

Bogotá D.C., Agosto 30 de 2013

INFORME PARA INVERSIONISTAS 1S 2013

TABLA DE CONTENIDO

1. RESUMEN EJECUTIVO Y HECHOS RELEVANTES.....	1
1.1 Panorámica Sector Eléctrico y de gas natural atendidos.....	1
1.2. Resumen de los resultados financieros de EEB 1T 2013.....	1
1.3. Hechos relevantes de EEB y del Grupo Energía de Bogotá.....	2
2. DESEMPEÑO FINANCIERO GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ	5
3. DESEMPEÑO COMPAÑÍAS CON CONTROL	7
3.1. EEB – Negocio de Transmisión	8
3.2. DECSA – EEC	9
3.3. TGI.....	10
3.4. CALIDDA	11
3.5. CONTUGAS	11
3.6. TRECSA	12
3.7. EEBIS Guatemala.....	12
4. DESEMPEÑO COMPAÑÍAS SIN CONTROL	13
4.1. EMGESA	13
4.2. CODENSA	15
4.3. PROMIGAS	16
4.4. GAS NATURAL	17
4.5. REP y CTM Perú	19
5. Anexos	21
Anexo 1: Nota legal	21
Anexo 2: Estado de resultados consolidado y EBITDA Ajustado UDM y trimestral.....	22
Anexo 3: Estados financieros consolidados de EEB e individuales:.....	23
Anexo 4: Panorámica de la compañía controlante – EEB	24
Anexo 6: Pies de página de las tablas y gráficas.....	25

1. RESUMEN EJECUTIVO Y HECHOS RELEVANTES

1.1 Panorámica sectores eléctrico y de gas natural atendidos

Tabla No 1 - Panorámica de los sectores eléctricos al 2T 13

	Colombia	Perú	Guatemala
Capacidad instalada – MW	14,454	7,620	1,282
Demanda - GWh	29,892	21,459	2,255
Variación demanda 1S 13 / 1S 12 - %	3.3	6.10	1.8
Explicación variación demanda 1S12 / 1S11	Decrecimiento de la industria y del sector minas y canteras.	Crecimiento en línea con el crecimiento del PBI 2012	Crecimiento industrial y demográfico.

Fuentes: XM, UPME, COES – Perú, AMM -- Guatemala

Tabla No. 2 - Panorámica de los sectores de gas natural al 2T 13

	Colombia	Perú
Reservas probadas y probables – TPC (2012)	5.4	23.1
Demanda interna - mm pcd	1,028	1,128
Variación demanda interna 1S 12/ 1S 12 - %	18.9	N.D
Explicación variación demanda	El aumento en la demanda durante el segundo trimestre principalmente obedeció a un aumento en la demanda térmica, por cuenta de una reducción significativa del nivel agregado de los embalses del país debido a una baja en las lluvias durante este periodo.	En el primer trimestre el volumen transportado (mar-13) fue de 1.054MMPCD frente a los 1,128MMCPD transportado en Jun-13. La principal variación se debió al aumento del consumo de las térmicas (Enersur, Kallpa y Egasa-Egesur). El volumen transportado en jun-13 para la exportación fue 610MMPCD.

Fuentes: UPME, CON, MEM, Osinergim

1.2. Resumen de los resultados financieros de EEB 1T 2013

Tabla No 3 - Indicadores financieros consolidados de EEB

COP Millones	AI 2T 13	AI 2T 12
Ingresos operacionales	943,195	747,311
Utilidad operacional	340,898	268,498
EBITDA Consolidado ajustado Trimestral	232,594	202,007
EBITDA Consolidado ajustado UDM	1,621,817	1,478,074
EBITDA Consolidado UDM	1,621,817	1,478,074
Dividendos y reservas decretados a EEB	799,800	523,278
Utilidad neta	718,900	605,428
Dividendos y reservas decretados por EEB	403,604	319,964
Ultima calificación deuda externa L/P:		
S&P – May 13	BBB- stable	
Fitch – Nov 12	BBB- stable	
Moody's - Nov 12	Baa3 stable	

Pies de página en anexo 6

Al cierre del primer semestre de 2013, la utilidad neta del Grupo Energía de Bogotá cerró en 718 mil millones de pesos, 113 mil millones de pesos por encima del resultado obtenido en el mismo período del año anterior, lo que significa un incremento del 19%. Este resultado se explica, principalmente, por el crecimiento de 72 mil millones de pesos en la utilidad operacional, en donde se resaltan los resultados obtenidos por el negocio de transporte de gas natural en Colombia, gracias al nuevo esquema tarifario y a la entrada en operación de la fase II de Cusiana en agosto de 2012, que le permitieron a TGI un aumento en su utilidad operacional del 42% frente al primer semestre del año anterior. Por su parte, Cálidda y Contugas, dedicadas al negocio de distribución de gas natural en Perú, continúan su proceso de expansión y conexión de nuevos clientes lo que ha generado incrementos en algunos costos y gastos de operación.

Los resultados no operacionales se beneficiaron del incremento en 276 mil millones de pesos en los dividendos decretados a favor de EEB, particularmente los provenientes de Emgesa, Codensa y Gas Natural, así como de la reducción en 152 mil millones de los gastos financieros relacionada con las operaciones de manejo de deuda de EEB y TGI realizadas en 2011 y 2012, respectivamente.

La devaluación del peso colombiano durante el primer semestre del año 2013, impactó negativamente la cuenta diferencia en cambio, pasando de un ingreso de 197 mil millones de pesos a junio de 2012 a un gasto de 218 mil millones de pesos a junio de 2013, como resultado de la actualización de las obligaciones financieras del Grupo denominadas en dólares, registro que sólo tiene efectos contables y no corresponde a una erogación de efectivo.

1.3. Hechos relevantes de EEB y del Grupo Energía de Bogotá

- ▶ **22.05.13.** La Empresa Energía de Bogotá (EEB), casa matriz del Grupo Energía de Bogotá, cumplió con el mandato de la Asamblea General de Accionistas del 21.03.13, al pagar un total de COP 95,746 millones en dividendos a los accionistas minoritarios de la Compañía. Para el accionista mayoritario (Distrito Capital) el pago se realiza en dos cuotas iguales, uno realizado el pasado 20 de junio por valor de COP 153,929 millones y otro previsto para el 27 de noviembre por COP 153,929 millones. De las utilidades generadas en el ejercicio de 2012, la Asamblea General de Accionistas decidió distribuir dividendos por COP 403,605 millones, representando un incremento del 26% en relación con lo decretado el año anterior.
- ▶ **16.04.13.** EEB fue designada como adjudicataria de la Convocatoria UPME-03-2010, proyecto de interconexión eléctrica que hace parte de la expansión del Sistema de Transmisión Nacional –STN- y que reforzará el servicio de energía eléctrica en el centro del país, Llanos Orientales y de la ciudad de Bogotá. La adjudicación de la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-, comprende el diseño, adquisición de suministros, construcción, operación y mantenimiento de las Subestaciones Chivor II y Norte 230 kV y la línea en doble circuito de más de 160 kilómetros que va desde el Oriente del país y conecta estas subestaciones con la zona occidental de la ciudad de Bogotá. El proyecto tendrá presencia en los departamentos de Boyacá y Cundinamarca. Esta nueva adjudicación, valorada en USD 101 millones, se suma a los proyectos asignados en el 2012: Armenia, Alférez y Tesalia, con los cuales EEB se posiciona como el principal ejecutor de la expansión del sistema de transmisión de energía eléctrica del país.

- ▶ **18.04.13.** La Junta Directiva eligió al Dr. Alberto Merlano Alcocer como Vicepresidente de la misma. También se conformó el Comité de Auditoría con los miembros Sr. Mauricio Cabrera, Sr. Mauricio Cardenas Müller y Claudia L. Castellanos. El Comité de Gobierno Corporativo se conformó con los miembros Sr. Fernando Arbeláez, Sr. Alberto José Merlano y Sra. Claudia L. Castellanos Rodríguez.
- ▶ **18.04.13.** La Junta Directiva autorizó a la Administración para constituir en Perú una empresa para la prestación de servicios de ingeniería en las áreas de Transporte y distribución de gas natural, y en transmisión de energía eléctrica
- ▶ **23.05.13.** La presidente de la EEB, Sandra Fonseca, designó dos nuevos directivos del Grupo. (•) Secretario General, a la abogada Cristina Toro. Es especialista en derecho minero energético, derecho comercial, y legislación tributaria y aduanera; tiene más de diez años de experiencia en servicios públicos, ejerciendo como Secretaria General de la Central Hidroeléctrica de Caldas filial del grupo empresarial EPM, donde, a su vez, se desempeñó en varias oportunidades como gerente encargada. También fue Directora Jurídica de Aguas de Manizales y Secretaria General y Auxiliar de Magistrado en el Consejo Seccional de la Judicatura de Caldas. (•) Vicepresidente Administrativo, al ingeniero Iván Pinzón Amaya, quien en los últimos meses se venía desempeñando como Vicepresidente Administrativo encargado y Director de Compras. Pinzón Amaya ha liderado cadenas de abastecimiento en multinacionales de los sectores minero, petróleo, energía eléctrica y gas, en las fases de proyecto, exploración y producción.
- ▶ **24.06.13.** La Junta Directiva de EEB en su sesión de la fecha aprobó: (•) Una modificación en la estructura organizacional y la planta de personal, con el objeto de soportar la realidad actual de la compañía y su crecimiento futuro. (•) La exploración y análisis de varias posibilidades de inversión en los sectores de transporte de gas natural y energía eléctrica, en América Latina.
- ▶ **03.07.13.** EEB fue autorizada mediante la Resolución 2121 del 3 de julio de 2013 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para iniciar gestiones que le permitan celebrar operaciones de crédito público externo, asimiladas o conexas a estas, hasta por USD 479 millones o su equivalente en otras monedas, cuyos recursos serán destinados para financiar parcialmente el plan de expansión energético en Colombia, Guatemala y Perú durante el período 2013-2017. El Ministerio también autorizó a EEB, complementariamente, a iniciar gestiones para el otorgamiento de garantías a sus filiales en Guatemala, TRECSA y EEBIS, hasta por USD 230 millones o su equivalente en otras monedas. El siguiente paso para EEB será evaluar las mejores alternativas en el mercado de deuda en términos de fuentes, plazos y costos, de manera que pueda obtener las correspondientes autorizaciones de parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para ejecutar cada una de las operaciones específicas que resulten más adecuadas según la naturaleza de sus proyectos.
- ▶ **18.07.13.** Ecopetrol S.A. informó a la Superintendencia Financiera de Colombia la aprobación de su Junta Directiva para adelantar acciones encaminadas a una posible enajenación de su inversión en Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P y así contribuir en la financiación de su plan de inversiones. Según informó ECOPETROL, las autorizaciones administrativas y gubernamentales de ley requeridas para el proceso de enajenación aún no han sido otorgadas. La fecha en la que podría llevarse a cabo la posible enajenación aún no ha sido definida. El proceso legal a aplicarse en este caso, se enmarcaría es la Ley 226 de 1995, mediante la cual se desarrolla el artículo 60 de la Constitución Política,

