

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 2013 y
2012 e Informe del Revisor Fiscal. (Para
aprobación de la Asamblea General de
Accionistas)***

INFORME DEL REVISOR FISCAL

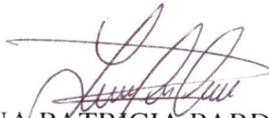
A los accionistas de
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.:

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 2013 y 2012, 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 consolidados 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 2013 y 2012, los resultados consolidados 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 PATRÍCIA PARDO CRUZ
Revisor Fiscal
T.P. 126.127 - T
Designada por Deloitte & Touche Ltda.

27 de febrero 2014.

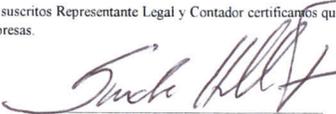
EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

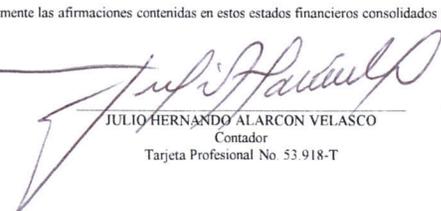
BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012
(En millones de pesos colombianos).

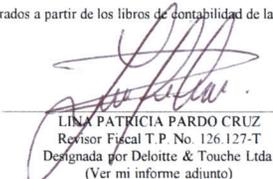
ACTIVOS	2013	2012	PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	2013	2012
ACTIVO CORRIENTE:			PASIVO CORRIENTE:		
Efectivo (Nota 4)	\$ 983.713	\$ 404.512	Obligaciones financieras (Nota 13)	\$ 124.456	\$ 259.393
Inversiones temporales (Nota 5)	672.203	259.406	Operaciones de cobertura (Nota 14)	11.306	-
Deudores (Nota 6)	642.452	577.582	Cuentas por pagar (Nota 15)	318.998	290.553
Inventarios (Nota 7)	100.183	212.426	Obligaciones laborales	25.776	22.762
Gastos pagados por anticipado	7.044	3.778	Recaudos a favor de terceros (Nota 17)	17.159	13.086
Otros activos (Nota 10)	12.979	940	Pasivos estimados y provisiones (Nota 18)	65.259	50.528
			Pensiones de jubilación (Nota 19)	31.091	32.639
			Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota 19)	4.256	4.256
			Otros pasivos (Nota 20)	9.464	502
Total activo corriente	2.418.574	1.458.644	Total pasivo corriente	607.765	673.719
DEUDORES A LARGO PLAZO (Nota 6)	168.782	99.125	PASIVOS A LARGO PLAZO:		
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, Neto (Nota 8)	3.753.482	3.493.970	Obligaciones financieras (Nota 13)	4.194.041	2.944.596
INVERSIONES PERMANENTES (Nota 9)	1.810.915	1.767.332	Operaciones de cobertura (Nota 14)	220.203	240.013
INTANGIBLES, Neto (Nota 11)	2.825.010	2.391.894	Cuentas por pagar (Nota 15)	13.815	70.255
DEPOSITOS ENTREGADOS EN ADMINISTRACIÓN (Nota 12)	173.283	193.855	Pensiones de jubilación (Nota 19)	260.639	272.213
OTROS ACTIVOS, Neto (Nota 10)	312.805	339.593	Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota 19)	37.291	31.263
VALORIZACIONES (Nota 12)	5.348.411	4.945.317	Pasivos estimados y provisiones (Nota 18)	73.243	85.333
Total activos	\$ 16.811.262	\$ 14.689.730	Otros pasivos (Nota 20)	212.203	175.333
CUENTAS DE ORDEN (Nota 29)	\$ 2.490.635	\$ 2.309.805	Total pasivo a largo plazo	5.011.435	3.819.006
			Total pasivos	5.619.200	4.492.725
			INTERES MINORITARIO	1.386.102	1.202.345
			PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS (Nota 22):		
			Capital	492.111	492.111
			Prima en colocación de acciones	837.799	837.799
			Reservas	2.005.303	1.718.207
			Utilidad neta del ejercicio	843.560	690.701
			Superávit donado	6.655	6.655
			Superávit por valorizaciones	4.448.202	4.306.279
			Superávit método de participación	636.763	407.341
			Revalorización del patrimonio	535.567	535.567
			Total patrimonio de los accionistas	9.805.960	8.994.660
			Total pasivos y patrimonio de los accionistas	\$ 16.811.262	\$ 14.689.730
			CUENTAS DE ORDEN (Nota 29)	\$ 2.490.635	\$ 2.309.805

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.


SANDRA STELLA FONSECA ARENAS
Representante Legal


JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 53.918-T


LINA PATRICIA PARDO CRUZ
Revisor Fiscal T.P. No. 126.127-T
Designada por Deloitte & Touche Ltda.
(Ver mi informe adjunto)

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

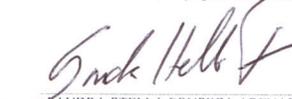
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012

(En millones de pesos colombianos, excepto el número de acciones y el resultado neto por acción).

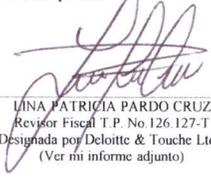
	2013	2012
INGRESOS OPERACIONALES:		
Transmisión de electricidad	\$ 102.361	\$ 102.685
Distribución de electricidad	286.529	283.813
Transporte de gas natural	874.645	702.309
Distribución de gas natural	691.674	494.094
	<u>1.955.209</u>	<u>1.582.901</u>
OTROS INGRESOS (Nota 24)		
Transmisión de electricidad	3.312	2.204
	<u>3.312</u>	<u>2.204</u>
COSTOS DE VENTAS (Nota 23):		
Transmisión de electricidad	(47.384)	(45.422)
Distribución de electricidad	(215.488)	(201.249)
Transporte de gas natural	(271.508)	(252.521)
Distribución de gas natural	(509.628)	(324.488)
	<u>(1.044.008)</u>	<u>(823.680)</u>
Utilidad bruta	<u>914.513</u>	<u>761.425</u>
GASTOS OPERACIONALES		
Transmisión de energía	(31.582)	(7.455)
Distribución de energía	(35.592)	(39.607)
Transporte de gas natural	(111.520)	(52.209)
Distribución de gas natural	(127.854)	(103.636)
	<u>(306.548)</u>	<u>(202.907)</u>
Utilidad operacional	<u>607.965</u>	<u>558.518</u>
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES		
Ingresos financieros (Nota 27)	932.787	591.465
Diferencia en cambio	(219.917)	219.365
Gastos no operacionales (Nota 25)	(117.486)	(146.716)
Provisión, agotamiento, depreciación y amortización (Nota 26)	(39.599)	(21.839)
Gastos financieros (Nota 28)	(231.251)	(381.041)
Otros gastos	(14.896)	(11.234)
Otros ingresos (Nota 24)	117.966	73.172
	<u>427.604</u>	<u>323.172</u>
Utilidad antes de impuesto sobre la renta e interés minoritario	1.035.569	881.690
IMPUESTO SOBRE LA RENTA (Nota 21)	<u>(127.849)</u>	<u>(74.432)</u>
Utilidad antes de interés minoritario	907.720	807.258
INTERÉS MINORITARIO	<u>(64.160)</u>	<u>(116.557)</u>
UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO	<u>\$ 843.560</u>	<u>\$ 690.701</u>
NÚMERO DE ACCIONES	<u>9.181.177.017</u>	<u>9.181.177.017</u>
UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO POR ACCIÓN	<u>\$ 91,88</u>	<u>\$ 75,23</u>

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de las Empresas.


SANDRA STELLA FONSECA ARENAS
Representante Legal


JULIO HERNANDO ALARCON
Contador
Tarjeta Profesional No. 53.918-T


LINA PATRICIA PARDO CRUZ
Revisor Fiscal T.P. No.126.127-T
Designada por Deloitte & Touche Ltda.
(Ver mi informe adjunto)

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS
 POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 y 2012
 (En millones de pesos colombianos).

	Reservas								Resultado neto del periodo	Resultados de ejercicios anteriores	Superávit donado	Superávit por valorizaciones	Superávit método de participación	Revalorización del patrimonio	Total patrimonio de los accionistas
	Capital	Prima en colocación de acciones	Legal	Para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas	Reserva método de participación sociedades Decreto 2336/95	Reserva ocasional Art. 130	Ocasionales	Total							
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	492.111	837.799	332.495	125.696	682.249	18.090	574.347	1.732.877	305.294	-	6.655	4.021.451	382.197	535.567	8.313.951
Apropiaciones	-	-	-	-	65.371	6.363	19.015	90.749	(305.294)	214.545	-	-	-	-	-
Liberación de reservas	-	-	-	-	-	-	(105.419)	(105.419)	-	105.419	-	-	-	-	-
Actualización valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	284.828	25.144	-	309.972
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(319.964)	-	-	-	-	(319.964)
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	690.701	-	-	-	-	-	690.701
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012	492.111	837.799	332.495	125.696	747.620	24.453	487.943	1.718.207	690.701	-	6.655	4.306.279	407.341	535.567	8.994.660
Apropiaciones	-	-	-	-	239.534	6.754	40.808	287.096	(690.701)	403.605	-	-	-	-	-
Actualización valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	141.923	229.422	-	371.345
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(403.605)	-	-	-	-	(403.605)
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	843.560	-	-	-	-	-	843.560
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013	\$ 492.111	\$ 837.799	\$ 332.495	\$ 125.696	\$ 987.154	\$ 31.207	\$ 528.751	\$ 2.005.303	\$ 843.560	\$ -	\$ 6.655	\$ 4.448.202	\$ 636.763	\$ 535.567	\$ 9.805.960

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.


 SANDRA STELLA FONSECA ARENAS
 Representante legal


 JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
 Contador
 Tarjeta Profesional No. 53.918-T


 LINA PATRICIA PARDO CRUZ
 Revisor Fiscal T.P. 126.127-T
 Designada por Deloitte & Touche Ltda
 (Ver mi informe adjunto)

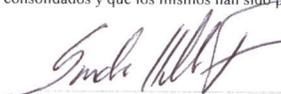
EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

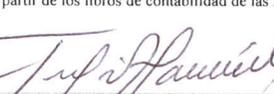
**ESTADOS DE CAMBIOS EN LA SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 y 2012
(En millones de pesos colombianos).**

	2013	2012
CAPITAL DE TRABAJO OBTENIDO DE:		
Utilidad neta del ejercicio	\$ 843.560	\$ 690.701
Partidas que no requirieron capital de trabajo:		
Depreciaciones y amortizaciones	207.241	225.571
Diferencia en cambio	(24.848)	(194.765)
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(4.087)	(18.191)
Recuperaciones y provisiones	3.877	(3.557)
Pensiones de jubilación y beneficios complementarios	(3.304)	(14.336)
Utilidad en venta de activos fijos	(1.678)	(2.149)
Impuesto diferido	31.070	6.485
Amortización impuesto al patrimonio	37.597	37.597
Pérdida en valoración operaciones de cobertura	13.077	56.733
Interés minoritario	(64.160)	116.557
Capital de trabajo obtenido de las operaciones	1.038.345	900.646
Disminución cuentas por cobrar	-	25.991
Disminución en inversiones permanentes	-	253.969
Disminución de intangibles	-	180.389
Disminución depósitos entregados en administración	20.353	7.292
Aumento de la deuda	1.216.558	99.139
Aumento obligaciones laborales	17.753	-
Aumento del interés minoritario	216.168	-
Total capital de trabajo obtenido	2.509.177	1.467.426
CAPITAL DE TRABAJO UTILIZADO EN:		
Aumento cuentas por cobrar	(65.351)	-
Aumento de inversiones permanentes	(18.707)	-
Aumento de activos fijos	(441.165)	(1.231.435)
Aumento intangibles	(480.929)	-
Aumento en otros activos	(10.806)	(20.195)
Disminución cuentas por pagar	(56.440)	(43.105)
Disminución pasivos estimados y provisiones	(12.090)	(8.137)
Disminución otros pasivos	5.800	(8.888)
Disminución interés minoritario	-	(2.254)
Dividendos decretados	(403.605)	(319.964)
Total capital de trabajo utilizado	(1.483.293)	(1.633.978)
AUMENTO (DISMINUCION) EN EL CAPITAL DE TRABAJO	\$ 1.025.884	\$ (166.552)
CAMBIOS NETOS EN LOS COMPONENTES DEL CAPITAL DE TRABAJO:		
Efectivo	\$ 579.201	\$ (382.358)
Inversiones temporales	412.797	93.017
Deudores	64.870	68.820
Inventarios	(112.243)	108.643
Gastos pagados por anticipado	3.266	35
Otros activos	12.039	(3.019)
Obligaciones financieras	123.631	28.416
Cuentas por pagar	(28.445)	(69.897)
Obligaciones laborales	(3.014)	(3.529)
Recaudos a favor de terceros	(4.073)	(1.506)
Pasivos estimados y provisiones	(14.731)	(4.942)
Pensiones de jubilación	1.548	(103)
Otros pasivos	(8.962)	(129)
AUMENTO (DISMINUCIÓN) EN EL CAPITAL DE TRABAJO	\$ 1.025.884	\$ (166.552)

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.


