la Compañía revele la naturaleza de la relación así como la información sobre las transacciones y saldos.

- ***Gastos de organización***

  La Ley permite la capitalización de los gastos de organización los cuales pueden ser amortizados mediante cinco (5) cuotas anuales, sucesivas e iguales. Las NIIF requieren que los gastos de organización sean registrados contra los resultados del periodo en que se incurren.

- ***Uso de estimados***

  Las NIIF requieren que la administración efectué ciertas estimaciones y utilice ciertos supuestos para determinar la valuación de las partidas incluidas en los estados financieros y para efectuar las revelaciones que se requieren presentar el movimiento de los diferentes estimados, aun cuando pueden llegar a diferir de su efecto final. La Ley establece porcentajes máximos de estimación para los rubros de provisión para cuentas incobrables, propiedades planta y equipo e indemnización.

- ***Revelaciones***

  Las revelaciones que utiliza la Compañía de conformidad con la base contable utilizada, difieren de las revelaciones que serían necesarias si los estados financieros fueran preparados de acuerdo con NIIF.

4. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

Efectivo en bancos-	
Banco Industrial, S. A.	Q. 71,767,402
Banco de América Central, S. A.	40,097,130
Banco G & T Continental, S. A.	6,893,815
Banco de Desarrollo Rural, S. A.	5,000
	118,763,347
Equivalentes de efectivo a/	8,013,580
	Q. 126,776,927

a/ Corresponde a un certificado de depósito a plazo fijo mantenido con el Banco G&T Continental, S.A., No. 164567 22 por US$ 1,000,000 con vencimiento el 22 de enero de 2011. Devenga una tasa de interés del 0.5% anual variable pagadero al vencimiento.

5. CUENTAS POR COBRAR

Cuentas por liquidar	Q. 1,820,066
Créditos de vivienda	1,380,633
Anticipos a empleados	5,550
	Q. 3,206,249

6. PROPIEDAD Y EQUIPO - NETO

	Saldo al inicio del año	Movimiento del año		Saldo al final del año
		Altas	Bajas	
Construcciones en proceso:				
Anticipos a proveedores a/	Q. -	Q. 96,186,755	Q. -	Q. 96,186,755
Costos del proyecto TRECSA Guatemala b/	-	14,776,253	-	14,776,253
Anticipos para gestión de servidumbres, estudios de movimientos de tierra e impacto ambiental	-	3,818,942	-	3,818,942
	-	114,781,950	-	114,781,950
Terrenos	-	5,927,209	-	5,927,209
Equipo de cómputo	-	660,509	-	660,509
Mobiliario y equipo de oficina	-	355,629	-	355,629
Herramientas y accesorios	-	3,835	-	3,835
	-	6,927,182	-	6,927,182
Costo total	-	121,729,132	-	121,729,132
Depreciación acumulada	-	(169,271)	-	(169,271)
Valor en libros	Q. -	Q.121,559,861	Q. -	Q. 121,559,861

a/ Corresponde a un anticipo otorgado al proveedor Mitas Energy and Metal Construction Inc. por $ 12,008,374, equivalente a Q. 96,186,755 por el valor del 50% de la orden de compra por la compra de estructuras metálicas para las líneas de transmisión. Este importe está garantizado por una fianza de cumplimiento que el proveedor ha librado a favor de la Compañía. El importe total de la orden de compra es por US$ 24,016,668. Ver Nota 11.

b/ La integración de los gastos del proyecto en proceso de construcción al 31 de diciembre de 2010, es como se muestra a continuación:

Honorarios	Q.	4,787,042
Sueldos personal		4,709,123
Servicios		2,210,856
Prestaciones laborales		1,264,615
Arrendamientos		689,034
Seguro social		600,447
Gastos de viaje		244,231
Seguros y fianzas		238,808
Otros		32,096
	Q.	14,776,253

7. DEPOSITOS EN GARANTÍA

Afianzadora G&T, S. A.	Q.	8,363,538
Inversiones Zeta Mar, S. A.		14,393
Inmobiliaria Mármol, S. A.		5,666
Contempo, S. A.		4,276
	Q.	8,387,873

8. GASTOS DE ORGANIZACIÓN

Desde el inicio de las actividades pre-operativas y hasta el 31 de diciembre de 2010, la Compañía ha incurrido en los gastos siguientes:

Servicios	Q.	951,244
Honorarios		506,824
Otros gastos generales		483,464
Sueldos personal		459,109
Arrendamientos		260,088
Depreciaciones		164,269
Provisión equipo, comedor, cocina y hotel		136,466
Provisión redes, líneas y cables		111,735
Mantenimiento		102,378
Gastos de viaje		91,058
Prestaciones laborales		82,258
Seguro social		54,368
Otros		77,822
	Q.	3,481,082

9. PATRIMONIO

El patrimonio está integrado por la suma del capital social, los aportes para futuras capitalizaciones, la reserva legal y los resultados acumulados de años anteriores y del año actual. Los componentes principales del patrimonio de los accionistas de la Compañía al 31 de diciembre de 2010, eran los siguientes:

a) Capital social

El capital autorizado es de 15,048,000 acciones comunes con valor nominal de Q 100 cada una. Al 31 de diciembre de 2010, el capital pagado estaba conformado como se muestra a continuación:

Nombre del accionista	Número de acciones	Capital pagado
Empresa de Energía de Bogotá, S. A. ESP - EEB	2,576,045	Q. 257,604,500
Edemtec, S. A. de C. V.	80,505	8,050,500
	2,656,550	Q. 265,655,000

b) Reserva legal

Conforme el Código de Comercio de la República de Guatemala, todas las sociedades mercantiles deben separar anualmente como mínimo el 5% de sus utilidades netas, para formar la reserva legal, la cual no puede ser distribuida como dividendos sino hasta la total liquidación de la Compañía. Sin embargo, esta reserva puede capitalizarse cuando sea igual o mayor al 15% del capital pagado al cierre del ejercicio inmediato anterior, sin perjuicio de seguir reservando el 5% mencionado.

10. IMPUESTO SOBRE LA RENTA

El derecho de las autoridades fiscales para efectuar revisiones a los registros contables de la Compañía y demás documentación legal prescribe a los cuatro años a partir de la fecha en que se presentaron las declaraciones de impuestos.

De acuerdo con la Ley del ISR, los dividendos, participación de utilidades y otros beneficios que se paguen o acrediten a empresas no domiciliadas en Guatemala, no están afectos al pago del impuesto, siempre y cuando la Compañía local haya pagado previamente el impuesto, en caso contrario el impuesto será del 10% sobre el monto de tales pagos.

La Ley del ISR establece dos regímenes para pagar el impuesto que son:

a) Régimen general, consiste en aplicar el 5% al total de los ingresos gravados ya sea mediante retención definitiva o mediante pago en las cajas fiscales. La Compañía seleccionó este régimen.

b) Régimen optativo, consiste en aplicar el tipo impositivo del 31% sobre la renta imponible, mediante pagos trimestrales vencidos con una liquidación al final del año.

A continuación se presenta la forma en que se calculó el Impuesto Sobre la Renta correspondiente al año 2010:

Intereses bancarios	Q.	588,739
Intereses y rendimientos de préstamos concedidos		24,843
Otros ingresos		21,745
		635,327
Menos ingresos exentos:		
Intereses de bancos locales		588,739
Renta imponible		46,588
Impuesto sobre la renta 5% de los ingresos brutos		2,329
	Q.	2,329

Las autoridades fiscales no han revisado las declaraciones del impuesto sobre la renta, de la Compañía por los períodos no prescritos. La facultad del fisco para ejercer el derecho de revisión es de cuatro años, según lo establecido en el Código Tributario, Decreto No. 58-96.

11. COMPROMISOS

Los compromisos más importantes contraídos por la Compañía para la construcción del sistema de la red de transmisión de potencia y energía eléctrica adjudicadas son las siguientes:

a. Cartas de crédito emitidas a favor del Ministerio de Energía y Minas – MEM que garantizan el cumplimiento del contrato con los lotes adjudicados:

Entidad Emisora / No.	Monto en US Dólares	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento
Banco G&T Continental, S. A.			
SLC-2010/00003	10,000,000	18-feb-10	22-oct-10
SLC-2010/00004	5,000,000	18-feb-10	22-oct-10
SLC-2010/00005	4,000,000	18-feb-10	22-oct-10
	19,000,000		
Banco Industrial, S. A.			
SED-2010/00008	10,000,000	18-feb-10	22-oct-10
SED-2010/00009	5,000,000	18-feb-10	22-oct-10
SED-2010/00010	4,000,000	18-feb-10	22-oct-10
	19,000,000		

b. Fianzas que a requerimiento del Ministerio de Energía y Minas y las bases de Licitación fueron a emitidas favor de Cesel, S.A., que garantizan el cumplimiento del contrato de supervisión de la construcción de los lotes adjudicados:

Entidad Emisora / No.	Monto en US Dólares	Fecha emisión	Fecha Vencimiento
Afianzadora G&T, S.A.			
D-1C 4420	273,969	23-feb-10	22-oct-13
D-1C 4421	210,838	23-feb-10	22-oct-13
D-1C 4422	105,622	23-feb-10	22-oct-13
D-1C 4423	163,086	23-feb-10	22-oct-13
D-1C 4424	124,642	23-feb-10	22-oct-13
D-1C 4425	165,514	23-feb-10	22-oct-13
	1,043,671		

c. Contratos suscritos:

Nombre del contratista / Breve descripción del contrato	Importe
Mitas Energy and Metal Construction Inc. – OC No. 23 de 2010 emitida por la Compañía el 16 de agosto de 2010 en la cual está comprometida a adquirir estructura metálicas para líneas de transmisión para el proyecto PET-1-2009.	US$ 24,016,668
Midal Cables Company Ltd. – OC 19 de 2010 emitida por la Compañía el 6 de agosto de 2010 en la cual está comprometida a adquirir cable conductor ACAR 500 kcm para el proyecto PET-1-2009	US$ 12,264,310
Albor Asociados, S:A. - Contrato No. 13 para la gestión de servidumbres y afectaciones para el frente 1 suscrito el 7 de septiembre de 2010 con una vigencia de 18 meses	Q. 11,807,900
Semafor – Contrato No. 16 de Gestión y afectación de servidumbres y afectaciones para lote B, suscrito el 18 de noviembre de 2010 y con vigencia de 26 meses.	Q. 7,807,000
Inmobiliaria Serex, S.A.- Contrato No. 15 de Gestión y afectación de servidumbres y afectaciones para lote B, suscrito el 18 de noviembre de 2010 y con vigencia de 24 meses.	Q. 7,608,720
Ingelel Guatemala, S:A. - Contrato NO. 5 para proveer el servicio de transporte de colaboradores de TRECSA para el desarrollo del Proyecto PET suscrito el 22 de julio de 2010 y plazo de 18 meses.	Q. 3,350,000

Nombre del contratista / Breve descripción del contrato		Importe
Fernando Anzueto y Asociados - Contrato No. 12 de consultoría y elaboración de estudios de cambios de uso de la tierra y la realización de gestiones ante el Instituto Nacional de Bosques – INAB para obtener la certificación de las licencias de aprovechamiento forestal para la construcción y operación de las obras de construcción contempladas en el PET – 1-2009, suscrito el 7 de noviembre de 2010 y con vigencia para 7 meses	Q.	1,845,000
Everlife, S.A. – Contratos Nos. 6 y 7 para la elaboración del estudio de evaluación del impacto ambiental para la construcción y operación de los Lotes B y F adjudicados. Los contratos fueron suscritos el 13 de agosto de 2010 y con plazo de 8 meses.	Q.	1,714,416
Geoambiente, S.A. – Contratos Nos. 8 y 9 para la elaboración del estudio de evaluación del impacto ambiental para la construcción y operación de los Lotes D y E adjudicados. Los contratos fueron suscritos el 13 de agosto de 2010 y con plazo de 8 meses.	Q.	1,443,049
Asesoría Basterrechea, S.A. – Contrato No. 10 para la elaboración del estudio de evaluación del impacto ambiental para la construcción y operación del Lote A. El contrato fue suscrito el 1 de agosto de 2010 y con plazo de 8 meses.	Q.	1,075,200
Evinsa, S.A. - Contrato No. 11 para la elaboración del estudio de evaluación del impacto ambiental para la construcción y operación del Lote C. El contrato fue suscrito el 13 de agosto de 2010 y con plazo de 8 meses.	Q.	336,000

12. UNIDAD MONETARIA

La Compañía mantiene sus registros contables en Quetzales (Q.), moneda oficial de la República de Guatemala. Al 31 de diciembre de 2010, su cotización con relación al dólar de los Estados Unidos de América (US$) era de Q. 8.01358 por US$ 1.00.