en cuanto a la enajenación de la propiedad accionaria estatal, se toman medidas para su democratización y se dictan otras disposiciones.

- ▶ **15.08.13.** La Junta Directiva de la Empresa de Energía de Bogotá, aprobó la participación de EEB en el proceso de enajenación de las acciones que posee actualmente la Nación en ISAGEN S.A. ESP.

- ▶ **TGI**

- **07.05.13.** La calificadoradora de riesgo internacional Standard & Poor's elevó la calificación de la deuda en moneda extranjera de TGI, de "BB" a "BBB-" con perspectiva estable. El incremento en la calificación tuvo en cuenta la estabilidad de los ingresos en el largo plazo, la cobertura natural que ofrece la regulación gracias al vínculo de parte de la tarifa al dólar, el ingreso en operación de los proyectos de expansión, la reciente revisión tarifaria y el soporte de su principal accionista, -EEB-.

- ▶ **Cálidda**

- La Junta General de Accionistas acordó realizar un aumento de capital social bajo la modalidad de capitalización de utilidades retenidas acumuladas a diciembre de 2012 equivalente a USD 62.2 MM. (BBB-;BBB-;Baa3)
- En 01.04.13 emitió un bono por USD 320 millones (2023 / 4.375% / 8x) en el mercado internacional de capitales (144A/Reg S). Los recursos obtenidos en esta operación permitirán financiar su plan de expansión entre 2013 y 2014, y mejorar el perfil de la deuda de Cálidda.

- ▶ **Contugas**

- **02.07.13.** Contugas se encuentra en proceso de cierre de un nuevo financiamiento tipo *bullet* a 6 años por USD 310MM. Es un crédito sindicado en el cual están participando banca regional y banca multilateral.
- **25.07.13.** Contugas concluyó con las obras del Centro Operacional de Chincha y realizó su puesta en operación parcial, evento al cual asistió el Presidente de la República de Perú, el señor Ollanta Humala y la Presidente del Grupo Energía de Bogotá. El nuevo centro operacional, uno de los más modernos de Latinoamérica y operado por Contugas, permitirá prestar el servicio de gas natural a los sectores residencial, comercial e industrial de la provincia de Chincha, al sur de Lima.

- ▶ **CTM**

- **27.08.13.** La Junta de Accionistas aceptó la cesión del derecho para la ejecución del diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de una línea de transmisión a 500 kV, de 900 km de longitud, y sus subestaciones asociadas, proyecto adjudicado por Proinversión el 18 de julio de 2013 a ISA S.A.. La inversión de referencia es de USD 413 millones y generará ingresos anuales aproximados de USD 41.5 millones. La concesión es por 30 años a partir de su entrada en operación. La gestión integral del proyecto estará a cargo de REP.

2. DESEMPEÑO FINANCIERO GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ

Tabla No 4 – Estado de Resultados consolidado EEB

	Millones COP		Variación %	Millones USD	
	Al 2T 13	Al 2T 12		Al 2T 13	Al 2T 12
Ingresos Operacionales	943,195	747,311	26.2	489,0	418,8
Costo de ventas	-492,788	-380,844	29.4	-255,5	-213,4
Utilidad bruta	450,407	366,467	22.9	233,5	205,3
Gastos operacionales	-109,509	-97,969	11.8	-56.8	-54,9
Utilidad Operacional	340,898	268,498	27	176,7	150,5
Dividendos	799,800	523,278	52.8	414,6	293,2
Ingreso / gasto No operacional neto	-376,729	-94,990	296.6	-195,3	-53.2
Utilidad antes de impuestos e interés minoritario	763,969	696,786	9.6	396	390,4
Interés minoritario	-7,596	-59,464	-87.2	-3.9	-33.3
Impuesto de renta	-37,473	-31,894	17.5	-19.4	-17.9
Utilidad neta	718,900	605,428	18.7	372,7	339,3

Los ingresos operacionales crecen por (+) el incremento en consumos de energía, (+) por nuevas conexiones/clientes residenciales y comerciales habilitados y conectados a la red en Cálidda y Contugas; (+) Mayores cargos fijos y variables derivados de nuevos contratos de transporte de gas de TGI con remitentes gracias a la entrada en operación de (Cusiana Fases I y II y de Ballena – Barranca) y (+) al ajuste tarifario de TGI vigente durante 2013-2017.

Por su parte, los costos y gastos de operación, también presentan aumento derivado del crecimiento de la infraestructura por mantenimientos, personal, depreciaciones y amortizaciones.

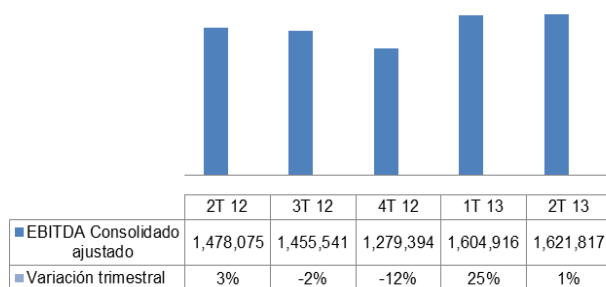
El resultado no operacional es liderado por los dividendos decretados por compañías no controladas durante el primer semestre de 2013 (Emgesa COP405, 659 millones; Codensa COP 264,951 millones y Gas Natural COP 62,630 millones) y por unos menores gastos financieros gracias a las operaciones de manejo de deuda realizadas por TGI y EEB en 2011 y 2012. La devaluación del peso colombiano durante el primer semestre del año 2013, impactó negativamente la cuenta diferencia en cambio, pasando de un ingreso de COP 197 mil millones a junio de 2012 a un gasto de COP 218 mil millones a junio de 2013, como resultado de la actualización de las obligaciones financieras del Grupo denominadas en dólares, registro que sólo tiene efectos contables y no corresponde a una erogación de efectivo.

Tabla No 5 - Indicadores financieros de EEB

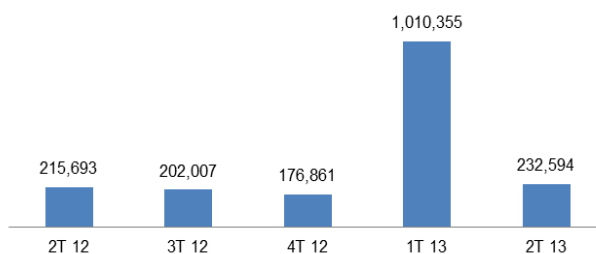
	Millones COP			Millones USD	
	Al 2T 13	Al 2T 12	Var %	Al 2T 13	Al 2T 12
EBITDA Consolidado ajustado trimestral	232.594	202.007	15.1	120.6	113.2
EBITDA Consolidado ajustado UDM	1,621.817	1,478.074	9.7	840.8	828.2
EBITDA Consolidado UDM	1,621.817	1,478.074	9.7	840.8	828.2
Margen EBITDA Consolidado % (1)	61.5	65.6		61.5	65.6
Deuda neta (2) / EBITDA Consolidado Ajustado UDM OM: < 4.5	1.63	1.71	-4.9	1.63	1.71
EBITDA Consolidado Ajustado UDM / Intereses (3) OM: > 2.25	11.37	7.41	-4.9	11.37	7.41

- ▶ Incremento del EBITDA Consolidado ajustado por mejores resultados operacionales.
- ▶ El indicador de apalancamiento neto se incrementó marginalmente por un aumento más que proporcional del endeudamiento neto ante crecimiento moderado en el EBITDA.
- ▶ El indicador de cobertura se redujo ligeramente por un aumento más que proporcional del gasto neto de intereses ante crecimiento moderado en el EBITDA.