SANDRA STELLA FONSECA ARENAS
Representa Legal


JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 53918-T


LINA PATRICIA PARDO CURZ
Revisor Fiscal T.P. No 126.127-T
Designada por Deloitte & Touche Ltda.
(Ver mi informe adjunto)

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 2013 y 2012
(En millones de pesos colombianos).**

	2013	2012
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Utilidad neta del ejercicio	\$ 843.560	\$ 690.701
Ajustes para conciliar el resultado neto del ejercicio con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciaciones y amortizaciones	209.448	227.387
Diferencia en cambio	220.696	(219.822)
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(4.087)	(18.191)
Recuperaciones y provisiones	17.628	12.249
Pensiones de jubilación y beneficios complementarios	(10.564)	(14.233)
Utilidad en venta de activos fijos	(1.678)	(2.149)
Amortización impuesto al patrimonio	37.597	37.597
Impuesto diferido	31.070	6.485
Pérdida en operaciones de cobertura	13.077	56.733
Interés minoritario	(64.160)	116.557
	<u>1.292.587</u>	<u>893.314</u>
Cambios en activos y pasivos de operación, neto		
Deudores	(147.811)	(38.240)
Inventarios	110.545	(109.124)
Gastos pagados por anticipado	(3.266)	(35)
Otros activos	(25.053)	(18.993)
Depósitos entregados en administración	20.353	7.292
Cuentas por pagar	(31.009)	27.267
Obligaciones laborales	19.219	3.529
Recaudos a favor de terceros	4.073	1.506
Pasivos estimados y provisiones	3.859	(3.195)
Otros pasivos	14.762	(8.759)
Disminución del interés minoritario	216.168	(2.254)
	<u>1.474.427</u>	<u>752.308</u>
Fondos netos provistos por las actividades de operación		
	<u>1.474.427</u>	<u>752.308</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Aumento de activos fijos	(441.165)	(1.231.436)
Aumento intangibles	(480.929)	180.389
Aumento Inversiones	(429.641)	161.583
	<u>(1.351.735)</u>	<u>(889.464)</u>
Fondos usados en provistos por las actividades de inversión		
	<u>(1.351.735)</u>	<u>(889.464)</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Aumento de la deuda	860.114	74.762
Dividendos decretados	(403.605)	(319.964)
	<u>456.509</u>	<u>(245.202)</u>
Fondos netos provistos por (usados en) las actividades de financiación		
	<u>456.509</u>	<u>(245.202)</u>
CAMBIOS NETOS EN EL EFECTIVO	579.201	(382.358)
EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	<u>404.512</u>	<u>786.870</u>
EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	<u>\$ 983.713</u>	<u>\$ 404.512</u>

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de las Empresas.


 SANDRA STELLA FONSECA ARENA
 Representante Legal


 JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
 Contador
 Tarjeta Profesional No. 53.918-T


 LINA PATRICIA PARDO CRUZ
 Revisor Fiscal T.P. No. 126-127-T
 Designada por Deloitte & Touche Ltda.
 (Ver mi informe adjunto)

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012

(En millones de pesos colombianos, excepto cuando se indique lo contrario).

1. ENTES ECONÓMICOS Y OPERACIONES

Casa Matriz – De conformidad con la Ley 142 de 1994 y el Acuerdo 01 de 1996 del Concejo Distrital, el 31 de mayo de 1996 la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. se transformó de Empresa industrial y comercial del estado del orden distrital a una sociedad por acciones. La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (en adelante “EEB” o la “Empresa”) transformada en Empresa de servicios públicos bajo la Ley 142 de 1994 continuó dedicada a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía. El término de la duración legal de la Empresa es indefinido.

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.

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. Todas las obligaciones entre las partes quedaron consignadas en los Acuerdos Marco de Inversión que regulan las relaciones entre los accionistas y todos los acuerdos para la constitución y el desarrollo operativo de las Compañías.

Proceso de compra de activos de Ecogás – Mediante el Decreto 1404 de mayo de 2005, el Gobierno Nacional aprobó el programa de enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de la Empresa Colombiana de Gas (en adelante Ecogás), relacionados con el transporte de gas natural, su operación y explotación, mediante la constitución por suscripción sucesiva de acciones de la sociedad Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P. 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 13).

El 16 de febrero de 2007 fue celebrada la Asamblea General de Accionistas, en la que se formalizó la constitución de TGI, la cual se llevó a cabo en la ciudad de Bucaramanga.

Emisión de Acciones - El 9 de agosto de 2011 la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas No.60, autorizó la emisión de acciones hasta por \$1 billón de pesos, y ordenó a la administración adelantar los trámites de ley para realizar la emisión de las nuevas acciones. El 29 de septiembre de 2011 la Junta Directiva en su sesión No. 1481 aprobó el reglamento de emisión y colocación de acciones y el 6 de octubre de 2011 se publicó el aviso de oferta pública de emisión y colocación. El proceso de emisión de acciones finalizó el 2 de noviembre de 2011 con la adjudicación de 594.020.517 acciones ordinarias por un monto total de colocación de \$772.226 millones. El valor por acción fue de \$1.300 con un valor nominal de \$53,60 por cada una.

Emisión de bonos – El 7 de octubre de 2011 en la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas No. 61, autorizó realizar la emisión de bonos bajo la regla 144A Regulación S, para ejercer el call del bono emitido por EEB International Ltd. en octubre de 2007, por un monto de USD\$610 millones sin incrementar el endeudamiento externo de la Empresa.

El 3 de noviembre de 2011 la Empresa realizó la colocación de los bonos en el mercado internacional por USD\$610 millones, a una tasa de 6,125% SV y un plazo de 10 años.

El 6 de diciembre de 2011 a través de su filial EEB International Ltd., utilizó la opción de recompra de bonos por USD\$610 millones los cuales habían sido emitidos en octubre de 2007 con un plazo de 10 años y una tasa de interés de 8,75% SV.

En noviembre 15 y 27 de 2013 la Empresa realizó la reapertura de la emisión de bonos por USD\$112 y USD\$27 millones, a una tasa del 6,125% SV con el mismo vencimiento de la emisión inicial, en estas reaperturas se presentaron primas por un valor de USD\$1.960.000 y USD\$472.500, respectivamente.

Empresas filiales y subsidiarias -

EEB International Ltd. – Fue constituida en Islas Cayman con el propósito de servir de vehículo de inversión para llevar a cabo la emisión de bonos en los mercados internacionales de capital.

Transportadora de Gas Internacional 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. – Fue constituida en Islas Cayman con el propósito de servir de vehículo de inversión para llevar a cabo la emisión de bonos en los mercados internacionales de capital.

Contugás 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 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%. Al 31 de diciembre de 2013 se han capitalizado USD\$97,900,000 (EEB USD\$73,425,000 – TGI USD\$24,475,000).

Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. (en adelante DECSA) - El 11 de febrero de 2009 se constituyó la Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca 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, 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.

Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. (en adelante EEC) – 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.

Transportadora de Energía de Centroamérica S.A. (en adelante TRECSA) - Empresa dedicada al transporte de energía eléctrica. Constituida el 8 de febrero de 2010 como adjudicataria de la Licitación PET-1-2009 en Guatemala, para la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica en este país. Al 31 de diciembre de 2013 EEB ha realizado capitalizaciones por USD\$168,942,517 y posee una participación accionaria del 95,29% en esta compañía.

EEB Perú Holdings Ltd. - El 19 de enero de 2011 la Empresa suscribió un acuerdo para la compra de las inversiones que posee el Fondo Ashmore en Gas Natural de Lima y Callao S.A. en adelante Calidda (Perú).

EEB adquirió la compañía AEI Perú Holdings Ltd. (hoy EEB Perú Holdings Ltd.), que posee el 60% de las acciones de Calidda. El cierre de la operación de compra de Calidda se realizó el 14 de febrero de 2011, con un pago efectuado por EEB por USD\$111,240,000. Al 31 de diciembre de 2013 se han efectuado capitalizaciones por USD\$36,000,000.

Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Calidda) – Fue constituida en Lima, Perú, el 8 de febrero de 2002 y se dedica a la distribución y comercialización de gas natural en el departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao.

EEB Ingeniería y Servicios S.A. (EEBIS Guatemala) – Fue constituida en Guatemala el 7 de abril de 2011 y se dedica a la prestación de servicios de consultoría en proyectos de electricidad. Al 31 de diciembre de 2013, EEB ha efectuado capitalizaciones por USD\$1,020,654.

EEBGAS Ltd. – Se constituyó en mayo de 2012 aportando los activos, pasivos y patrimonio poseídos en AEI Promigás Ltd., AEI Promigás Holdings Ltd. y AEI Promigás Investments Ltd.

EEB GAS S.A.S. – Fue constituida en Colombia el 12 de octubre de 2012 como una sociedad por acciones simplificada, con un capital autorizado de \$5, cuyo fin era fusionarse con EEBGAS Ltd. y nacionalizar la inversión en PROMIGÁS S.A. E.S.P. El 21 de febrero de 2013 se protocolizó la fusión en la cual EEBGAS Ltd. fue absorbida por EEB GAS S.A.S., fue registrada en la Cámara de Comercio bajo el No. 01707705.

EEB ENERGY Re Ltd. – Fue constituida el 7 de enero de 2013 y tiene como objeto servir de instrumento de transferencia al mercado asegurador, de los riesgos de las empresas que conforman el Grupo Energía de Bogotá, tanto en Colombia como en el exterior.

EEB Ingeniería y Servicios Perú S.A.C. (EEBIS Perú) – Fue constituida en Lima, Perú el 25 de junio de 2013 y se dedica a la prestación de servicios complementarios en los sectores de hidrocarburos y/o transporte de hidrocarburos por ductos, así como distribución de gas natural y transmisión de energía eléctrica en el Perú.

Principales contratos

TGI - Contratos BOMT's (Build, Operate, Maintain and Transfer / Construcción, operación, mantenimiento y transferencia) – 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 (1)	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 las opciones de compra de los gasoductos BOMT; Boyacá Santander el 21 de octubre de 2009 por US\$542,501 y Ballena – Barrancabermeja el 24 de febrero de 2011 por US\$2.195,818.

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.

Proyectos de expansión TGI – La Empresa efectuó un programa de inversiones de expansión para incrementar la capacidad de transporte de gas en los tramos Ballena- Barrancabermeja y Cusiana.