Evolución del EBITDA consolidado ajustado UDM - COP



EBITDA Consolidado Ajustado Trimestral COP

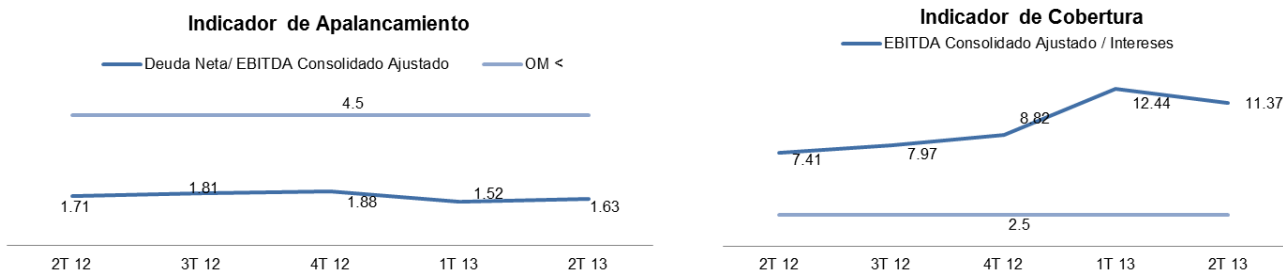


NOTA: En concordancia con las definiciones del contrato de las notas emitidas por EEB en noviembre de 2011, los indicadores de apalancamiento y cobertura de intereses se calculan con base en el EBITDA Consolidado Ajustado que incluye las reducciones de capital recibidas por EEB de sus filiales.

Tabla No 6 - Estructura de la deuda consolidada de EEB

	2T 13 COP Millones	Part. %	2T 12 COP Millones	Part. %	2T 13 Millones USD	2T 12 Millones USD
Deuda financiera en COP	1,363.20	0.0	174,410	5.2	0.7	97.7
Deuda financiera en USD	3,781,610.21	94.3	2,958,191	88.0	1960,4	1657,6
Operaciones de Cobertura	227,270.89	5.7	227,144	6.8	117,8	127,3
Total deuda financiera	4,010,244.31	100,0	3,359,745	100,0	2078,9	1882,6

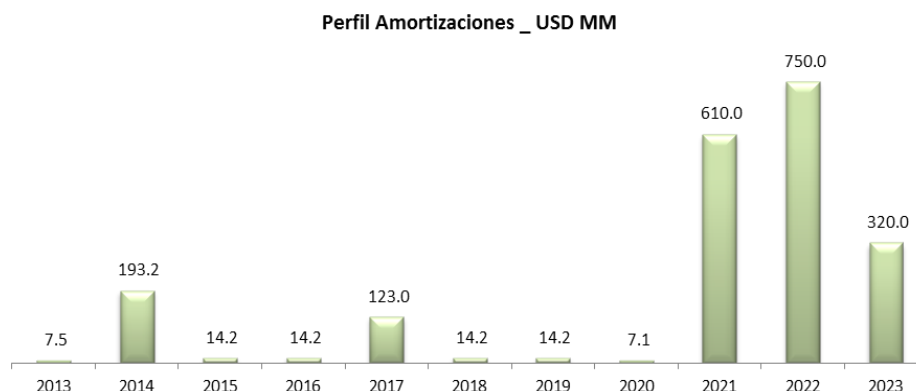
Gráfico 1 – Evolución Indicadores de Deuda



La deuda financiera presentó un incremento del +15% entre el 1T 2013 y 2T 2013 y el +19% entre el 2T 2013 y el 2T 2012 por aumento de desembolsos de crédito sindicado en Contugás y emisión de bono en Cálida.

Aumento de la deuda financiera denominada en dólares por: (•) desembolsos de crédito sindicado de corto plazo en Contugás (USD 46 millones adicionales durante el trimestre); (•) emisión de bonos en Cálidda (USD 320 millones), menos repago de deuda por cerca de USD197 millones; y (•) mayor valor de la deuda de EEB y TGI por aumento de la tasa de cambio.

Gráfico 2 – Perfil de Deuda Consolidada Grupo Energía de Bogotá – 2T 2013



3. DESEMPEÑO COMPAÑÍAS CON CONTROL

Tabla No 7 - Indicadores financieros inversiones con control - 2T 13

	COP Millones			USD millones		
	EEB Trans	TGI	Calidda*	EEB Trans	TGI	Calidda*
Ingresos operacionales	52,218	421,684	199,336	27,1	218,6	199,336
Utilidad operacional	24,724	258,786	23,965	12,8	134,2	23,965
EBITDA UDM	63,626	603,938	23,965	33,0	313,1	23,965
Utilidad neta	718,900	2,427	3,495	372,7	1,3	3,495

*USD Miles

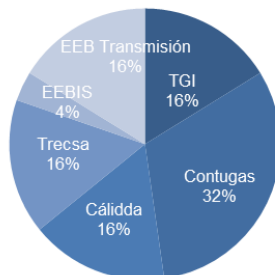
Tabla No 8 - Resumen de los proyectos de expansión del Grupo EEB - Compañías Controladas

Proyecto / Cía.	País	Sector	USD MM	Estado	En operación:
La Sabana – TGI	Colombia	T GN	55	En construcción	3T 14
Cusiana/Apiay – TGI	Colombia	T GN	247	En planificación	4T 15
Sistemas regionales - TGI	Colombia	T GN	35	En planificación	14
ICA Perú - Contugas	Perú	T + D GN	345	En construcción	1T 14
Lima Callao - Cálidda	Perú	D GN -ampliación red-	460	En construcción	16
Guatemala - TRECSA	Guatemala	T E	373	En construcción	1T 14
Subestaciones - EEB	Colombia	T E	292	En construcción	13-15
Ingenios – EEBIS	Guatemala	T E	43	En planificación	14

T: Transporte; D: Distribución; GN: Gas Natural; E: Electricidad

Gráfico 3 – Inversiones Compañías Controladas Grupo Energía de Bogotá Año 2013

Inversiones 2013 - Grupo Energía de Bogotá
USD 814.6 mm



3.1. EEB – Negocio de Transmisión

Tabla No 9 - Indicadores Transmisión EEB

	AI 2T 13	AI 2T 12	Var %
Utilidad operacional – COP millones	24,724	27,232	-9.2
EBITDA trimestral - COP millones	15,247	16,942	-10.0
EBITDA UDM - COP millones	63,626	65,523	-2.9
Inversiones – COP millones	17,421	11,503	51.4
Disponibilidad de la infraestructura - % (1)	99,96	99,93	0.03
Compensación por indisponibilidad - % (2)	0.1595	0.001	15,850.0
Cumplimiento programa mantenimiento - % (3)	100	100	-
Participación en la actividad de transmisión en Colombia - % (4)	8.06	8.09	-0.4

Pies de página en anexo 6

Los indicadores técnicos muestran estabilidad en la gestión operativa de la empresa manteniendo cumplimientos superiores a los impuestos regulatoriamente sin detrimento de la Empresa.

Las inversiones del periodo incluyen los montos asociados a la construcción de los proyectos de expansión Alférez, Armenia y Tesalia.

Avance proyectos de Inversión EEB Negocio de Transmisión:

- **Proyecto Armenia:** Dentro del proceso de licenciamiento ambiental del proyecto se radicó la información complementaria del EIA –Estudio de Impacto Ambiental- ante la ANLA –Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, la CRQ – Corporación Autónoma Regional del Quindío- y la CARDER –Corporación Autónoma Regional de Risaralda, adicionalmente se radicó el documento de levantamiento de veda ante la Dirección de Bosques, Biodiversidad y Servicios Eco sistémicos del MADS – Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. La CRQ mediante oficio 00003339 del 30 de mayo, solicitó a la ANLA la realización de la audiencia pública ambiental para el proyecto. Dentro del proceso de Líneas de Transmisión se suscribió el contrato de construcción, el cual inicio con la fase de almacenamiento y custodia de los suministros. En relación con la subestación GIS se finalizó su fabricación y al cierre de junio estaba en tránsito desde China hacia Colombia. Por otra parte la fabricación de equipos de servicios auxiliares como el puente grúa, cargadores, bancos, tableros y transformadores de medida registra un avance del 84%. En el área de servidumbres se han liberado por escrituración e inspección judicial 46

sitios de torres lo que representa el 55.4% del total de los sitios de torre del proyecto. El proyecto cuenta con un avance del 53.53% al 2T 2013.

- ▶ **Proyecto Alférez:** La ANLA mediante la resolución 0563 del 7 de junio de 2013, otorgó la licencia ambiental al proyecto dándose inicio a la etapa constructiva de la subestación. Se suscribió el contrato de construcción y se aprobaron los planos para los suministros de la línea de transmisión asociada. En relación con la subestación GIS, al cierre de junio se encontraba en China lista para envío a Colombia. Se inició la construcción de la obra civil culminando la movilización, desmonte y limpieza y adelantando actividades en llenos y cortes. En el área de servidumbres se han liberado por escrituración e inspección judicial 3 de los 4 sitios de torres lo que representa el 75% del total de los sitios de torre del proyecto. El proyecto presenta un avance del 64.12% al 2T 2013.
- ▶ **Proyecto Tesalia:** Para el tramo Tesalia – Altamira se presentaron para evaluación el Estudio de Impacto Ambiental ante la ANLA y las solicitudes de sustracción definitiva de reserva forestales de ley segunda y el permiso de tala de especies vedadas ante la Dirección de Bosques, Biodiversidad y Servicios Eco sistémicos del MADS. En cuanto a líneas de transmisión, para este mismo tramo, se finalizó el plantillado, replanteo, diseño de esquemas de puesta a tierra y estudio de suelos y geología de detalle. Para el tramo Tesalia - Alférez las actividades de licenciamiento ambiental continúan con la elaboración del EIA. En relación con líneas de transmisión de este tramo, se adelantó el 94% del trazado, equivalente a 180 km, dada las actividades de campo para acompañar la materialización de la red geodésica y realineamientos en la ruta y sobrevuelos LIDAR. En las actividades asociadas a la subestación Tesalia y la ampliación de la subestación Altamira, se avanzó en los estudios de diseños eléctricos y civiles, y se finalizó la fabricación de los pararrayos, PT's, interruptores y TC's. El proyecto presenta un avance del 29,05% al 2T 2013.
- ▶ **Proyecto Norte:** Se conformó el equipo de trabajo para el Proyecto. Se suscribieron contratos para el diseño detallado de líneas y estudios ambientales. Se definieron las alternativas de trazado factibles para las líneas. Se socializó el proyecto con los alcaldes y personeros de 13 municipios del área de influencia. Se suscribió orden de servicio para estudio de inundabilidad de los sitios escogidos para las subestaciones Norte y Chivor II. El proyecto cuenta con un avance del 1% según lo programado al 2T 2013.
- ▶ **SVC Tunal 1:** Se seleccionó el Contratista para el desarrollo del Proyecto en modalidad EPC.

3.2. DECSA – EEC

Tabla No 10 - Indicadores seleccionados EEC - DECSA

	AI 2T 13	AI 2T 12	Var %
No. de clientes	259,991	250,189	3.9
Ingresos operacionales - COP millones	141,852	138,166	2.7
Utilidad operacional - COP millones	14,101	20,378	-30.8
EBITDA trimestral – COP millones	28,068	15,801	77.6
EBITDA UDM – COP millones	0	60,365	-100,0
Utilidad neta – COP millones	10,296	12,871	-20.0
Dividendos y reservas decretados a EEB	4,538	-	
Pérdidas - %(1)	11.53	12.69	-9.1

* Controlada por DECSA

Pies de página en anexo 6

- ▶ La utilidad operacional crece a un menor ritmo comparado con el crecimiento de los ingresos operacionales principalmente por el aumento de los costos por concepto de mantenimiento de redes, líneas y ductos e inventario de redes.

3.3. TGI

Tabla No 11 - Indicadores seleccionados de TGI

	AI 2T 13	AI 2T12	Var %
 Ingresos operacionales - COP Millones	421,684	330,063	27.8
Utilidad operacional - COP Millones	258,786	182,303	42.0
EBITDA trimestral – COP millones	168,542	120,437	39.9
EBITDA UDM - COP Millones	603,938	489,876	23.3
Utilidad neta - COP Millones	2,427	131,595	-98.2
Volumen transportado – Mmpcd	436	401	8.7
Capacidad contratada en firme - Mmpcd	628	548	14.6
Calificación crediticia internacional			
S&P - May 13:	BBB-; estable		
Fitch - Nov 12:	BBB-; estable		
Moody's Marzo 12	Baa3 estable		

- ▶ Los ingresos operacionales crecen gracias a: (•) la entrada de la segunda fase de Cusiana lo cual permitió una ampliación de la capacidad de transporte de gas y suscribir contratos en firme por capacidades mayores y por ende un mayor volumen transportado en comparación con el registrado en 2T 2012; y (•) Al nuevo esquema tarifario de TGI, el cual está siendo aplicado desde el primer trimestre de 2013. Se espera un incremento de los ingresos regulados cercano al 10% durante 2013 gracias al ajuste tarifario autorizado por el regulador en diciembre de 2012. Las nuevas tarifas estarán vigentes hasta el 2017. Los costos operacionales crecen en particular por mayores depreciaciones por mayor valor de infraestructura en operación.
- ▶ La utilidad operacional crece principalmente por el crecimiento de los ingresos operacionales.
- ▶ En los resultados no operacionales se destaca un descenso de los gastos no operacionales, en particular de los gastos financieros gracias a las operaciones de manejo de deuda de TGI realizadas en 2012 que refinanciaron la deuda senior en 380 puntos básicos.
- ▶ A pesar del crecimiento de la utilidad operacional (+ 42%) y a la reducción en los gastos financieros, la utilidad neta del 2T 13 descendió, principalmente, por el gasto en la cuenta diferencia en cambio de COP -179,497 millones generada por la devaluación del peso colombiano frente al dólar. En 2T 2012 este rubro había generado un ingreso por COP 181,134 millones por revaluación del peso colombiano frente al dólar.

Avance proyectos de Inversión TGI:

- ▶ La construcción de la estación de compresión de gas natural La Sabana – ECGSB, que hace parte del proyecto de expansión del gasoducto del mismo nombre, se articula en la ejecución simultánea de dos procesos de contratación principales: (•) El primero es el contrato EPC para la elaboración de los diseños básico y detallado, compras (excepto las unidades de compresión), construcción, montaje, instalación y puesta en marcha de la estación; éste contrato se suscribió con la firma canadiense SNC Lavalin, el pasado mes de junio, con orden de inicio del 5 de julio de 2013. (•) El

segundo proceso principal es la compra de las unidades de compresión y sus sistemas auxiliares, contratada con la firma alemana MAN DIESEL AND TURBO, y que entregará los equipos de compresión en el primer trimestre del 2014.

3.4. CALIDDA

Tabla No 12 - Indicadores seleccionados de Cálidda

 Cálidda GAS NATURAL DEL PERÚ	AI 2T 13	AI 2T 12	Var %
No de clientes	124,078	86,156	44.02
Ingresos operacionales - USD Miles	199,336	167,744	18.83
Utilidad operacional – USD Miles	23,965	24,343	-1.55
EBITDA trimestral – USD Miles	16,012	16,267	-1.57
EBITDA UDM – USD Miles (1)	64,169	62,765	2.24
Utilidad neta – USD Miles	3.495	13,164	-73.45

- Pese al mayor volumen efectivamente distribuido y facturado durante el 1S 2013, el EBITDA de Cálidda se mantiene en los niveles del 1S 2012 debido a una disminución de la tarifa de distribución producto de menores índices de precios internacionales de AC y PE. Adicionalmente, el margen EBITDA termina reduciéndose ligeramente al añadirse al efecto mencionado, mayores gastos operativos propios del crecimiento.

Avance proyectos de inversión Cálidda:

- Se concluyó la construcción del proyecto de ampliación de la red principal el cual incrementó la capacidad de distribución de Cálidda de 255 mm pcd a 420 mm pcd. Se está a la espera del informe técnico de OSINERGIM para dar inicio a la puesta de operación comercial.

3.5. CONTUGAS

Contugas se encuentra en proceso de cierre de un nuevo financiamiento tipo *bullet* a 6 años por USD 310MM. Es un crédito sindicado en el cual están participando banca regional y banca multilateral. La junta Directiva de CAF aprobó en Junio la transacción. Los estructuradores son CAF y Banco Crédito Perú. Actualmente Contugas tiene un crédito puente por hasta USD 215 millones. Es un crédito sindicado conformado por Banco de Bogotá, Davivienda y BCP, por un plazo de hasta 18 meses y margen variable escalonado.

A cierre de junio de 2013, Contugas cuenta con más de 2.711 clientes habilitados (con más de 12.600 ventas residenciales realizadas y 10.629 instalaciones internas construidas pendientes de ser habilitadas). La obligación contractual es alcanzar 50,000 residenciales 6 años después de la declaración de comercialidad que se espera se dé en 1T 14.

Avance proyectos de inversión Contugas:

- ▶ El porcentaje de ejecución al cierre del 2T 2013 era del 81% con una inversión acumulada de USD 234 millones.
- ▶ La capacidad estimada del sistema es de 375 mm pcd. Al cierre del 2T 13 el volumen de los contratos firmados por Contugas ascendía a 36.8 mm pcd o m3 std/día y el volumen correspondiente a los contratos que se encuentran en negociación ascendía a 21.0 mm pcd o m3 std/día.

3.6. TRECSA

Avance proyectos de inversión Trecca:

- ▶ Avales municipales: Se han obtenido 55 avales municipales al 2T 2013, teniendo 10 en trámite favorable y los demás en negociación.
- ▶ Lotes: Se logró completar la adquisición de terrenos para la construcción de Subestaciones. El último que se encontraba pendiente correspondía a la SE San Juan Ixcoy, el cual fue adquirido satisfactoriamente por parte de Trecca junto con el derecho de servidumbre.
- ▶ Líneas de Transmisión: Se cuenta con 428 torres con obra civil completa lo cual equivale a un 21% del total de torres del Proyecto. Con respecto al montaje, el avance al 2T 2013 es del 15%, teniendo ya levantadas un total de 315 torres en 8 distintas líneas de las 16 que abarca el Proyecto.
- ▶ Subestaciones: A la fecha se encuentran en fase de obra civil y construcción 16 de las 24 subestaciones del Proyecto. Las subestaciones con mayor avance son las siguientes: San Agustín 230/69, Rancho 69, Palestina 230/69, Palín 69, etc.
- ▶ ECUT: a la fecha se ha logrado la obtención de 1,132 licencias (45%) de un estimado de 2,500 expedientes que se estarán ingresando al Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.
- ▶ Servidumbres: Se registra un avance del 65% en términos de negociaciones con propietarios.
- ▶ Estrategia de comunicación: ya se han desarrollado un total de 11 Proyectos Voluntarios de Beneficio Comunitario logrando un acercamiento con las diferentes comunidades que ha beneficiado la relación de Trecca con la población. Así mismo, el convenio de UNICEF ya se encuentra firmado y avanzado en cuanto al otorgamiento de 216 becas para niños de 6 distintas regiones a nivel departamental.
- ▶

3.7. EEBIS Guatemala

Avance proyectos de inversión EEBIS Guatemala:

El consiste en la construcción de 90km de líneas de transmisión, 4 Subestaciones nuevas y ampliación de 3 existentes. Dicho proyecto se va a desarrollar con 5 ingenios localizados en el suroccidente del país. Dicho contrato se formalizó y oficializó el 11 de julio. La inversión del Proyecto asciende a US\$43.4 millones aproximadamente. De los avances en contrataciones, a la fecha se tiene lo siguiente: contrato por EIA y los trabajos de campo para el diseño de LT. Se encuentra pendiente de firma el contrato para el diseño de las SE, el cual fue firmado el 20 de agosto de 2013..