Actualmente está en desarrollo la ampliación de la subestación compresora de la Sabana, la cual permitirá aumentar la capacidad de transporte en La Sabana de Bogotá en 180 MPCD (Millones de pies cúbicos por día), pasando de una capacidad actual de 210 MPCD a 390 MPCD. El proyecto se construirá con nueva tecnología en las compresoras, permitiendo un ahorro en el consumo de combustible y menores emisiones de contaminantes en el ambiente.

TRECSA - Contrato de ejecución de obras de Transmisión – Para realizar sus operaciones la Compañía suscribió el 22 de febrero de 2010 un Contrato de autorización de las obras de transmisión, que le fueron adjudicados como resultado del proceso de licitación abierta para la prestación del servicio de transporte de Energía Eléctrica. El proyecto consiste en 6 lotes distribuidos a lo largo del territorio Guatemalteco, construyendo un total de 845 kms de líneas de 230 Kv y 24 obras entre las que se incluyen ampliaciones y construcción de nuevas subestaciones.

Contugas - Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica (en adelante contrato BOOT) – 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.(hoy Transportadora de Gas Internacional S.A. ESP)., en su calidad de operador calificado, el denominado “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.

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La EEB y sus filiales en Colombia se rigen principalmente por la Ley 142 de 1994 o Estatuto de Servicios Públicos, y la Ley 143 de 1994, 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.

Las filiales en Perú se rigen por la Ley Orgánica de Hidrocarburos N°26221, promulgada el 19 de agosto de 1993 y la Ley de Promoción de Desarrollo de la Industria del Gas Natural N°27133, promulgada el 18 de noviembre de 1999, y su reglamento aprobado mediante D.S. 040-99-EM, el cual establece las condiciones para la promoción del desarrollo de la industria del gas natural. Por otra parte, son supervisadas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN, el cual vela por la calidad y eficiencia del servicio brindado y fiscaliza el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesión, así como de los dispositivos legales y normas técnicas vigentes.

Las filiales en Guatemala están regidas por el Marco Legal definido en la Ley General de Electricidad (Decreto 93-96 del Congreso de Guatemala) promulgada el 15 de noviembre de 1996, el Reglamento de la Ley General de Electricidad (Acuerdo 256-97 del 2 de abril de 1997, reformado por Acuerdo 68-2007) y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista – AMM - (Acuerdo 299-98 del 1 de junio de 1998, reformado por Acuerdo 69-2007).

El Ministerio de Energía y Minas -MEM- es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes del Estado, programas indicativos relativos al Subsector Eléctrico y aplicar la Ley y su Reglamento.

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 Sistema Unificado de Costos y Gastos por actividades expedido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios 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.

Para efectos de la preparación y presentación de los estados financieros consolidados, se requiere que la información financiera reportada por las empresas del exterior sea homologada a los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados aplicados por la casa Matriz ubicada en Colombia.

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 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 son de base para la distribución de utilidades. Los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 incluyen los estados financieros de:

	Porcentaje de Participación	Fecha adquisición
TGI S.A. E.S.P. y filial	68,05%	Febrero 2007
EEB International Ltd.	100%	Junio 2008
Contugás S.A.C.	100%	Febrero 2009
DECSA E.S.P. y filial	51%	Febrero 2009
Trecca S.A.	95,29%	Febrero 2010
EEB Perú Holdings Ltd. y filial	60%	Febrero 2011
EEBIS Guatemala S.A.	100%	Abril 2011
EEB GAS S.A.S.	100%	Octubre 2012
EEB Energy Re. Ltd.	100%	Enero 2013
EEBIS Perú S.A.C.	99,50%	Junio 2013

La información de los balances generales a 31 de diciembre de 2013 de los estados de resultados de las filiales es como se detalla a continuación:

	Activo	Pasivo	Patrimonio	Ingresos de operación	Resultado neto
EEB S.A. E.S.P.	11.867.211	2.061.251	9.805.960	105.672	843.560
TGI S.A. E.S.P. y filial	5.739.840	2.700.529	3.039.311	874.645	130.067
EEB International Ltd.	2	-	2	-	-
DECSA E.S.P. y filial	602.065	295.134	306.931	286.529	17.278
Contugás S.A.C.	674.538	545.387	129.151	5.727	(39.019)
Trecca S.A.	566.424	249.586	316.838	-	(12.239)
EEB Perú Holdings Ltd. y filial	1.309.345	962.879	346.466	685.947	17.565
EEBIS Guatemala S.A.	56.954	55.744	1.210	-	(571)

	Activo	Pasivo	Patrimonio	Ingresos de operación	Resultado neto
EEB GAS S.A.S.	589.757	1.001	588.756	-	50.420
EEB Energy Re. Ltd.	7.674	6.419	1.255	-	994
EEBIS Perú S.A.C.	3	83	(80)	-	(79)

La información de los balances generales a 31 de diciembre de 2012 de los estados de resultados de las filiales es como se detalla a continuación:

	Activo	Pasivo	Patrimonio	Ingresos de operación	Resultado neto
EEB S.A. E.S.P.	10.777.728	1.783.068	8.994.660	102.685	690.701
TGI S.A. E.S.P. y filial	5.087.324	2.467.175	2.620.149	702.309	247.680
EEB International Ltd.	2	-	2	-	-
DECSA E.S.P. y filial	549.094	248.244	300.850	283.813	23.977
Contugás S.A.C.	389.637	234.200	155.437	1.429	(12.843)
Trecca S.A.	317.157	35.279	281.878	-	(159)
EEB Perú Holdings Ltd. y filial	870.435	595.641	274.794	492.665	34.167
EEBIS Guatemala S.A.	374	4	370	-	(89)
EEBGAS Ltd.	554.451	-	554.451	-	24.595
EEB GAS S.A.S.	5	-	5	-	-

A continuación se detalla al 31 de diciembre de 2013 el efecto de los estados financieros consolidados frente a los de la casa matriz:

	EEB (Casa Matriz)	Consolidado Grupo EEB
Activo	\$ 11.867.211	\$ 16.811.262
Pasivo	2.061.251	7.005.302
Patrimonio	9.805.960	9.805.960
Resultado neto	843.560	843.560
Interés minoritario balance	-	1.386.102
Interés minoritario resultados	-	64.160

A continuación se detalla al 31 de diciembre de 2012 el efecto de los estados financieros consolidados frente a los de la casa matriz:

	EEB (Casa Matriz)	Consolidado Grupo EEB
Activo	\$ 10.777.728	\$ 14.689.730
Pasivo	1.783.068	5.695.070
Patrimonio	8.994.660	8.994.660
Resultado neto	690.701	690.701
Interés minoritario balance	-	1.202.345
Interés minoritario resultados	-	116.557

EEB (Casa Matriz)	Consolidado Grupo EEB
------------------------------	----------------------------------

El detalle del interés minoritario de los accionistas al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

	% 31 de diciembre de 2013	% 31 de diciembre de 2012	31 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2012
TGI S.A. E.S.P.	31,95%	31,95%	\$ 971.088	\$ 837.162
DECSA S.A. E.S.P. y filial	49,00%	49,00%	213.587	209.120
Trecca S.A. E.S.P.	4,71%	4,56%	14.931	12.851
EEB Perú Holdings Ltd. y filial	40,00%	40,00%	186.496	143.212
			\$ 1.386.102	\$ 1.202.345

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. 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 en el proceso de conversión es el peso colombiano.
- c. *Período contable* - Los estados financieros consolidados de propósito general se preparan una vez al año, al 31 de diciembre.
- d. *Materialidad* - Los estados financieros consolidados y sus 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 la Superintendencia Financiera de Colombia (\$1.926,83 y \$1.768,23 por USD\$1 al 31 de diciembre de 2013 y 2012 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.
- g. *Provisión para deudores* – Representa la cantidad estimada necesaria para suministrar una protección adecuada contra pérdidas en créditos normales.
- h. *Inventarios* - Se registran al costo promedio o a su valor neto de realización, el menor.
- i. *Propiedades, planta y equipo* –

EEB y EEC - Se contabilizan al costo y se ajustaban por inflación hasta el 2001.

TGI – 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. Las propiedades, planta y equipo, adquiridas posteriormente, se contabiliza al costo de adquisición. Los activos recibidos de Transcogás por efecto de la fusión, se contabilizan al costo y se ajustaron por inflación hasta el 2005.

Las propiedades, planta y equipo se deprecian en línea recta de acuerdo con las siguientes tasas promedio anuales de depreciación, que están en función de los beneficios futuros:

	EEB	TGI	DECSA- EEC	EEB PERU- CALIDDA
Edificaciones	2%	2% a 6,67%	2%	-
Gasoductos	-	1,37% a 50%	-	3,3% a 10%
Plantas y subestaciones	4% a 10%	0,83% a 50%	6,66%	-
Redes, líneas y cables	2% a 4%	-	4%	-
Maquinaria y equipo	6,60%	2,13% a 20%	6,66%	10%
Equipo científico	10%	-	-	-
Muebles y enseres	10%	4,35% a 100%	10%	10%
Equipo de comunicación	10%	2,04% a 50%	10%	-
Equipo de computación	20%	5,56% a 100%	20%	25%
Equipo de transporte	20%	5%	10%	20%
Otros equipos menores	10%	20% a 50%	-	10%

Las mejoras importantes a los activos se capitalizan y los gastos de mantenimiento que no prolongan la vida útil o no mejoran la productividad y eficiencia de los activos se cargan a gastos en la medida que se incurren.

- j. *Valorizaciones* –

De propiedades, planta y equipo - Corresponden a las diferencias existentes entre el valor de los avalúos técnicos y el valor neto 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 las propiedades, planta y equipo se realiza como mínimo 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.

- k. *Inversiones permanentes* –Las inversiones permanentes de renta variable de Empresa 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.

l. *Otros activos* –

Diferidos – Corresponde principalmente a los costos incurridos en la compra de software y estudios y proyectos, los cuales se amortizan en línea recta por un período de cinco y veinte años, respectivamente, adicionalmente incluye el saldo por amortizar del impuesto al patrimonio de las Empresas colombianas.

Intangibles –

Crédito mercantil - 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 de veinte años por el método de línea recta.

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 de Ecogás. 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 del gasoducto así:

Contrato BOMT	Tasa anual	Periodo
Contrato BOMT Transgás (Gasoducto Mariquita – Cali)	1,81%	55 años

Una vez se ejerza la transferencia del gasoducto, el valor a capitalizar como activos fijos, será el costo neto del derecho menos la amortización acumulada y provisiones.

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 Transgás (Gasoducto Mariquita – Cali)	9,61%	10,4 años

Valorizaciones y Provisiones 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.

Servidumbres - Se amortizan durante la vida útil estimada de los gasoductos en un período de 65 años (1,54% anual).

- m. *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.
- 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 EEB y EEC, se hacen con base en estudios actuariales ceñidos a las normas legales. Los incrementos o disminuciones en la obligación actuarial son cargados directamente a resultados.
- o. *Beneficios complementarios* – EEB y EEC registran el pasivo y sus actualizaciones por beneficios complementarios a pensiones de jubilación, tales como servicio médico, educación y energía, según corresponda, 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. *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 cánones de arrendamiento causado, sin que deba reconocer el activo con su correspondiente obligación, de conformidad con el numeral 1 Art 127-1 del Estatuto Tributario.
- 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. *Depósitos entregados en administración* - 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.
- s. *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 de gas, contribución de industrias y la cuota de fomento.
- t. *Provisión para impuesto de renta y complementarios* – La Empresa determina la provisión para impuesto sobre la renta y complementarios con base en la utilidad gravable, estimada a tasas especificadas en la ley de impuestos; y el impuesto sobre la renta para la equidad (CREE) con base en la utilidad gravable; además, registra como impuesto de renta diferido el efecto de las diferencias temporales entre libros e impuestos en el tratamiento de ciertas partidas, siempre que exista una expectativa razonable que tales diferencias se revertirán.
- u. *Impuesto al patrimonio* – De acuerdo con lo establecido por la Ley que regula los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia y las alternativas de registro contable allí establecidas, las empresas en Colombia optaron por causar la totalidad del impuesto al patrimonio y su sobretasa, con cargo a un activo diferido, el cual se amortiza contra resultados anualmente durante cuatro años por el valor de las cuotas exigibles en el respectivo período.
- v. *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.
- w. *Reconocimiento de ingresos, costos y gastos* – Los ingresos operacionales se reconocen en el período cuando se prestan los servicios. Los costos y gastos se registran con base en su causación.