4. DESEMPEÑO COMPAÑÍAS SIN CONTROL

Tabla No 13 - Indicadores financieros inversiones sin control - 2T 13

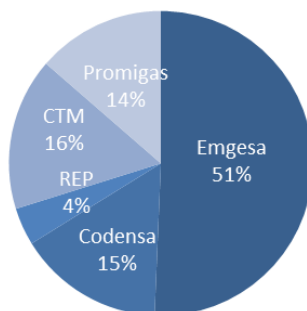
	COP Millones				USD millones	
	Emgesa	Codensa	Gas Natural	Promigas	REP	CTM
Ingresos operacionales	1,184.578	1,570.572	655,236	141,368	60.6	43.5
Utilidad operacional	669,055	397,624	178,843	61,282	19.3	23.7
EBITDA al 2T 13	751,896	548,371	196,820	73,070	36.5	35.5
Utilidad neta	421,829	251,247	135,780	278,507	10.7	-418
Dividendos y reservas decretados a EEB	405,658	264,951	62,630	33,682	8	0
Reducciones de capital decretadas a EEB	0	0	0	0	0	0

Tabla No 14 - Resumen de los proyectos de expansión de las empresas sin control al 2T 13

Proyecto	Empresa	Sector	País	Inversión USD millones	En operación
Quimbo	Emgesa	G electricidad	Colombia	881	14
Atención nueva demanda	Codensa	D electricidad	Colombia	50	13
Ampliaciones concesión	REP	T electricidad	Perú	127	13
Ampliaciones concesión y nuevas	CTM	T electricidad	Perú	542	-13-14
Ampliaciones sistema	PROMIGAS	T + D gas natural	Colombia	130	14

Gráfico 4 – Inversiones Compañías No Controladas - Año 2013

Inversiones 2013 - Compañías sin control USD 902 MM

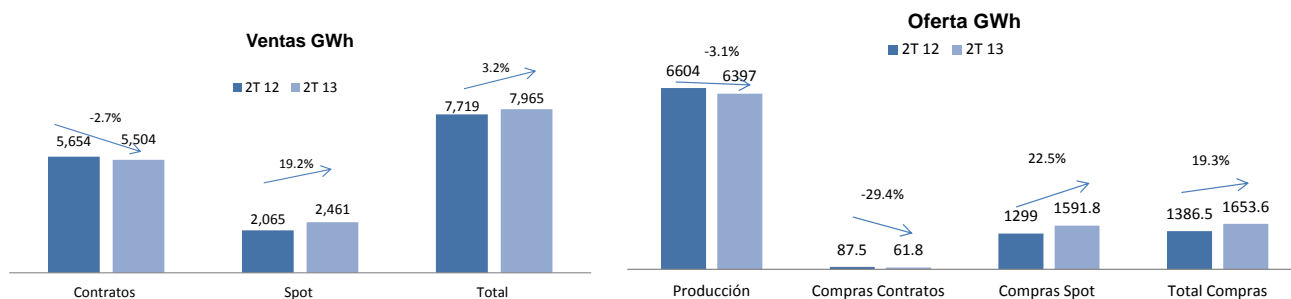


4.1. EMGESA

Tabla No 15 - Panorámica de Emges al 2T 13

emgesa

Capacidad instalada - MW	2,915
Composición de la capacidad	10 Hidros y 2 térmicas
Generación – Gwh	6,397
Ventas – Gwh	7,965
Ingresos operacionales - COP Millones	1,184,578
EBITDA UDM - COP Millones	751,896 acumulado a Junio 30
Control	Endesa de España
Participación de EEB	51.5% - 37.4% ordinarias; 14.1% preferenciales sin derecho a voto-



- ▶ EMGESA cerró contrato con Ecopetrol después de casi un año de negociaciones, mediante el cual le suministrará durante los próximos seis años, la energía necesaria para la producción de sus pozos y centros de producción ubicados en las zonas oriente y sur del país. Esta energía representa un consumo cercano a 5,614 GWh a partir de este año y hasta el 2018.
- ▶ **CONCESIÓN DE AGUAS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA:** Con las resoluciones 223 del 23 de mayo de 2013 y 285 del 20 de junio de 2013, Corpoguavio prorrogó la concesión de aguas para generación de energía a la Central de Guavio, por un término de 15 años. Guavio es la segunda central más grande de Colombia y el año anterior representó 10.4% del total de la energía generada en el país.

Tabla No 16 - Indicadores financieros seleccionados de Emgesa

	COP Millones			USD Millones	
	Al 2T 13	Al 2T 12	Var %	Al 2T 13	Al 2T 12
Ingresos operacionales	1,184,578	990,348	19.6	614.1	554.9
Costo de ventas	-502,935	-415,168	21.1	-260.7	-232.6
Gastos administrativos	-12,588	-14,112	-10.8	-6.5	-7.9
Utilidad operacional	669,055	561,067	19.2	346.8	314.4
EBITDA Acumulado al 2T 13 / al 2T 12	751,896	646,547	16.3	389.8	314.4
Utilidad neta	421,829	349,561	20.7	218.7	195.9
Dividendos y reservas decretados a EEB	405,658	343,894	18.0	210.3	192.7
Reducciones de capital a EEB	0	0		0.0	0

Pies de página en anexo 6

- ▶ La utilidad neta presentó un incremento del 20.7% debido principalmente a mayores ingresos operacionales y la disminución de los gastos financieros de la deuda.
- ▶ En mayo de 2013 Fitch Ratings y Standard & Poor's elevaron la calificación de EMGESA como emisor de deuda corporativa de largo plazo en moneda local y extranjera de BBB- a BBB con perspectiva estable. Los informes de las dos calificadoras resaltan el desempeño financiero y el perfil satisfactorio en términos de riesgo de negocio y financiero.

Avance proyectos de inversión EMGESA:

Tabla No 17 – Inversiones

	Al 2T 13	Al 2T 12	Var %
Millones COP	251,130	180,785	38.9
Millones USD	130.2	101.3	28.5

- ▶ En el primer semestre de 2013 EMGESA realizó obras de infraestructura, compra de equipos, mantenimiento de centrales y proyectos de sostenibilidad en las zonas de influencia, entre otros, por un valor de COP 251,130 millones, cifra en la cual los proyectos de expansión tuvieron una participación de 95%, dado el avance presentado en la ejecución del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo (400 MW) y en el Proyecto Hidroeléctrico Salaco (260 MW), el cual comprende la rehabilitación de 6 generadoras de las centrales SALTO II, Laguneta y Colegio recuperando así 144,8 MW de la cadena antigua de Río Bogotá e incrementando la potencia hasta 260 MW.
- ▶ Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo: (•) El 15.07.13 el ANLA visitó el proyecto para revisar los aspectos ambientales y sociales y de manera extraoficial encuentra que EMGESA cumple con lo requerido en la licencia ambiental. (•) Se adelantan reuniones con INVIAS y la Gobernación para la construcción de las vías sustitutivas y ya se cuenta con la autorización de ANLA; (•) El proyecto se encuentra con buen margen para su culminación; (•) En 2013 se han ejecutado USD 89.4 millones; (•) En el período 2010 -2013 se han ejecutado USD 443 millones.

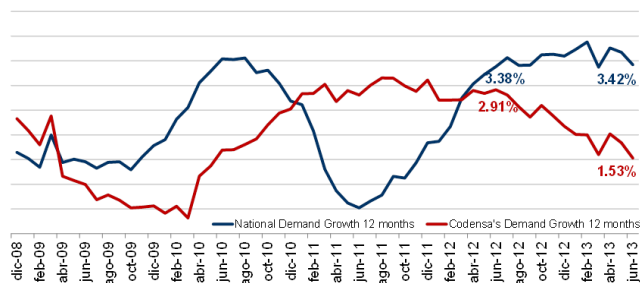
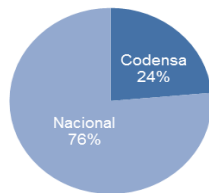
4.2. CODENSA

Tabla No 18 - Panorámica de Codensa al 2T 13

CODENSA	
Número de clientes	2,640,304
Participación de mercado - %	23.6
Demanda Codensa - Gwh	7,069
Var % demanda de Codensa 2T 13 / 2T 12	2.96%
Ingresos operacionales - COP Millones	1,570,572
EBITDA UDM - COP Millones	0
Control	Endesa de España
Participación EEB	51.5% (36.4% ordinarias; 15.1% preferenciales sin derecho a voto)

Gráfico 5 – Evolución Demanda Nacional vrs. Demanda de Codensa

Demanda Codensa Vs. Nacional



- ▶ La tasa de crecimiento de la demanda de energía en el área de Codensa en el 1.5%, con una ligera recuperación de la demanda de los clientes residenciales y comerciales y una disminución constante de la demanda de las actividades industriales de la región central.
- ▶ Crecimiento de la demanda nacional de energía en un 3.4% a junio de 2013, el mantenimiento de importantes tasas de crecimiento, debido a la recuperación de la demanda de los clientes regulados. Por el contrario, los sectores manufactureros las actividades petroleras y mineras y mostraron una desaceleración durante el 2T 2013.

Tabla No 19 - Indicadores financieros seleccionados de Codensa

	COP Millones			USD Millones	
	Al 2T 13	Al 2T 12	Var %	Al 13	Al 12
Ingresos operacionales	1,570,572	1,549,459	1.4	814.19	868.24
Costo de ventas	-	-			
Gastos administrativos	1,134,020	1,114,504	1.8	-587.88	-624.51
Utilidad operacional	-38,926	-38,710	0.6	-20.18	-0.02
EBITDA Acumulado al 2T 13 / al 2T 12	397,624	396,245	0.3	206.13	222.04
Utilidad neta	548,371	551,945	-0.6	284.28	222.04
Dividendos y reservas decretados a EEB	251,247	247,051	1.7	130.25	138.43
Reducciones de capital	264,951	69,405	281.7	137.35	38.89
	0	0		0.00	0

Pies de página en Anexo 6

- ▶ Codensa generó durante el período ingresos operacionales por valor cercano a los COP 1.6 billones, un EBITDA de COP 524,605 millones (YTD) lo que representa un incremento del 1.7% de la utilidad neta y un margen neto del 16% sobre el total de los ingresos operacionales de la Compañía. El costo de venta se incrementó producto de las mayores ventas de energía.
- ▶ La deuda financiera de la Compañía se redujo 7.3% respecto a diciembre de 2012.
- ▶ Codensa logró, en este primer semestre, el índice de pérdidas físicas más bajo de los últimos diez años, al llegar a 7.14%.

Tabla No. 20 – Inversiones

	Al 2T 13	Al 2T 12	Var %
Millones COP	93,500	92,046	1.6
Millones USD	48.5	51.6	-6.0

Avance proyectos de inversión CODENSA:

- ▶ Durante el 1S 2013 Codensa realizó inversiones del orden de COP 93.500 millones, orientadas al mejoramiento de la calidad del servicio y enfocadas al fortalecimiento de la infraestructura, mantenimiento y expansión de redes.
- ▶ Atención Nueva Demanda: (*) En Nueva Esperanza se encuentran adelantando todos los trámites con el ICANH para definir el manejo de los restos arqueológicos encontrados en las excavaciones;

4.3. PROMIGAS

Tabla No 21- Panorámica de Promigas al 2T 13



Número de clientes	N.D.
Volumen de ventas - mmpcd	350.2
Participación de mercado - %	41%
Red – km	2,896
Ingresos operacionales - COP Millones	141,368
Participación de EEB - %	15.6

Tabla No 22 – Inversiones Promigas

	AI 2T 13	AI 2T 12	Var %
COP Miles de millones	37,003	31,460	0.2
USD Millones	19.182	17.629	0.1

Tabla No 23- Indicadores financieros seleccionados de Promigas

	COP Millones			USD Millones	
	AI 2T 13	AI 2T 12	Var %	AI 2T 13	AI 2T 12
Ingresos operacionales	141,368	102,892	37.3	73.2	57.1
Costo de ventas	-68,298	-54,418	25.5	-35.4	-30.4
Utilidad operacional	61,282	24,161	153.6	31.7	13.0
EBITDA al 2T 13	73,070	48,474	50.7	40.9	27.1
Utilidad neta	278,507	89,935	209.6	144.3	50.4
Dividendos y reservas decretados a EEB	33,682	29,090		17.4	16.3
Reducciones de capital a EEB	-	-		-	-
Deuda neta (1) / EBITDA	2,2	ND		ND	ND
EBITDA / Intereses (2)	6,7	ND		ND	ND

Pies de página en anexo 6

Avance proyectos de inversión Promigas: Se encuentra adelantando mantenimiento de su tubería.

4.4. GAS NATURAL

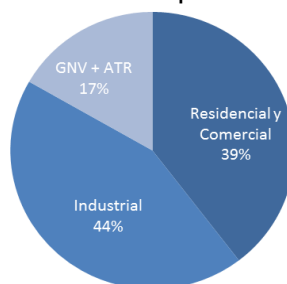
Tabla No.24– Panorámica de Gas Natural 2T 13



No de clientes	1,880,575
Volumen de ventas - mmpcd	752
Participación de mercado - %	N.D.
Red - km	12,699,9
Ingresos operacionales - COP millones	635,511
EBITDA UDM - COP millones	196,820
Control	Gas Natural de España
Participación de EEB	25%

Gráfico 6 – Ventas por Cliente – Gas Natural 2T 2013.

**Ventas por cliente - AI 2T 13
Total 752 mmpcd**



- Incremento de clientes doméstico comercial superior al presupuesto en 161, principalmente por (•) mayor número de clientes del mercado nueva construcción; y (•) por entrega de proyectos por parte de las constructoras.

Tabla No 25 - Indicadores financieros seleccionados de Gas Natural

	COP Millones			USD Millones	
	AI 2T 13	AI 2T 12	Var %	AI 2T 13	AI 2T 12
Ingresos operacionales	635,511	612,617	3.7	329.5	343.3
Costo de ventas	-412,709	-411,748	0.2	-213.9	-230.7
Gastos administrativos	-51,915	-52,868	-1.8	-26.9	-29.6
Utilidad operacional	170,887	148,002	15.5	88.6	82.9
EBITDA	196,820	344,833			193.2
Utilidad neta	135,780	118,926	14.2	70.4	66.6
Dividendos y reservas decretados a EEB	62,630	63,726	-1.7		35.7
Reducciones de capital a EEB	0	0		0	0

Pies de página en anexo 6

- Las ingresos crecen a un ritmo inferior a la utilidad operacional principalmente en los mercados doméstico comercial (-9 Mm3) por menor consumo medio e industrial (-10 Mm3) por menor venta de volumen en la industria Paz del Rio, entre otras; compensado con los mercados GNV más ATR (+10 Mm3) por consumo medio superior al previsto.

Avance proyectos de inversión Gas Natural

Tabla No 26 – Inversiones

	AI 2T 13	AI 2T 12	Var %
COP Millones	9,360	8,195	14.2
USD Millones	4.852	4.592	5.7

Las inversiones registran una menor ejecución principalmente por (•) replanificación de actividades en obras adecuación de sismoresistencia en edificios, mobiliarios y seguridad patrimonial; (•) reprogramación de proyectos para el segundo semestre en gestión energética; (•) por menor inversión media por cliente en Zona Consolidada; y (•) por reprogramación de actividades e instalaciones auxiliares en mantenimiento de red; compensado con mayor inversión de avance en los municipios de La Mesa y Anapoima.

4.5. REP y CTM Perú

Tabla No 27 - Indicadores financieros seleccionados de REP

REP Perú	USD Millones		
	AI 2T 13	AI 2T 12	Var %
Ingresos operacionales	59.0	54.1	9.1
Costo de ventas	33.7	31.4	7.2
Utilidad operacional	19.3	17.0	14.0
EBITDA UDM	36.6	34.0	7.7
Utilidad neta	10.7	9.8	8.7
Dividendos decretados a EEB	8	0	
Reducciones de capital a EEB	0	0	
Deuda neta (2) / EBITDA	0	0	
EBITDA / Intereses (3)	0	0	

Pies de página en anexo 6

- ▶ Los ingresos se han incrementado principalmente por el ajuste de tarifas y a la entrada en operación de las ampliaciones 9 y 10 puesta de operación comercial en octubre 2012 y abril 2013, respectivamente.
- ▶ La utilidad operacional y Ebitda crecen debido a 2 ampliaciones que entraron en operación en octubre 2012 y abril 2013.
- ▶ La utilidad neta de REP al 30 de junio 2013 ascendió a USD10.7 millones, presentó un incremento con respecto a la registrada en similar período del año anterior de USD 9.8 millones, principalmente a las ampliaciones 9 y 10 que entraron en operación octubre 2012 y abril 2013, respectivamente.

Tabla No 28 - Indicadores financieros seleccionados de CTM

CTM Perú	USD Millones		
	AI 2T 13	AI 2T 12	Var %
Ingresos operacionales	40.4	27.8	45.5
Costo de ventas	18.9	11.2	68.2
Utilidad operacional	20.4	15.7	30.6
EBITDA UDM	32.4	19.7	64.6
Utilidad neta	-0.4	8.2	-105.1
Dividendos decretados a EEB	0	0	
Reducciones de capital a EEB	0	0	
Deuda neta (1) / EBITDA	8.38	5.78	
EBITDA / Intereses (2)	1.88	2.55	

Pies de página en anexo 6

Se excluye el efecto de la aplicación de IFRIC 12

- ▶ La utilidad operacional y Ebitda crecen debido al inicio de la operación comercial de 2 concesiones en diciembre 2012 y mayo 2013.
- ▶ La utilidad neta se redujo principalmente por unos mayores gastos financieros relacionados al prepago de los préstamos bancarios realizados en mayo de 2013.

- ▶ El 30 de abril del 2013 CTM realizó la colocación de la oferta internacional de valores bajo la Regla 144A y Regulación S del U.S. Securities Act de 1933. El 7 de mayo de 2013, se procedió con la liquidación y emisión de los bono denominados "Senior Notes". La emisión ascendió a USD 450 MM un precio de emisión de 99.002%. Cuenta con una amortización Bullet a 10 años y cupones semestrales que devengan intereses a una tasa efectiva anual de 4.375%. Estos recursos están destinados al prepago de la deuda vigente y la financiación de proyectos de expansión.