- x. *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. Aun cuando pueden llegar a diferir de su efecto final, la Administración considera que las estimaciones y supuestos utilizados fueron los adecuados en las circunstancias.
- y. *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.
- z. *Estado de flujos de efectivo* - Los estados de flujos de efectivo se han preparado de acuerdo al método indirecto.

Convergencia a Normas Internacionales de Información Financiera - De conformidad con lo previsto en la Ley 1314 de 2009 y el decreto reglamentario 2784 de diciembre de 2012, la Empresa está obligada a iniciar el proceso de convergencia de los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS por sus siglas en inglés). Para este propósito, el Consejo Técnico de la Contaduría Pública emitió el Direccionamiento Estratégico clasificando las compañías en tres grupos, de los cuales la Empresa pertenece al Grupo 1, cuyo periodo obligatorio de transición comienza el 1 de enero de 2014 y la emisión de los primeros estados financieros comparativos bajo NIIF será al 31 de diciembre de 2015.

4. EFECTIVO

	2013	2012
Caja	\$ 79	\$ 106
Bancos	975.882	397.292
Fondos especiales (1)	<u>7.752</u>	<u>7.114</u>
	<u>\$ 983.713</u>	<u>\$ 404.512</u>

- (1) **Fondos restringidos** – Corresponden principalmente a efectivo disponible 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 2013 asciende a USD\$4,023,125 (USD\$4,023,325 a diciembre 31 de 2012).

5. INVERSIONES TEMPORALES

Certificados de depósito a término (1)	\$ 453.209	\$ 128.922
Bonos y títulos	53.370	51.313
Derechos fiduciarios	<u>165.624</u>	<u>79.171</u>
	<u>\$ 672.203</u>	<u>\$ 259.406</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, corresponde a:

	2013	2012
Depósitos en pesos colombianos	\$ 313.593	\$ 104.441
Depósitos en moneda extranjera	<u>139.616</u>	<u>24.481</u>
	<u>\$ 453.209</u>	<u>\$ 128.922</u>

6. DEUDORES

Prestación de servicios	\$ 320.720	\$ 268.782
Cuentas por cobrar a vinculados (Nota 16)	170.899	158.714
Avances y anticipos entregados (1)	107.026	98.152
Anticipos de impuestos y contribuciones (2)	120.244	73.823
Depósitos entregados (3)	59.606	55.063
Otros deudores (4)	123.362	107.434
Deudas de difícil cobro	<u>760</u>	<u>760</u>
Subtotal	902.617	762.728
Menos – Provisión para deudas de dudoso recaudo	<u>(91.383)</u>	<u>(86.021)</u>
	811.234	676.707
Menos – Cuentas por cobrar a largo plazo	<u>(168.782)</u>	<u>(99.125)</u>
	<u>\$ 642.452</u>	<u>\$ 577.582</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2013 corresponde principalmente a los anticipos sobre contratos entregados por TGI \$13.886, TRECSA a contratistas por \$46.625 para la ejecución de obras del proyecto Guatemala, CONTUGAS por \$13.934 para obras relacionadas con la construcción de la concesión y avances a proveedores para los proyectos Armenia, Tesalia, Alférez y Chivor de EEB por \$29.176. Al 31 de diciembre de 2012 corresponde principalmente a los anticipos sobre contratos entregados por TGI \$10.785, TRECSA a contratistas por \$73.788 para la ejecución de obras del proyecto Guatemala y avances a proveedores para los proyectos Armenia, Tesalia, Alférez de EEB por \$10.320.

(2) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponde a:

Saldos a favor impuesto sobre las ventas (a)	\$ 93.062	\$ 61.676
Saldos a favor de liquidaciones privadas	24.222	9.875
Anticipos industria y comercio	416	396
Otros	<u>2.544</u>	<u>1.876</u>
	<u>\$ 120.244</u>	<u>\$ 73.823</u>

(a) Al 31 de diciembre de 2013 corresponde principalmente a los saldos a favor del impuesto general de ventas (en adelante IGV) generado en Calidda por \$31.855, Contugas por \$25.366 y Trecca por \$34.833, el cual se genera por la adquisición de bienes y servicios que serán compensados con futuras facturaciones gravadas. Al 31 de diciembre de 2012 corresponde a los saldos a favor del IGV generado en Calidda por \$26.946, Contugas por \$13.196 y Trecca por \$21.534.

(3) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 el saldos de depósitos entregados corresponde a:

	2013	2012
Depósitos judiciales	\$ 51.412	\$ 28.125
Cuentas recaudadoras (a)	-	20.809
Depósitos en garantía	2.241	1.935
Derechos en Fideicomisos	4.142	4.194
Fondos retenidos	<u>1.811</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 59.606</u>	<u>\$ 55.063</u>

(a) Para el año 2012 como garantía del crédito sindicado que tenía Calidda con el ICF, IFC y CAF, se poseía un fideicomiso de flujo donde se canalizaban todas las cobranzas por concepto de servicios de distribución de gas natural. Para el año 2013 el crédito sindicado fue cancelado y dicha garantía fue liquidada.

(4) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 el saldo de otros deudores corresponde a:

Cuotas partes pensionales	\$ 19.785	\$ 18.110
Compartibilidad pensional	15.434	15.377
Venta de activos	112	106
Préstamos a empleados	33.694	23.932
Instalaciones internas por cobrar	45.820	32.563
Reclamaciones	49	11.494
Otros deudores	<u>8.468</u>	<u>5.852</u>
	<u>\$ 123.362</u>	<u>\$ 107.434</u>

El detalle de la provisión de cartera es el siguiente:

Saldo inicial	\$ 86.021	\$ 73.496
Ajuste provisión – resultado del ejercicio	7.441	15.485
Recuperaciones	(616)	(2.190)
Castigos	<u>(1.463)</u>	<u>(770)</u>
Saldo final	<u>\$ 91.383</u>	<u>\$ 86.021</u>

7. INVENTARIOS

Almacenes (1)	\$ 102.212	\$ 210.395
Inventario en poder de terceros	190	106
Inventario en tránsito	2.338	4.818
Menos – Provisión para inventarios	<u>(4.557)</u>	<u>(2.893)</u>
	<u>\$ 100.183</u>	<u>\$ 212.426</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponde al inventario de materiales distribuidos de la siguiente manera: Calidda por \$39.400 y \$32.069, TGI por \$32.806 y \$31.481, Trecca por \$0 y \$125.201, EEB por \$9.694 y \$10.651, Contugás por \$13.559 y \$ 6.262 y EEC \$6.753 y \$4.731, respectivamente.

El movimiento de la provisión de inventarios es el siguiente:

	2013	2012
Saldo inicial	\$ 2.893	\$ 3.131
Ajuste provisión- resultado del ejercicio	1.715	487
Recuperaciones	<u>(51)</u>	<u>(725)</u>
Saldo final	<u>\$ 4.557</u>	<u>\$ 2.893</u>

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO

Al 31 de diciembre de 2013, los siguientes son los valores de propiedades, planta y equipo:

	Costo histórico	Depreciación acumulada	Neto
No depreciables:			
Terrenos	20.600	-	20.600
Construcciones en curso (1)	419.215	-	419.215
Activos improductivos	<u>661</u>	<u>-</u>	<u>661</u>
Vías de comunicación internas			
Subtotal no depreciables	440.476	-	440.476
Depreciables:			
Edificaciones	130.648	(19.946)	110.702
Plantas, gasoductos y subestaciones	3.458.379	(486.704)	2.971.675
Redes, líneas y cables	509.299	(163.548)	345.751
Maquinaria y equipo	32.744	(11.634)	21.110
Muebles y enseres	16.037	(5.800)	10.237
Equipos de comunicación y computación	32.138	(16.492)	15.646
Equipos de transporte, tracción y elevación	5.550	(3.511)	2.039
Otros equipos menores	<u>365</u>	<u>(237)</u>	<u>128</u>
Subtotal depreciables	4.185.160	(707.872)	3.477.288
Subtotal propiedades, planta y equipo	<u>4.625.636</u>	<u>(707.872)</u>	<u>3.917.764</u>
Provisión para propiedades, planta y equipo	<u>(164.282)</u>	<u>-</u>	<u>(164.282)</u>
	<u>\$ 4.461.354</u>	<u>\$ (707.872)</u>	<u>\$ 3.753.482</u>

Al 31 de diciembre de 2012, los siguientes son los valores de propiedades, planta y equipo:

	Costo histórico	Depreciación acumulada	Neto
No depreciables:			
Terrenos	18.297	-	18.297
Construcciones en curso (1)	150.108	-	150.108
Activos improductivos	659	-	659
Vías de comunicación internas	<u>81</u>	<u>-</u>	<u>81</u>
Subtotal no depreciables	169.145	-	169.145
Depreciables:			
Edificaciones	77.027	(16.837)	60.190
Plantas, gasoductos y subestaciones	3.409.619	(393.615)	3.016.004
Redes, líneas y cables	462.998	(150.161)	312.837
Maquinaria y equipo	26.820	(10.275)	16.545
Muebles y enseres	9.603	(4.567)	5.036
Equipos de comunicación y computación	28.130	(14.951)	13.179
Equipos de transporte, tracción y elevación	4.762	(3.128)	1.634
Otros equipos menores	<u>239</u>	<u>(166)</u>	<u>73</u>
Subtotal depreciables	4.019.198	(593.700)	3.425.498
Subtotal propiedades, planta y equipo	<u>4.188.343</u>	<u>(593.700)</u>	<u>3.594.643</u>
Provisión para propiedades, planta y equipo	<u>(100.673)</u>	<u>-</u>	<u>(100.673)</u>
	<u>\$ 4.087.670</u>	<u>\$ (593.700)</u>	<u>\$ 3.493.970</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponde a:

Proyecto	2013	2012
UPME – EEB (a)	\$ 61.885	\$ 8.782
Obras línea Suoccidente – EEB	722	722
Riesgo sísmico torres de transmisión – EEB	1.560	224
Subestaciones revisión, control y protecciones – EEB	307	307
Reconfiguración sistema de comunicaciones – EEB	-	4.621
Modernización sistema de comunicaciones Bogotá - EEB	1.535	-
Adecuación bodegas – EEB	2.293	623
Modernización estación de bombeo Tominé - EEB	1.340	-
Riesgo indisponibilidad infraestructura centro – EEB	689	-
Obras línea Guavio – EEB	1.489	1.101
Expansión Ballena- Barrancabermeja – TGI	318	4.345
Expansión Cusiana – TGI	3	26.857
Laboratorio móvil y herramienta inteligente – TGI	779	1.608
Proyecto gasoducto de la Sabana – TGI	16.620	1.732
Top End Compresoras – TGI	-	1.437
Adecuación contraflujo Ecopetrol – TGI	1.635	-

	2013	2012
Construcción variante rio Guarinó – TGI	674	-
Implementación y configuración software – TGI	1.695	-
Proyecto de ingeniería – EEBIS	2.416	-
Proyecto líneas de transmisión – TRECOSA	303.731	67.531
Equipos informáticos y comunicación – EEC	1.991	-
Adquisición y montaje equipos subestaciones – EEC	360	4.188
Obras civiles – construcciones – EEC	754	59
Implantación de scada – EEC	-	693
Obras PCH Rionegro – EEC	823	3.727
Normalización y reposición de redes – EEC	5.857	6.658
Normalización subestaciones – EEC	-	1.361
Proyectos reducción pérdidas de energía – EEC	4.203	2.721
Rep. redes y líneas de distribución – EEC	682	1.341
Transformadores de distribución – EEC	1.831	-
Otros	<u>3.023</u>	<u>9.470</u>
	<u>\$ 419.215</u>	<u>\$ 150.108</u>

- (a) Corresponde al avance en la ejecución de construcciones asociadas a los proyectos UPME (Unidad de planeación minero energética) correspondientes a la ampliación del sistema de transmisión nacional: Chivor, Armenia, Alférez y Tesalia. Que fueron adjudicados a la Empresa. Adicionalmente el 22 de Enero de 2014, la Empresa resultó adjudicataria de la convocatoria UPME 05 de 2012 Segunda línea de transmisión Bolívar – Cartagena 220 KV.

Las propiedades, planta y equipo enunciadas anteriormente, son de plena propiedad del Grupo y no presentan condicional alguno ni garantizan obligaciones con terceros, salvo lo indicado en los covenants de las emisiones de bonos de EEB y TGI (Ver Nota 13).

9. INVERSIONES PERMANENTES

Acciones (1)	1.813.715	\$ 1.770.161
Menos – Provisión para protección de inversiones	<u>(2.800)</u>	<u>(2.829)</u>
	<u>\$ 1.810.915</u>	<u>\$ 1.767.332</u>

- (1) Las inversiones en acciones a 31 de diciembre 31 de 2013 y 2012 corresponden a:

- (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.
- (2) En reunión de Directores celebrada el 5 de junio de 2012 se aprobó la escisión de AEI Promigás Ltd, AEI Promigás Holdings Ltd. y AEI Promigás Investments Ltd., para independizar la participación de EEB en Promigás S.A. E.S.P., por medio de la creación de la filial EEBGAS LTD., la cual adquirió el 30% de los activos, pasivos, patrimonio, ingresos y gastos de cada una de dichas empresas, manteniendo el 15,64% de la participación en Promigas S.A. ESP. En octubre de 2012 fue constituida EEB GAS S.A.S. con el fin de nacionalizar la inversión por medio de la fusión con EEBGAS Ltd., la cual fue aprobada y protocolizada en febrero de 2013 (Ver Nota 1).

El siguiente es el detalle de los dividendos e intereses recibidos:

	2013	2012
Dividendos ganados:		
Codensa S.A. E.S.P.	\$ 264.951	\$ 69.624
Emgesa S.A. E.S.P.	405.659	345.963
Gas Natural S.A. E.S.P.	62.630	63.726
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	3.468	4.095
Banco Popular	155	204
Isagén S.A. E.S.P.	4.762	5.291
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	5.857	5.315
Promigás S.A. E.S.P.	62.296	30.324
Red de Energía del Perú S.A.	<u>61.148</u>	<u>-</u>
Total dividendos ganados (Nota 27)	<u>\$ 870.926</u>	<u>\$ 524.542</u>

10. OTROS ACTIVOS

O&M pagado por anticipado bajo contratos BOMT	\$ 35.878	\$ 44.882
Cargos diferidos	27.265	25.911
Impuesto diferido	84.159	82.546
Derechos fiduciarios en fideicomisos	1.204	940
Impuesto al patrimonio	150.275	150.275
Licencias, software y servidumbres (1)	152.582	121.293
Otros activos (2)	<u>27.921</u>	<u>22.099</u>
	479.284	447.946
Menos – Amortización acumulada	<u>(153.500)</u>	<u>(107.413)</u>
	325.784	340.533
Menos – Porción corriente	<u>(12.979)</u>	<u>(940)</u>
	312.805	339.593

	2013	2012
Depósitos entregados en administración (Nota 19)	<u>173.283</u>	<u>193.855</u>
	<u>\$ 486.088</u>	<u>\$ 533.448</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2013 corresponde a adquisición de servidumbres por \$114.628 (\$91.945 al 31 de diciembre de 2012) y licencias y software por \$37.954 (\$29.348 al 31 de diciembre de 2012).
- (2) Al 31 de diciembre de 2013 corresponde a propiedades, planta y equipo de TGI disponibles para la venta por \$8.515, adicionalmente, al 31 de diciembre de 2013 y 2012 incluye mejoras en propiedades ajenas por \$11.010 (\$7.682) y otros por \$8.396 (\$14.417).

11. INTANGIBLES

Crédito mercantil (1)	\$ 413.002	\$ 413.002
Derechos de negocio	318.191	318.191
Derechos sobre contratos BOMT	979.481	933.122
Concesiones	1.434.834	966.686
Derechos convenio Chingaza	57.287	57.287
Otros derechos	<u>31.253</u>	<u>28.681</u>
	3.234.048	2.716.969
Menos – Amortización Acumulada	<u>(409.038)</u>	<u>(325.075)</u>
	<u>\$ 2.825.010</u>	<u>\$ 2.391.894</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 el saldo del crédito mercantil es como sigue:

Crédito mercantil Transcogás (hoy TGI) (a)	\$ 42.531	\$ 42.531
Crédito mercantil Consorcio Transmantaro (b)	69.368	69.368
Crédito mercantil EEC (c)	14.390	14.390
Crédito mercantil EEB Perú Holdings (d)	25.729	25.729
Crédito mercantil Promigás (e)	<u>260.984</u>	<u>260.984</u>
	<u>\$ 413.002</u>	<u>\$ 413.002</u>

- (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 junio de 2005 – Se adquirieron 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 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.

- (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 febrero de 2009 - DECSA adquirió el 82,34 % del capital accionario de la EEC, 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.
- (d) En febrero de 2011, EEB adquirió el 100% de la participación accionaria de EEB Perú Holding Ltd. localizado en Islas Cayman por USD\$111,240,000. La adquisición originó un crédito mercantil por USD\$12,507,302 (\$25.729), dada la diferencia entre el valor patrimonial de las acciones al 31 de enero de 2011 (USD\$98,732,698) y el valor pagado por EEB (USD\$111,240,000).
- (e) En mayo de 2012, como resultado de la escisión de los vehículos de inversión (Ver Nota 9), EEB constituyó EEBGas Ltd. para mantener el 15,64% de la inversión en Promigás S.A. E.S.P., esta transacción generó un crédito mercantil por \$260.984, dada la diferencia entre el valor en libros recibido de los vehículos \$445.974 y el valor intrínseco de la inversión \$184.990 al 30 de abril de 2012.

12. VALORIZACIONES

	2013	2012
Inversiones (Nota 9)	\$ 4.162.114	\$ 4.099.506
Propiedades, planta y equipo	<u>1.186.297</u>	<u>845.811</u>
	<u>\$ 5.348.411</u>	<u>\$ 4.945.317</u>

EEB - El avalúo técnico de propiedades, planta y equipo de EEB fue elaborado al corte 31 de diciembre de 2013 por CONSULTORES UNIDOS S.A., bajo la metodología de costos de reposición depreciado.

TGI - El avalúo técnico de propiedad, planta y equipo fue elaborado al corte 31 de diciembre de 2013 por la firma TF Asesores y Auditores Ltda.

13. OBLIGACIONES FINANCIERAS

	Tasa de interés	Fecha de vencimiento	2013	2012
Obligaciones financieras:				
Bonos y Títulos Emitidos EEB (1)	6,125% SV	10/11/2021	\$ 1.455.473	1.087.796
Bonos y Títulos Emitidos TGI (2)	5,70% SV	20/03/2022	1.468.004	1.347.170
Bonos y Títulos Emitidos CALIDDA (10)	4,375% SV	15/03/2023	623.746	-
Sindicado (IFC, CAF e ICF) (3) (10)	Libor + 5,2% y 7%	15/10/2019	-	215.551
Citibank del Perú (9) (10)	Libor + 3,15%	15/04/2020	-	53.492
Corporación Andina Fomento (4)	Libor + 1,6%	30/05/2020	179.220	177.147
Banco de Bogotá (5)	DTF + 1%	23/02/2014	-	50.367
Banco de Bogotá	5,53% EA	10/02/2014	59.249	-
Banco AV Villas	4,57% EA	10/02/2014	20.015	-

	Tasa de interés	Fecha de vencimiento	2013	2012
Promigás	Libor + 1,6%	16/03/2014	-	39.728
Kreditansantal Fur Wiederaufbau	5,5%	30/06/2013	-	699
BBVA Banco Continental (6)	3,93% EA	17/01/2013	-	91.886
Sindicado I Contugás (7)	Libor + 3,15%	28/02/2014	-	99.021
Sindicado II Contugás (8)	Libor + 3,5%	30/09/2019	500.078	-
Banco Agrario	5,97% EA	02/01/2013	-	20.016
Banco AV Villas	6,32% EA	02/01/2013	-	18.446
Contratos de Leasing	-	-	12.689	1.350
Otras	-	-	<u>23</u>	<u>1.320</u>
Subtotal			4.318.497	3.203.989
Menos – Porción corriente			<u>(124.456)</u>	<u>(259.393)</u>
			<u>\$ 4.194.041</u>	<u>\$ 2.944.596</u>

- (1) En la sesión de Asamblea de Accionistas No. 61 realizada el 7 de octubre de 2011 se autorizó decretar la emisión de bonos bajo la regla 144 A regulación S, para financiar la recompra de las obligaciones existentes bajo el bono emitido en el 2007, por un monto hasta de US\$610 millones, sin incrementar el endeudamiento externo de la sociedad.

El 3 de noviembre de 2011 la EEB, realizó la colocación de los bonos en el mercado internacional por valor de USD\$610 millones a una tasa de 6,125% SV y un plazo de 10 años, haciendo efectiva la opción call del Bono y el 6 de diciembre de 2011 EEB International Ltd. utilizó la opción call del bono y canceló la totalidad de la obligación.

En noviembre de 2013 se realizó una reapertura de la emisión de bonos por USD\$139 millones, a una tasa del 6,125% SV con el mismo vencimiento de la emisión inicial.

- (2) En el 2007 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 a 10 años con pagos de intereses semestrales en dólares a una tasa de interés de 9,50% SV. 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.

En la sesión de Junta Directiva 68 del 16 de diciembre de 2011, se aprobó autorizar una o varias operaciones de manejo de deuda en la cual se sustituya el crédito senior suscrito con HOLLANDSCHE BANK-UNIE N.V (hoy ROYAL BANK OF SCOTLAND- RBS) fechado el 3 de octubre de 2007, el cual es espejo a los bonos emitidos por TGI International Ltd., en la misma fecha, por una o varias emisiones de bonos internacionales directamente realizada por TGI hasta por USD\$750 millones.

Entre el 2 de marzo de 2012 y 6 de abril de 2012, se cancelaron los bonos antes mencionados y TGI realizó la colocación de los bonos en el mercado internacional por valor de USD\$750 millones a una tasa de 5,7% SV y un plazo de 10 años, haciendo efectiva la opción call del Bono.

- (3) El 16 de abril de 2010, el International Finance Corporation (IFC), la Corporación Andina de Fomento (CAF) y el Infrastructure Crisis Facility Debt Pool (ICF) (los prestamistas), otorgaron a Calidda un crédito sindicado por USD\$135 millones, distribuidos así:

- IFC: USD\$50 millones de los cuales USD\$40 millones en categoría senior y USD\$10 millones en categoría subordinado.
- CAF: USD\$50 millones de los cuales, USD\$40 millones en categoría senior y USD\$10 millones en categoría subordinado.
- ICF: USD\$35 millones en categoría senior.