Tabla No 29 - Resumen de los proyectos de ampliación de la Concesión de REP

Proyecto	Avance R/P %	Ppto. (MUS\$)	Fecha Culminación	Comentarios
Ampliación 10	100%	4.73	Hito 1: 15 Ago. 2012 Hito 2: 15 Oct 2012 Hito 3: 15 Mar 2012	▶ En proceso de cierre de liquidación de proveedores
Ampliación 11	100%	8.39	Líneas: 15 May 2012 Subestación: 12 Jul 2013	▶ El MEM aprobó ampliación de plazo hasta el 12 de Julio de 2013 ▶ Se avanza en el montaje electromecánico de la SE Pomacocha
Ampliación 12	77,9%	7.07	Transformación: 10 Nov 2013 Subestación: 10 Ago 2013	▶ REP solicitó al MEM ampliación de plazo para la POC por 2 meses por problemas en servidumbre en Ayaviri
Ampliación 13	90,3%	12.17	Repotenciación y compensación 15 Sep 2013 Subestación 15 feb 2014	▶ Se entregó al Inspector la ingeniería de detalle de la repotenciación de LT Talara - Piura
Ampliación 14	102%	15.75	27 Abril 2014	▶ Se espera aprobación del DIA ▶ Se recibió aprobación del Min Cultura para inicio de Proyecto Evaluación Arqueológica
Ampliación 15	100%	44.63	Línea L2903 19 Abr 2014 Líneas y 4to Circuito 19 Sep 2015	▶ El Comité de Gerencia aprobó la contratación de Concol para la ingeniería de detalle de la líneas

5. Anexos

Anexo 1: Nota legal

Este documento contiene palabras tales como “anticipar”, “creer”, “esperar”, “estimar”, y otras de similar significado. Cualquier información diferente a la información histórica, incluyendo y sin limitación a aquella que haga referencia a la situación financiera de la Compañía, su estrategia de negocios, los planes y objetivos de la administración, corresponde a proyecciones.

Las proyecciones de este informe se realizaron bajo supuestos relacionados con el entorno económico, competitivo, regulatorio y operacional del negocio, y tuvieron en cuenta riesgos que están por fuera del control de la Compañía. Las proyecciones son inciertas y se puede esperar que no se materialicen. También se puede esperar que ocurran eventos o circunstancias inesperadas. Por las razones anteriormente expuestas, los resultados reales podrían diferir en forma significativa de las proyecciones aquí contenidas. En consecuencia, las proyecciones de este informe no deben ser consideradas como un hecho cierto. Potenciales inversionistas no deben tener en cuenta las proyecciones y estimaciones aquí contenidas ni basarse en ellas para tomar decisiones de inversión.

La Compañía expresamente se declara exenta de cualquier obligación o compromiso de distribuir actualizaciones o revisiones de cualquier proyección contenida en este documento.

El desempeño pasado de la Compañía no puede considerarse como un patrón del desempeño futuro de la misma.

Aclaraciones

- ▶ Solo con propósitos informativos, hemos convertido algunas de las cifras de este informe a su equivalente en dólares de los Estados Unidos utilizando la TRM de fin de período publicada por la Superintendencia Financiera de Colombia. Las tasas de cambio utilizadas en la conversión son las siguientes:
 - 1S 13: 1,929 COP/USD
 - 1S 12: 1,748.6 COP/USD
- ▶ En las cifras presentadas se utiliza la coma (,) para separar los miles y el punto (.) para separar los decimales.

Definiciones de los EBITDAS incluidos en este informe

- ▶ El EBITDA no es un indicador reconocido bajo las normas contables de Colombia o de los Estados Unidos y puede presentar dificultades como herramienta analítica. Por esta razón, no debería ser tenido en cuenta en forma aislada como un indicador de la generación de caja de la compañía.
- ▶ EBITDA: El EBITDA para un período determinado (UDM; 1S) se calcula tomando la Utilidad operacional (o pérdida), agregándole la amortización de intangibles y la depreciación de activos fijos, para dicho período.
- ▶ EBITDA Consolidado EEB: En concordancia con el contrato de los bonos emitidos por EEB en noviembre de 2011, el EBITDA Consolidado de la compañía para un período determinado se calcula tomando los ingresos operacionales para dicho período y restándole el costo de ventas, los gastos administrativos y los intereses generados por los fondos

pensionales. A este resultado se le adicionan los dividendos decretados (independientemente de si han sido pagados o no), los intereses de las inversiones temporales, los impuestos indirectos, la amortización de intangibles, la depreciación de los activos fijos, las provisiones y los aportes realizados a los fondos pensionales.

- El EBITDA Consolidado Ajustado para un período determinado se calcula tomando el EBITDA Consolidado para dicho período y adicionándole los flujos caja que ingresan a EEB atribuibles a reducciones de capital de aquellas compañías en donde EEB tiene participaciones accionarias.

Anexo 2: Estado de resultados consolidado y EBITDA Ajustado UDM y trimestral

Tabla No 30 – Estado de Resultados Consolidado EEB

	Millones COP		Variación %	Millones USD	
	Al 2T 13	Al 2T 12		Al 2T 13	Al 2T 12
Ingresos Operacionales (1)	943,195	747,311	26.2	489.0	418.8
Transmisión de electricidad	52,218	51,966	0.5	27.1	29.1
Distribución de Electricidad	141,852	138,166	2.7	73.5	77.4
Transporte de gas natural	421,684	330,063	27.8	218.6	185.0
Distribución de gas natural	327,441	227,116	44.2	169.7	127.3
Costo de ventas (2)	-492,788	-380,844	29.4	-255.5	-213.4
Transmisión de electricidad	-22,491	-21,302	5.6	-11.7	-11.9
Distribución de Electricidad	-108,892	-99,007	10.0	-56.4	-55.5
Transporte de gas natural	-128,181	-111,303	15.2	-66.4	-62.4
Distribución de gas natural	-233,224	-105,307	121.5	-120.9	-59.0
Utilidad bruta	450,407	366,467	22.9	233.5	205.3
GASTOS OPERACIONALES	-109,509	-97,969	11.8	-56.8	-54.9
Transmisión de electricidad (3)	-6,521	-3,493	86.7	-3.4	-2.0
Distribución de Electricidad	-16,564	-19,170	-13.6	-8.6	-10.7
Transporte de gas natural	-22,937	-31,820	-27.9	-11.9	-17.8
Distribución de gas natural	-63,487	-43,486	46.0	-32.9	-24.4
UTILIDAD OPERACIONAL	340,898	268,498	27.0	176.7	150.5
Dividendos (4)	799,800	523,278	52.8	414.6	293.2
Intereses inversiones temp, y pat, autónomos (5)	21,773	29,579	-26.4	11.3	16.6
Diferencia en cambio neta (6)	-217,988	197,459	-210.4	-113.0	110.6
Valoración neta de coberturas (7)	6,478	1,087	496.0	3.4	0.6
Otros ingresos (8)	14,297	22,925	-37.6	7.4	12.8
Gastos No operacionales (9)	-83,258	-67,073	24.1	-43.2	-37.6
Gastos financieros	-113,664	-272,364	-58.3	-58.9	-152.6
Otros gastos	-4,367	-6,603	-33.9	-2.3	-3.7
Utilidad antes de impuestos e interés minoritario	763,969	696,786	9.6	396.0	390.4
Interés minoritario (10)	-7,596	-59,464	-87.2	-3.9	-33.3
Impuesto de renta	-37,473	-31,894	17.5	-19.4	-17.9
Utilidad neta	718,900	605,428	18.7	372.7	339.3

Pies de página en anexo 6

Tabla No 31 – Desagregación EBITDA Consolidado UDM Grupo Energía de Bogotá

EBITDA UDM CONSOLIDADO	COP Millones		Variación %	USD Millones	
	Al 1S 13	Al 1S 12		Al 1S 13	Al 1S 12
Ingresos Operacionales	1,780.988	1,503.376	18.5	923.3	842.4
Costos Operacionales	-935.624	-739,044	26.6	-485.0	-414.1
Gastos Operacionales	-214,448	-198,641	8.0	-111.2	-111.3
Depreciación operacional	113,401	102,734	10.4	58.8	57.6
Amortización operacional	47,703	55,336	-13.8	24.7	31.0
Impuestos operacionales	4,323	32,664	-86.8	2.2	18.3
Dividendos e intereses ganados	854,214	749,476	14.0	442.8	420.0
Intereses patrimonio autónomo	-11,486	-14,836	-22.6	-6.0	-8.3
Gastos administración	-184,740	-169,469	9.0	-95.8	-95.0
Pensiones jubilación	39,139	33,123	18.2	20.3	18.6
Amortizaciones	36,955	17,131	115.7	19.2	9.6
Depreciaciones	6,317	2,575	145.4	3.3	1.4
Provisiones	18,529	25,586	-27.6	9.6	14.3
Impuestos	66,546	78,064	-14.8	34.5	43.7
Reducciones de capital	0	0		0.0	0.0
EBITDA Consolidado Ajustado	1,621,817	1,478,075	9.7	840.8	828.2

Tabla No 32 – Desagregación EBITDA Trimestral Consolidado Grupo Energía de Bogotá