Los fondos obtenidos de este préstamo tienen como finalidad principal el pago anticipado de préstamos, financiar la ampliación de la red principal y financiar la ampliación de otras redes. Los desembolsos de este préstamo se efectúan en forma gradual a solicitud de Calidda durante dos años, hasta el 20 de mayo de 2012, hasta completar los USD\$135 millones.

Este préstamo devenga intereses semestrales LIBOR + 5,2% SV para la categoría senior (USD\$115 millones) y LIBOR + 7% SV para la categoría subordinado (USD\$20 millones). Las amortizaciones son de forma semi- anuales después de un periodo de gracia de dos años (categoría senior) y tres años (categoría subordinado). Así mismo, el principal de la categoría senior es pagadero en 16 cuotas semestrales desde el 16 de abril de 2012, hasta el 15 de octubre de 2019, mientras que el principal para la categoría subordinado es pagadero en 14 cuotas semestrales desde el 15 de abril de 2013 hasta el 15 de octubre de 2019.

- (4) 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% SV 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 USD\$100 millones.
- (5) El 17 de enero de 2013 la empresa canceló la obligación que tenía con el Banco de Bogotá cuyo vencimiento era 2014.
- (6) Corresponde a un pagaré emitido por el BBVA Banco Continental por el importe de USD\$50,000, cuyo vencimiento es el 17 de enero de 2013.
- (7) El 29 de agosto de 2012 Banco Davivienda, Banco de Bogotá S.A. New York Agency, Banco de Bogotá Panamá y el Banco de Crédito de Perú acordaron otorgar a Contugás un préstamo por US\$ 215 millones, los desembolsos de este préstamo se efectúan en forma gradual según las necesidades del flujo mensual de caja, durante una disponibilidad de 18 meses que vencen el 28 de febrero de 2014. En 2012 se desembolsaron US\$156 millones. Los fondos obtenidos tienen como finalidad cancelar la deuda con el BBVA Banco Continental y todos los costos y gastos asociados a la construcción y operación de la red de distribución de gas natural de Ica.

El préstamo está respaldado por un compromiso irrevocable de los accionistas EEB y TGI, donde se comprometen incondicional e irrevocablemente frente a Contugás a realizar aportes de inmediata disposición al capital social de Contugás directamente o a través de afiliadas; o mediante el otorgamiento a favor de Contugás de deuda subordinada; en el caso de Contugás no cuente con fondos suficientes y disponibles para realizar los pagos del contrato de crédito y las obras asociadas al sistema de distribución de gas natural en el Departamento de Ica.

- (8) El 30 de septiembre de 2013, Banco Davivienda S.A., Corporación Andina de Fomento, Banco de Bogotá (Panamá) S.A. y Banco de Bogotá (Nassau) Limited (en adelante “los Prestamistas”) acordaron otorgar a la Compañía un préstamo por US\$310 millones, de los cuales US\$110 millones corresponden a Banco Davivienda S.A., US\$135 millones corresponden a Corporación Andina de Fomento, US\$52 millones corresponden a Banco de Bogotá (Panamá) S.A. y US\$13 millones al Banco de Bogotá (Nassau) Limited. El plazo es de 72 meses y el principal es pagadero 100% al final de los 72 meses (bullet) más los intereses compensatorios devengados a dicha fecha.

Los desembolsos de este préstamo se efectúan en forma gradual según las necesidades del flujo de caja mensual, hasta completar los US\$310 millones a solicitud de la Compañía durante un período de disponibilidad (hasta el 31 de diciembre de 2014). Durante el 2013 se desembolsaron US\$258 millones.

Este préstamo devenga un intereses libor a 180 días más 3.50%. Adicionalmente, la Compañía debe cancelar una comisión de compromiso de 0,90% efectivo anual por el importe no desembolsado del préstamo. Así también a la firma del contrato la Compañía canceló el importe de la comisión de financiamiento equivalente al 0.90% del total del préstamo. Los pagos de los intereses y comisiones se efectuarán semestralmente.

Los fondos obtenidos de este préstamo tienen como finalidad principal el pago del préstamo sindicado puente (por \$216 millones a favor de Banco Davivienda S.A., Banco de Bogotá S.A. New York Agency, Banco de Bogotá S.A. Panamá y Banco de Crédito del Perú) más la financiación de la inversión restante para culminar el proyecto.

Este préstamo está respaldado por un Compromiso Irrevocable de los accionistas en donde la Empresa de Energía de Bogotá y Transportadora de Gas Internacional, como obligados, se comprometen incondicional e irrevocablemente frente a la Compañía a realizar aportes de inmediata disposición al capital social de la Compañía directamente o a través de afiliadas; o mediante el otorgamiento a favor de la Compañía de deuda subordinada; en el caso de que la Compañía no cuente con fondos suficientes y disponibles para el pago del Crédito Sindicado y de las obras asociadas al Sistema de Distribución de Gas Natural en el Departamento de Ica. Así mismo, el préstamo está respaldado principalmente por los siguientes elementos:

- Hipoteca de la Concesión a favor de los Prestamistas
 - Fidecomiso de Flujos de los ingresos de la Concesión
 - Carta Fianza respaldando el 100% de los intereses semestrales
- (9) Préstamo senior con el Citibank Perú S.A., por US\$30 millones, desembolsado en octubre de 2012 para el financiamiento de las inversiones en los bienes de la concesión. Las amortizaciones son semestrales desde el 15 de abril de 2013 y devenga una tasa de libor 3,4% y vence el 15 de abril de 2020.
- (10) En marzo de 2013, Calidda realizó una colocación de bonos en el mercado internacional por US\$ 320 millones bajo la regla 144^a / Reg S. la misma que se concretó en abril con la liquidación de los fondos y de los cuales la Compañía utilizó en parte para prepagar el total de su deuda registrada a diciembre 2012; se prepagó totalmente los préstamos con International Finance Corporation (IFC), Corporación Andina de Fomento (CAF), Infrastructure Crisis Facility Debt Pool (ICF) y Citibank del Perú S.A., así como el préstamo subordinado de accionistas. La emisión de bonos se realizó a un plazo de diez años, sin garantías, y con una tasa cupón de 4.375%. La Compañía cuenta con calificación de riesgo internacional de BBB- por Fitch Ratings, BBB- por Standard & Poor's y Baa3 por Moody's. Con el remanente de recursos de la emisión de bonos, la Compañía planea financiar sus planes de inversión de los años 2013 y 2014 que le permitan seguir ampliando la red de gas en el Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao.

Los instalamentos de deuda de largo plazo pagaderos en los próximos años son como sigue:

Año	Valor
2015	\$ 27.925
2016	27.957
2017 y siguientes	<u>4.138.159</u>
	<u>\$ 4.194.041</u>

Covenants – TGI y EEB adquirieron los siguientes compromisos para incurrir en algunas actividades, bajo lo estipulado en el Indenture de la emisión:

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.

En el evento en que cualquiera de los compromisos anteriores se incumpla, la Empresa y sus subsidiarias restringidas (TGI S.A. E.S.P., TGI International Ltd., Decsa S.A. E.S.P., EEC S.A. E.S.P., EEB Perú Holdings Ltd., Calidda S.A., Contugás S.A.C., Trecca S.A., EEB International Ltd., EEBGas Ltd., EEB Gas S.A.S. y EEB Ingenieria y Servicios S.A.) tendrán 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.
 - Que se reciba una contraprestación, que al menos el 75% de esta se encuentre representada en efectivo o inversiones temporales y que en los 270 días siguientes sea utilizada para pagar deuda o reinvertir en activos.
 - 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.

A partir de noviembre de 2012 EEB tiene grado de inversión (BBB-AAA Col) otorgado por Fitch Ratings y Moodys y Standard & Poor's, por lo tanto las restricciones anteriores no tienen efecto.

14. 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 nominal de \$311.220 (equivalente a los USD\$133 millones convertidos a una tasa spot de \$2.340,00). Producto de la operación de manejo de deuda mediante la cual se prepagó el crédito con Royal Bank of Scotland – RBS y se ejerció la opción de recompra del bono de EEB International Ltda., EEB realizó emisión de un nuevo bono con vencimiento en el 2021 y modifica la operación de cobertura con las siguientes condiciones: EEB recibe una tasa de interés del 6,125% en dólares sobre un monto de USD\$133 millones y se obliga a pagar una tasa de interés fija en pesos de 8,78% sobre un monto nominal de \$311.220 (equivalente a los USD\$133 millones convertidos a una tasa spot de \$2.340,00), con vencimiento en noviembre del 2014.

TGI 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 y julio de 2010, (estas últimas liquidadas en octubre y noviembre de 2011), 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 nominal, 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 2013 y 2012 TGI tiene suscritos los siguientes contratos de cobertura:

Entidad	USD\$	Tasa Spot	Tasa forward	Vencimiento
Bancolombia (1)	\$ 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. (1)	\$ 50,000,000	2.250,00	2.995,00	Octubre de 2017

- (1) En febrero de 2014 la Empresa liquidó sintéticamente dos coberturas a través de estructuras opuestas de swaps y forwards, con estas operaciones se garantiza una pérdida máxima al 3 de octubre de 2017. TGI espera durante el primer trimestre del 2014 limitar las pérdidas de las dos operaciones que quedan descubiertas a través de esta misma clase de estructuras.

Las valoraciones de los contratos de cobertura mencionados anteriormente son las siguientes:

	2013	2012
Derechos sobre operaciones de cobertura	\$ (383.783)	\$ (369.153)
Obligaciones sobre operaciones de cobertura	<u>615.292</u>	<u>609.166</u>
	231.509	240.013
Menos – Porción corriente	<u>(11.306)</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 220.203</u>	<u>\$ 240.013</u>

El efecto de la valoración de las operaciones de cobertura en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2013 generó una pérdida neta por \$411 (\$50.766 al 31 de diciembre de 2012), conformada por un ingreso por \$12.666 y un gasto por \$13.077 (ingreso por \$5.967 y gasto por \$56.733 al 31 de diciembre de 2012) (Ver Notas 27 y 28).

15. CUENTAS POR PAGAR

Proveedores nacionales (1)	\$ 185.622	\$ 173.453
Acreedores varios (2)	70.632	68.181
Dividendos por pagar	305	277
Impuestos por pagar (Nota 21)	52.058	84.636
Anticipos sobre ventas de bienes y servicios	3.097	1.848
Depósitos recibidos de terceros (3)	12.442	30.045
Compañías vinculadas (Nota 16)	5.564	2.368
Otras	<u>3.093</u>	<u>-</u>
	332.813	360.808
Menos - Porción largo plazo	<u>(13.815)</u>	<u>(70.255)</u>
	<u>\$ 318.998</u>	<u>\$ 290.553</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponde principalmente a facturas pendientes de pago a proveedores y contratistas de: Calidda \$95.586 y \$61.226, EEC \$34.726 y \$32.746, TGI \$12.077 y \$11.466, Contugás \$23.302 y \$37.412 y Trecca \$18.609 y 29.611, respectivamente.
- (2) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 incluye principalmente comisiones, honorarios y servicios por \$21.492 y \$13.333, aportes por devolver por derechos de conexión, cargo y sobrecargo (Calidda) \$29.659 y \$39.138, y subsidios asignados por EEC \$14.077 y \$10.163, respectivamente.
- (3) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponde principalmente a retenciones sobre contratos practicadas por TGI por \$9.640 y \$28.276, respectivamente.

16. TRANSACCIONES CON EMPRESAS VINCULADAS

	2013	2012
Activo:		
Cuentas por cobrar – (Ver Nota 6)		
Codensa S.A. E.S.P.	\$ 3.644	\$ 3.764
Emgesa S.A. E.S.P.	<u>535</u>	<u>482</u>
	<u>4.179</u>	<u>4.246</u>
Dividendos por cobrar:		
Codensa S.A. E.S.P.	65.810	58.443
Emgesa S.A. E.S.P.	100.910	85.382
Promigás S.A. E.S.P.	<u>-</u>	<u>10.643</u>
	<u>166.720</u>	<u>154.468</u>
Subtotal cuentas por cobrar y dividendos	<u>\$ 170.899</u>	<u>\$ 158.714</u>
Pasivo:		
Cuentas y documentos por pagar – (Ver Nota 15)		
Codensa S.A. E.S.P.	\$ 1.316	\$ 1.439
Emgesa S.A. E.S.P.	<u>4.248</u>	<u>929</u>
	<u>\$ 5.564</u>	<u>\$ 2.368</u>
El siguiente es el efecto en resultados de las transacciones con Empresas relacionadas:		
Ingresos:		
Emgesa S.A. E.S.P.	\$ 2.347	\$ 2.344
Codensa S.A. E.S.P.	<u>1.845</u>	<u>1.579</u>
	<u>\$ 4.192</u>	<u>\$ 3.923</u>
Ingresos por dividendos:		
Codensa S.A. E.S.P.	\$ 264.951	\$ 69.624
Emgesa S.A. E.S.P.	405.659	345.963
Promigas S.A. E.S.P.	<u>62.296</u>	<u>30.323</u>
	<u>\$ 732.906</u>	<u>\$ 445.910</u>
Costos y gastos:		
Emgesa S.A. E.S.P. (1)	\$ 37.089	\$ 31.455
Codensa S.A. E.S.P. (2)	<u>14.918</u>	<u>15.388</u>
	<u>\$ 52.007</u>	<u>\$ 46.843</u>

(1) Corresponde principalmente a compras de energía en bloque realizadas por la EEC durante el periodo.

- (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.

Compromisos: La empresa es garante de las obligaciones financieras suscritas por Contugás en agosto de 2012 y los suscritos por Consorcio Transmantaro S.A. en el 2011 y 2009.

Operaciones con administradores: Durante los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 no hubo entre la empresa y los directores, miembros de Junta Directiva, ni entre la empresa y personas jurídicas en las cuales los directores sean a su vez representantes legales o accionistas con una participación igual o superior al 10%, transacciones de las siguientes clases:

- a) Préstamos sin intereses o contraprestación, ni servicios sin costo.
- b) Préstamos que impliquen para el mutuario una obligación que no corresponda a la esencia o naturaleza del contrato de mutuo.
- c) Operaciones cuyas características difieran de las realizadas con terceros.

17. RECAUDOS A FAVOR DE TERCEROS

	2013	2012
Cuota de fomento (1)	\$ 1.512	\$ 1.751
Impuesto de transporte (2)	12.175	7.519
Encargo fiduciario- Gasoducto del Ariari	2.714	2.558
Otros	<u>758</u>	<u>1.258</u>
	<u>\$ 17.159</u>	<u>\$ 13.086</u>

(1) **Cuota de fomento** - Corresponde al 3% sobre el valor de la tarifa que 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.

(2) **Impuesto de transporte** - Por delegación del Ministerio de Minas y Energía, TGI trimestralmente 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.

18. PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES

Provisión para contingencias (1)	\$ 74.434	\$ 61.498
Otras provisiones (2)	<u>64.068</u>	<u>74.363</u>
	138.502	135.861
Menos:		

	2013	2012
Pasivos estimados y provisiones a largo plazo	<u>(73.243)</u>	<u>(85.333)</u>
	<u>\$ 65.259</u>	<u>\$ 50.528</u>

Contingencias - A continuación se describen los principales asuntos contingentes que la Empresa y sus Filiales se encuentran atendiendo al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

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 río 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, lo que 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 diciembre de 2013, el valor de las reclamaciones de la Empresa y sus Filiales por litigios administrativos, fiscales, civiles, laborales y arbitrales ascienden a \$185.998 (\$161.951 al 31 de diciembre de 2012). Con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, ha provisionado \$74.434 (\$61.498 al 31 de diciembre de 2012) 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.

(1) Las provisiones para contingencias corresponden a:

	2013	2012
Administrativas	\$ 14.138	\$ 8.749
Civiles	21.364	11.832
Laborales (a)	36.302	35.164
Fiscales y otros	<u>2.630</u>	<u>5.753</u>
	<u>\$ 74.434</u>	<u>\$ 61.498</u>

(a) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponde principalmente a la provisión por contingencias derivadas por la suspensión de los beneficios complementarios de energía y recreación a los pensionados de la EEB por \$31.797 (\$32.744).

(2) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, corresponde principalmente a:

Provisión compra de energía	\$ 5.255	\$ 6.095
Provisión opción de compra BOMT	5.316	4.879
Provisión para impuestos (a)	35.220	23.676
Provisión prestaciones sociales	3.686	2.200
Provisión cuotas partes pensionales (calculo actuarial)	4.455	24.451
Provisión pasivos estimados cierre y otros	<u>10.136</u>	<u>13.062</u>
	<u>\$ 64.068</u>	<u>\$ 74.363</u>

(a) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponde a provisión de renta y CREE por \$30.672 (\$19.687) y otras obligaciones fiscales por \$4.548 (\$3.989).

19. PENSIONES DE JUBILACIÓN Y BENEFICIOS COMPLEMENTARIOS

Cálculo actuarial pensiones de jubilación	\$ 291.730	\$ 304.852
Menos – Porción corriente	<u>(31.091)</u>	<u>(32.639)</u>
Pensiones de jubilación a largo plazo	<u>\$ 260.639</u>	<u>\$ 272.213</u>

El gasto registrado en el estado de resultados por concepto de pensiones de jubilación es:

Pagos de pensiones (empleados jubilados) (Nota 25)	<u>\$ 25.260</u>	<u>\$ 25.575</u>
--	------------------	------------------

Cálculo actuarial - El valor de la obligación por concepto de pensiones al 31 de diciembre de 2013 se determina con base en un cálculo actuarial. Dicho cálculo fue elaborado por un actuario independiente.

- Para la EEB se tuvo en cuenta una tasa nominal anual del 2,99% y una tasa real del 4,8% y el número de personas cobijadas en el cálculo actuarial para el 2013 y 2012 fueron 1.753 y 1.874.

- Para la EEC se utilizó una tasa de descuento para cuantificar el pasivo laboral contingente y su costo fue de 7,25% anual, y la tasa de incremento a las pensiones es equivalente a la inflación definida en 3% y el número de personas cobijadas en el cálculo actuarial para el 2013 y 2012 fueron 321.

Fondo de pensiones EEB- 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 2012 bajo las mismas condiciones.

Al 31 de diciembre de 2013, el Fondo de Pensiones asciende a \$173.283 (\$193.855 al 31 de diciembre de 2012), los cuales se encuentran reflejados dentro de los depósitos entregados a largo plazo (Ver Nota 10). 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 2013, la Empresa entregó recursos del Patrimonio Autónomo Consorcio Pensiones Energía por \$1.135 y al Patrimonio Autónomo Fiducolombia por \$1.571, con el fin de ajustar el saldo de tales patrimonios autónomos con el valor de las obligaciones pensionales del cálculo actuarial a diciembre de 2012.

Beneficios médicos y otras prestaciones adicionales - 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.

	2013	2012
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación	\$ 41.547	\$ 35.519
Menos – Porción corriente	<u>(4.256)</u>	<u>(4.256)</u>
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación a largo plazo	<u>\$ 37.291</u>	<u>\$ 31.263</u>
20. OTROS PASIVOS		
Impuesto diferido (1)	\$ 198.542	\$ 161.731
Ingresos recibidos por anticipado (2)	<u>23.125</u>	<u>14.104</u>
	221.667	175.835
Menos – Porción corriente	<u>(9.464)</u>	<u>(502)</u>
	<u>\$ 212.203</u>	<u>\$ 175.333</u>

- (1) Para EEB y TGI, el impuesto diferido pasivo asciende a \$38.708 (\$30.872 al 31 de diciembre de 2012) y \$159.067 (\$127.541 al 31 de diciembre de 2012), respectivamente, el cual se genera por las diferencias presentadas en el cálculo de la depreciación por la aplicación de la vida útil fiscal frente a la contable y la valoración de las coberturas, y por la diferencia en el plazo de amortización fiscal frente al contable de la plusvalía derechos de negocio registrados en TGI, de igual forma la subsidiaria Calidda tiene registrado un impuesto diferido pasivo por \$767 (\$3.318 al 31 de diciembre de 2012) que corresponde principalmente a las diferencias de depreciación y amortización contable frente a la fiscal.
- (2) Al 31 de diciembre de 2013 incluye principalmente ventas diferidas de Contugas por \$8.645 y Calidda por \$7.079 (\$11.415 al 31 de diciembre de 2012), correspondientes a derechos de conexión cancelados por clientes los cuales aún no han sido conectados a la red, en el momento en que se efectúe la conexión se reconocerá el ingreso. Igualmente, al 31 de diciembre de 2013 y 2012 incluye el pago anticipado del contrato de usufructo suscrito en el 2008 por la Empresa con Interconexión Eléctrica S.A (ISA S.A E.S.P.) durante veinte años, cuyo objeto es el aprovechamiento de la infraestructura de transmisión de EEB para la instalación de redes de comunicaciones.

21. IMPUESTOS

Impuesto sobre la renta – La Empresa está sujeta al impuesto de renta a una tarifa aplicable del 25% sobre la renta líquida.

Impuesto sobre la renta para la equidad (CREE) - El artículo 20 de la Ley 1607 del 26 de diciembre de 2012 creó este impuesto a una tarifa del 8%. Para los años 2013, 2014 y 2015 la tarifa es del 9% sobre la renta líquida. Para todos los efectos, la base gravable del CREE no podrá ser inferior al 3% del patrimonio líquido del contribuyente en el último día del año gravable inmediatamente anterior, de conformidad con lo previsto en los artículos 189 y 193 del Estatuto Tributario.

El detalle de la cuenta por pagar de impuestos, gravámenes y tasas es el siguiente (Ver Nota 15):

	2013	2012
Impuesto al patrimonio (1)	\$ 37.602	\$ 75.195
Retenciones de impuestos	12.120	7.207
Impuesto sobre las ventas por pagar	1.226	1.482
Otros impuestos y contribuciones	<u>1.110</u>	<u>752</u>
	<u>\$ 52.058</u>	<u>\$ 84.636</u>

- (1) Las filiales del grupo domiciliadas en Colombia liquidaron el impuesto al patrimonio tomando como base el patrimonio líquido poseído al 1 de enero de 2011 a una tarifa del 4,8% más el 25% de la sobretasa. Las declaraciones se presentaron en mayo de 2011 y su pago se efectuará en ocho cuotas iguales en los meses de mayo y septiembre durante los años 2011, 2012, 2013 y 2014.

Para el año 2011, las empresas causaron y contabilizaron \$150.389 del impuesto al patrimonio y su sobretasa con cargo a la cuenta cargos diferidos. Durante el 2013 se cancelaron las cuotas 5 y 6 por \$37.597 (\$37.597 al 31 de diciembre de 2012), amortizándolas con cargo al resultado del ejercicio, con lo cual el saldo de la cuenta por pagar al 31 de diciembre de 2013 es \$37.602.

La provisión para impuestos sobre la renta y complementarios se descompone así:

Impuesto corriente del año	\$ 71.371	\$ 67.947
Impuesto CREE	25.408	-
Efecto del impuesto sobre la renta diferido, neto	<u>31.070</u>	<u>6.485</u>
	<u>\$ 127.849</u>	<u>\$ 74.432</u>

22. PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS

Capital – El capital autorizado de la matriz es de 44.216.417.910 acciones de valor nominal de \$53,60 cada una, de las cuales 9.181.177.017 acciones estaban suscritas y pagadas al 31 de diciembre de 2013 y 2012, distribuidas así:

	Número de acciones	%
Bogotá Distrito Capital	\$ 7.003.161.430	76,277382
Ecopetrol S.A.	631.098.000	6,873824
Otros accionistas minoritarios	<u>1.546.917.587</u>	<u>16,848794</u>
	<u>\$ 9.181.177.017</u>	<u>100,00</u>

Prima en colocación de acciones – Generada principalmente por la emisión y colocación de acciones, realizada por la Empresa en el 2011.