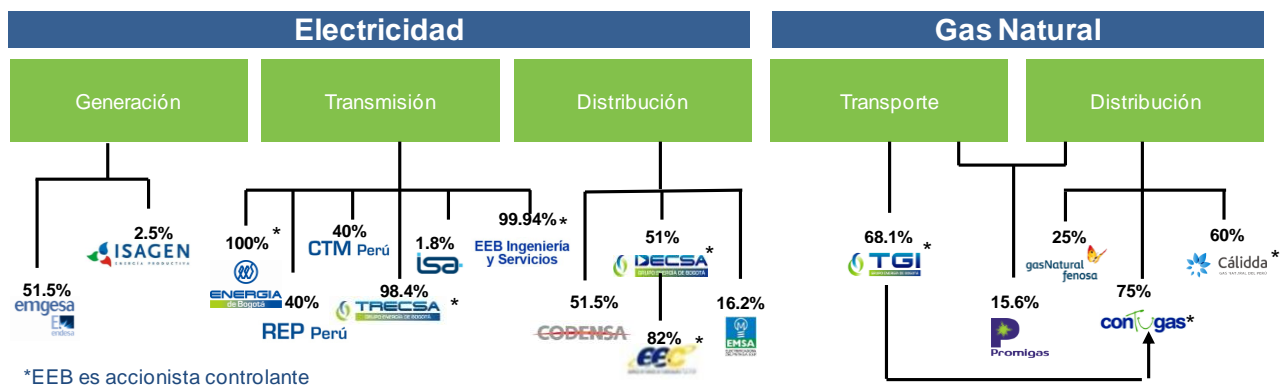
EBITDA TRIMESTRAL CONSOLIDADO	COP Millones		Variación %	USD Millones	
	Al 1S 13	Al 1S 12		Al 1S 13	Al 1S 12
Utilidad operacional	169,981	131,678	29.1	88.1	73.8
Depreciación operacional	27,798	20,035	38.7	14.4	11.2
Amortización operacional	12,166	15,173	-19.8	6.3	8.5
Impuestos operacionales	936	1,230	-23.9	0.5	0.7
Dividendos e intereses ganados	20,366	44,486	-54.2	10.6	24.9
Intereses patrimonio autónomo	4,178	-4,177	-200.0	2.2	-2.3
Gastos administración	-39,637	-32,732	21.1	-20.5	-18.3
Pensiones jubilación	2,687	6,532	-58.9	1.4	3.7
Amortizaciones	9,314	6,629	40.5	4.8	3.7
Depreciaciones	1348	1046	28.9	0.7	0.6
Provisiones	9,967	10,000	-0.3	5.2	5.6
Impuestos	13,490	15,793	-14.6	7.0	8.8
EBITDA	232,594	215,693	7.8	120.6	120.9

Anexo 3: Estados financieros consolidados de EEB e individuales:

<http://www.grupoenergiadebogota.com/inversionistas/estados-financieros>

Anexo 4: Panorámica de la compañía controlante – EEB

- ▶ EEB es una compañía integrada del sector de la energía con operaciones en Colombia, Perú y Guatemala;
- ▶ La compañía fue fundada en 1896 y está controlada por el Distrito de Bogotá – 76.2%. Al estar la acción de EEB inscrita en el mercado público de Colombia, se rige por estándares internacionales de gobierno corporativo.
- ▶ EEB tiene una estrategia de expansión focalizada en el transporte y distribución de energía en Colombia y en otros países de la región americana.
- ▶ EEB participa en toda la cadena de valor de electricidad y en casi toda la cadena de valor de gas natural – no participa en la actividad de exploración y producción de este hidrocarburo.
- ▶ El Grupo EEB es uno de los emisores colombianos más importantes de deuda corporativa en los mercados de capitales internacionales. En octubre de 2007, EEB y TGI realizaron una emisión de corporativos en el mercado 144^a por USD 1.36 billones – miles de millones -. En 2011, TGI ejerció opción de compra para reducir la tasa cupón en 263 pbs.
- ▶ Desde 2009, la acción de EEB se transa en el mercado público de valores de Colombia.



Anexo 5: Términos técnicos y regulatorios

- ▶ BLN: Billones de los Estados Unidos de América, Factor 10⁹
- ▶ CAC: Crecimiento anual compuesto.
- ▶ COP: Pesos colombianos,
- ▶ CHB: Central Hidroeléctrica de Betania,
- ▶ CTM: Consorcio Transmantaro,
- ▶ CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia. Entidad estatal encargada de la regulación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas natural,
- ▶ D Electricidad: Distribución de electricidad,
- ▶ D Gas natural: Distribución de Gas natural,
- ▶ DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística, Entidad responsable de la planeación, levantamiento, procesamiento, análisis y difusión de las estadísticas oficiales de Colombia,
- ▶ G Electricidad: Generación de electricidad,
- ▶ Gwh: Gigavatios hora; unidad de energía que equivale a 1,000,000 kwh,

- ▶ GNV: Gas natural vehicular,
- ▶ IPC: Índice de precios al consumidor de Colombia,
- ▶ KM: Kilómetros,
- ▶ KWH: Unidad de energía, Equivale a la energía desarrollada por una potencia de un kilovatio (kW) durante una hora,
- ▶ MEM: Mercado de Energía Mayorista de Colombia,
- ▶ Millones: millones,
- ▶ MI: Millas,
- ▶ MW: Megavatio, Unidad de potencia o de trabajo que equivale a un millón de vatios,
- ▶ N.A. No aplica.
- ▶ PCD: Pies cúbicos día,
- ▶ SIN: Sistema Interconectado Nacional,
- ▶ STN: Sistema de Transmisión Nacional,
- ▶ SF: Superintendencia Financiera, Entidad estatal encargada de la regulación, vigilancia y control del sector financiero colombiano,
- ▶ T Electricidad: Transmisión de electricidad,
- ▶ T Gas natural: Transporte de gas natural,
- ▶ TRM: Tasa representativa del mercado; es un promedio de los precios de las transacciones peso –dólar que calcula diariamente la Superintendencia Financiera - SF,
- ▶ UDM: Últimos doce meses
- ▶ UPME: Entidad estatal encargada de la planeación de los sectores de minas y energía en Colombia,
- ▶ USD: Dólares de los Estados Unidos de América,
- ▶ USUARIO NO REGULADO DE ELECTRICIDAD: consumidores de electricidad que tienen un pico de demanda mayor a 0,10 MW o un consumo mínimo mensual mayor a 55,0 MWh,
- ▶ USUARIO NO REGULADO DE GAS NATURAL: usuario con un consumo superior a 100 kpcd,

Anexo 6: Pies de página de las tablas y gráficas

Tabla 3 - Indicadores financieros de EEB

- (1) Es el EBITDA consolidado ajustado dividido entre el total de ingresos operacionales consolidados, dividendos e ingresos por intereses.
- (2) Es la deuda consolidada menos la caja libre.
- (3) Son los gastos financieros consolidados.

[Volver al capítulo](#)

Tabla 9 - Indicadores transmisión EEB

- (1) % de tiempo disponible de la infraestructura
- (2) % del ingreso recibido descontado debido a la indisponibilidad acumulada de activos puntuales superior a la meta regulatoria.
- (3) Relación entre la cantidad de mantenimientos ejecutados y la cantidad de mantenimiento programados a ejecutarse dentro del Plan Semestral de Mantenimiento.
- (4) Relación de la cantidad de activos de transmisión de propiedad de EEB y los activos totales de transmisión en Colombia.

[Volver al capítulo](#)

Tabla 10 - Indicadores seleccionados EEC - DECSA

- (1) % de pérdidas de energía.

[Volver al capítulo](#)

Tabla 16 - Indicadores financieros seleccionados de Emgesa.

- (1) Es el resultado de la deuda financiera vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.
- (2) Son los intereses de las deudas financieras causados durante los últimos doce meses.

[Volver al capítulo](#)

Tabla 19 - Indicadores financieros seleccionados de Codensa

- (1) Es el resultado de la deuda vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.
- (2) Son los intereses de las deudas financieras causados durante los últimos doce meses

[Volver al capítulo](#)

Tabla 23 – Indicadores financieros seleccionados de Promigas

- (1) Es el resultado de la deuda vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.
- (2) Son los intereses de las deudas financieras causados durante los últimos doce meses.

[Volver al capítulo](#)

Tabla 25 – Indicadores financieros seleccionados de Gas Natural

- (1) Es el resultado de la deuda vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.
- (2) Son los intereses de las deudas financieras causados durante los últimos doce meses.

[Volver al capítulo](#)

Tabla 27 – Indicadores financieros seleccionados de REP

- (1) Es el resultado de la deuda vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.

[Volver al capítulo](#)

Tabla 28 – Indicadores financieros seleccionados de CTM

- (1) Es el resultado de la deuda vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.
- (2) Son los intereses de las deudas financieras causados durante los últimos doce meses.

Tabla 30 - Resultados financieros consolidados EEB

- (1) Son los ingresos operacionales por el servicio de transmisión que presta directamente EEB y los servicios de transporte y distribución de gas natural de TGI y Cálidda, respectivamente. También incluye los servicios de distribución de energía que Decsa consolida por su participación en EEC.
- (2) Corresponde al costo de ventas por el servicio de transmisión que presta directamente EEB y los servicios de transporte y distribución de gas natural de TGI y Cálidda, respectivamente. También incluye los servicios de distribución de energía que Decsa consolida por su participación en EEC. Incluye además los gastos de personal, materiales, costos de operación y mantenimiento, depreciación, amortización y seguros relacionados con dichas actividades.
- (3) La actividad de transmisión es operada directamente por EEB. Se asignan gastos administrativos por el sistema ABC.
- (4) Corresponde a los dividendos decretados por las compañías no controladas.

- (5) Corresponde a los intereses por inversiones temporales e ingresos financieros que generan los patrimonios autónomos de pensiones.
- (6) Es la pérdida o ganancia neta por efecto de la variación en la tasa de cambio y su impacto en los activos y pasivos denominados en moneda extranjera.
- (7) Refleja la valoración de las coberturas contratadas por EEB y TGI para reducir el riesgo cambiario.
- (8) Corresponde a ingresos por recuperación de inversiones, arrendamientos y gastos.
- (9) Son los gastos que no están relacionados con las actividades operacionales
- (10) Corresponde a la proporción de las utilidades netas que le corresponden a los inversionistas minoritarios en las empresas controladas por EEB.

Volver al capítulo