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.

Reserva ocasional Art. 130 de ET– Con el fin de dar cumplimiento al artículo 130 del Estatuto Tributario por exceso de la depreciación fiscal deducible del impuesto de renta.

Otras reservas ocasionales –La Empresa no ha distribuido como utilidades a favor de los accionistas las utilidades obtenidas por la diferencia en cambio (neta), las cuales se generan por movimientos contables y no han sido realizadas como ganancias efectivas.

23. COSTOS DE VENTAS

	2013	2012
Transmisión de electricidad:		
Servicios personales	\$ 7.653	\$ 6.254
Generales	1.896	1.669
Depreciaciones	14.449	13.930
Amortizaciones	417	580
Arrendamientos	129	54
Honorarios, comisiones y servicios	3.281	2.918
Contribuciones	10.274	10.283
Operación y mantenimiento	6.340	6.720
Servicios públicos	28	25
Seguros	1.755	2.011
Impuestos	<u>1.162</u>	<u>978</u>
Subtotal transmisión de electricidad	<u>47.384</u>	<u>45.422</u>
Distribución de electricidad:		
Servicios personales	13.429	12.401
Contratos, convenios y otros generales	35.662	33.163
Depreciaciones	8.139	6.677
Amortizaciones	1.139	1.623
Arrendamientos	1.194	329
Honorarios, comisiones y servicios	2.721	2.901

	2013	2012
Operación y mantenimiento	20.520	16.138
Impuestos	3.455	3.413
Seguros	399	446
Compras de energía	93.881	89.115
Uso de líneas redes y ductos	<u>34.949</u>	<u>35.043</u>
Subtotal distribución de electricidad	<u>215.488</u>	<u>201.249</u>
Transporte de gas natural:		
Servicios personales	24.708	18.484
Gas combustible compresoras y otros generales	51.740	43.418
Honorarios, comisiones y servicios	1.726	1.027
Depreciaciones	90.660	84.627
Amortizaciones	30.048	29.432
Impuestos y contribuciones	1.307	1.165
Arrendamientos	11.870	9.554
Operación y mantenimiento	43.585	52.778
Seguros	<u>15.864</u>	<u>12.036</u>
Subtotal transporte de gas natural	<u>271.508</u>	<u>252.521</u>
Distribución de gas natural:		
Comisiones, honorarios y servicios	114.209	93.123
Instalaciones para terceros y otros generales	47.446	32.478
Operación y mantenimiento	326.127	183.983
Amortizaciones	<u>21.846</u>	<u>14.904</u>
Subtotal distribución de gas natural	<u>509.628</u>	<u>324.488</u>
	<u>\$ 1.044.008</u>	<u>\$ 823.680</u>
24. OTROS INGRESOS		
Recuperaciones (1)	\$ 94.624	\$ 56.369
Utilidad en venta de propiedades	2.692	2.149
Arrendamientos	4.674	4.793
Honorarios, servicios y venta materiales	6.747	2.304
Extraordinarios	<u>9.229</u>	<u>7.557</u>
	<u>\$ 117.966</u>	<u>\$ 73.172</u>

(1) En 2013 y 2012, corresponden a:

	2013	2012
Recuperación provisiones (a)	\$ 92.936	\$ 42.017
Ajustes de ejercicios anteriores	540	-
Recuperaciones por siniestros e indemnizaciones	-	9.558
Recuperaciones cuotas partes pensionales	1.013	2.152
Recuperaciones compartibilidad pensonal	-	2.580
Otros	<u>135</u>	<u>62</u>
	<u>\$ 94.624</u>	<u>\$ 56.369</u>

(a) En 2013 y 2012 corresponde a recuperación de provisiones de inventarios, deudores, pensiones y contingencias por \$90.763 (\$35.345) y a recuperaciones de costos y gastos por \$2.173 (\$6.672).

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.

Al 31 de diciembre de 2013 se presentan otros ingresos de la unidad de negocio de transmisión por \$3.312 (\$2.204 al 31 de diciembre de 2012) correspondientes principalmente a aprovechamientos, arrendamientos, honorarios, intereses, diferencia en cambio.

25. GASTOS NO OPERACIONALES

Servicios personales	\$ 17.394	\$ 15.022
Contribuciones imputadas	5.359	3.604
Contribuciones efectivas	4.462	4.413
Aportes sobre nómina	341	402
Pensiones de jubilación (Nota 19)	25.260	25.575
Cuotas partes pensionales	357	26.005
Estudios y proyectos	-	3.241
Comisiones, honorarios y servicios	18.492	10.345
Servicios públicos	268	313
Publicidad y propaganda	2.893	3.793
Suscripciones y afiliaciones	299	256
Impuestos (1)	54.615	51.715
Vigilancia y seguridad	1.483	960
Comunicación y transporte	1.257	1.024
Mantenimiento, materiales y suministros	4.387	2.133
Seguros	1.350	1.481
Otros gastos generales	2.088	4.673
(Menos) Gastos asignados al negocio de transmisión	<u>(22.819)</u>	<u>(8.239)</u>
	<u>\$ 117.486</u>	<u>\$ 146.716</u>

(1) En 2013 y 2012 incluye:

	2013		2012
Impuesto al patrimonio	\$ 37.597	\$	38.571
Gravamen al movimiento financiero	672		1.613
Impuesto de industria y comercio	10.917		7.338
Impuesto predial	1.367		1.184
Impuesto a las ventas no descontable	2.836		2.663
Otros impuestos y contribuciones	<u>1.226</u>		<u>346</u>
	<u>\$ 54.615</u>	\$	<u>51.715</u>

A continuación se relaciona el número de empleados activos de la Empresa y sus filiales a 31 de diciembre de 2013 y 2012:

Empleados de dirección y confianza	199		124
Otros empleados	<u>105</u>		<u>72</u>
Total empleados EEB	<u>304</u>		<u>196</u>
Empleados de dirección y confianza	102		88
Otros empleados	<u>250</u>		<u>243</u>
Total empleados TGI	352		331
Empleados de dirección y confianza	44		18
Otros empleados	<u>163</u>		<u>65</u>
Total empleados Contugás	207		83
Empleados de dirección y confianza	15		44
Otros empleados	<u>77</u>		<u>96</u>
Total empleados Trecca	<u>92</u>		<u>140</u>
Empleados de dirección y confianza	4		-
Otros empleados	<u>3</u>		<u>-</u>
Total empleados EEBIS	<u>7</u>		<u>-</u>
Total	<u>962</u>		<u>750</u>

26. PROVISION, AGOTAMIENTO, DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN

Depreciaciones	938	\$	991
Amortizaciones	20.744		16.009
Provisión para propiedades, planta y equipo	14.104		-
Provisión para deudores	1.321		1.741
Provisión de inventarios	208		-
Provisión para protección de inversiones	3		18
Provisión para contingencias	<u>2.281</u>		<u>3.080</u>
	<u>\$ 39.599</u>	\$	<u>21.839</u>

27. INGRESOS FINANCIEROS

	2013	2012
Dividendos (Nota 9)	\$ 870.926	\$ 524.542
Rendimiento patrimonio autónomo pensiones	4.087	18.190
Utilidad valoración de inversiones	14.398	8.968
Intereses y rendimientos	28.772	31.410
Otros ingresos financieros	1.938	2.388
Utilidad en valoración de coberturas (Nota 14)	<u>12.666</u>	<u>5.967</u>
	<u>\$ 932.787</u>	<u>\$ 591.465</u>

28. GASTOS FINANCIEROS

Intereses (1)	\$ 193.446	\$ 194.674
Comisiones (2)	21.684	127.272
Operaciones de cobertura (Nota 14)	13.077	56.733
Otros gastos financieros	<u>3.044</u>	<u>2.362</u>
	<u>\$ 231.251</u>	<u>\$ 381.041</u>

- (1) En 2013 y 2012 corresponde principalmente a los intereses causados por los créditos suscritos por la Empresa, dentro del proceso de compra de los activos, derechos y contratos de Ecogás y créditos suscritos por las filiales del exterior para desarrollar proyectos de inversión.
- (2) En 2013 corresponde principalmente a los gastos de emisión de la deuda senior y bonos efectuado por Calidda. En 2012 corresponde principalmente a los gastos por restructuración de la deuda externa e interna de EEB y TGI por \$123.693.

29. CUENTAS DE ORDEN

Deudoras de control:		
Bienes entregados en garantía	\$ 211.722	\$ 227.469
Fiscales	1.034.822	1.052.481
Otras cuentas deudoras	<u>8.668</u>	<u>8.668</u>
	<u>1.255.212</u>	<u>1.288.618</u>
Responsabilidades contingentes:		
Bienes entregados en garantía (1)	<u>88.383</u>	<u>81.241</u>
	<u>88.383</u>	<u>81.241</u>

	2013	2012
Litigios o demandas:		
Civiles	41.761	36.818
Laborales	3.865	4.565
Administrativas	<u>65.938</u>	<u>59.070</u>
	<u>111.564</u>	<u>100.453</u>
Contratos de servicios	343.498	145.862
Órdenes de compra	2.509	2.944
Aportes de capital	32.610	32.610
Capital revalorización de patrimonio	459.501	459.501
Otras acreedoras	<u>197.358</u>	<u>198.576</u>
	<u>1.035.476</u>	<u>839.493</u>
	<u>\$ 2.490.635</u>	<u>\$ 2.309.805</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponde al 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.

30. REFORMA TRIBUTARIA

Reforma tributaria - A continuación se resumen algunas modificaciones al régimen tributario colombiano para los años 2013 y siguientes, introducidas por la Ley 1607 del 26 de diciembre de 2012:

Impuesto sobre la renta y complementarios – Se modifica la tarifa sobre la renta gravable de las personas jurídicas al 25% a partir del 1 de enero de 2013.

Impuesto sobre la renta para la equidad CREE – Se crea a partir del 1 de enero de 2013 el impuesto sobre la renta para la equidad. Este impuesto se calcula con base a los ingresos brutos obtenidos menos los ingresos no constitutivos de renta, costos, deducciones, rentas exentas y ganancias ocasionales; a una tarifa del 8%. Para los años 2013, 2014 y 2015 la tarifa aplicable será del 9%.

Dentro de la depuración de la base para la liquidación del impuesto CREE no se permite la compensación de la renta del periodo gravable, con pérdidas fiscales o excesos de renta presuntiva de periodos anteriores.

Exoneración de aportes – Se exonera a las personas jurídicas declarantes del Impuesto a la Renta y Complementarios del pago de aportes parafiscales a favor del Servicio Nacional del

Aprendizaje – SENA y de Instituto Colombiano de Bienestar Familiar – ICBF, correspondientes a los trabajadores que devenguen, individualmente considerados, hasta diez (10) salarios mínimos legales vigentes. Esta exoneración comienza a partir del momento en que se implemente el sistema de retenciones en la fuente para el recaudo del impuesto sobre la renta para la equidad CREE (y en todo caso antes del 1 de julio de 2013).

Normas contables – Se establece que únicamente para efectos tributarios las remisiones contenidas en las normas tributarias a las normas contables, continuarán vigentes durante los 4 años siguientes a la entrada en vigencia de las Normas Internacionales de Información Financiera. En consecuencia, durante el tiempo citado, las bases fiscales de las partidas que se incluyan en las declaraciones tributarias continuarán inalteradas. Así mismo, las exigencias de tratamientos contables para el reconocimiento de situaciones fiscales especiales perderán vigencia a partir de la fecha de aplicación del nuevo marco regulatorio contable.
