

Bogotá D.C., Agosto de 2012

Índice

- ▶ Resumen ejecutivo y hechos relevantes
- ▶ Desempeño compañías con control.
 - EEB - Transmisión
 - DECSA - EEC
 - TGI
 - CÁLIDDA
- ▶ Desempeño compañías sin control.
 - Emgesa
 - Codensa
 - Promigas
 - Gas natural
 - REP y CTM
- ▶ Desempeño financiero de EEB.
- ▶ Anexo 1: Nota legal y aclaraciones.
- ▶ Anexo 2: Estados financieros consolidados de EEB.
- ▶ Anexo 3: Panorámica de EEB.
- ▶ Anexo 4: Definiciones de los EBITDAS incluidos en este informe. Desagregación del EBITDA Consolidado Ajustado UDM y trimestral.
- ▶ Anexo 5: Pies de página de las tablas.
- ▶ Anexo 6: Términos técnicos y regulatorios.

Resumen ejecutivo y hechos relevantes.

Tabla No 1 - Panorámica de los sectores eléctricos al 1S 12

	Colombia	Perú	Guatemala
Capacidad instalada – MW	14,463	9,196	2,182
Demanda - GWh	14,599	10,125	4,258
Variación demanda 1S 12 / 1S 11 - %	4.84	6.60	2.67
Explicación variación demanda 1S12 / 1S11	Mayor demanda minera, particularmente Cerromatoso.	Crecimiento actividad económica, particularmente del sector minero.	Crecimiento industrial y demográfico.

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

Tabla No. 2 - Panorámica de los sectores de gas natural al 1S 12

	Colombia al Febrero 12	Perú al 2T 12
Reservas probadas y probables - TPC	7.1	21.5
Demanda interna - mm pcd	850	1,152.6
Variación demanda interna - %	-9.8	15.8
Explicación variación demanda	Reducción de la demanda térmica por disipación del fenómeno del El Niño.	Crecimiento de la demanda de todos los sectores residencial 38,3%, comercial 34,8%, GNV 31,9% y exportaciones 16,4%

Fuentes: UPME, CON, MEM, Osinergim

Tabla No 3 - Indicadores financieros consolidados de EEB

COP Millones	Al 1S 12	Al 1S 11	F 11
Ingresos operacionales	747,311	665,599	1,421,664
Utilidad operacional	268,498	253,467	550,659
EBITDA Consolidado ajustado trimestral (2T 12)	215,693	166,042	353,008
EBITDA Consolidado ajustado UDM	1,478,074	1,232,148	1,082,047
EBITDA Consolidado UDM	1,478,074	1,232,148	1,082,047
Dividendos y reservas decretados a EEB	523,278	179,185	347,227
Utilidad neta	605,428	281,269	305,294
Dividendos y reservas decretados por EEB	319,964	-	-
Última calificación deuda internacional:			
S&P – Oct. 11: BB+ positive			
Fitch – Nov 11: BB + estable			
Moody's - Oct 11 Baa3 estable			

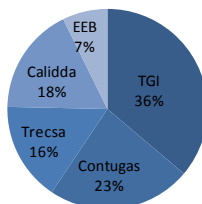
- ▶ Al primer semestre de este año, la utilidad neta de EEB creció COP 324 mil millones en comparación con el mismo periodo del año anterior, lo que representa un aumento del 115%. Dicho crecimiento se explica, principalmente, por los mejores resultados operacionales de los negocios controlados y los mayores dividendos decretados por sus inversiones sin control. En el período mencionado, la utilidad operacional de la compañía creció en 6% y la utilidad no operacional en 252%.
- ▶ El 26 06 12 se pago el dividendo de COP 34.85 por acción aprobado en la asamblea del 14 03 12.
- ▶ La 16 08 12 Junta Directiva autorizó presentar ofertas para la construcción y operación de líneas de transmisión de electricidad en Chile. De acuerdo con el cronograma establecido por el gobierno chileno, las ofertas deberán ser presentadas antes de finalizar el mes de agosto y los resultados se darán a conocer en el mes de octubre. El valor estimado de los proyectos es de aproximadamente USD 489 millones.
- ▶ El 16 07 12 la Junta Directiva EEB autorizó presentar a Ecopetrol para la construcción de una subestación de 230 kV y las líneas de transmisión necesarias para conectarla al Sistema de Transmisión Nacional (STN).
- ▶ El 20 04 12 TGI cerró una operación de manejo de deuda de su principal pasivo financiero (un bono emitido en 2007 por un valor de USD 750 millones), que mejoró el perfil de su deuda y redujo su costo financiero. Esta operación se une a una similar realizada por EEB en noviembre de 2011. En conjunto y gracias a las dos operaciones se esperan ahorros anuales en costos financieros cercanos a los USD 44 millones.
- ▶ Enel de Italia está buscando racionalizar su portafolio de inversiones en Latinoamérica concentrando en Enersis de Chile la propiedad de las diferentes empresas que operan en la región. La operación, no deberá afectar los términos de los acuerdos de accionistas que actualmente regulan las relaciones de los socios de Emgesa y Codensa de Colombia, empresas en las que EEB es accionista.
- ▶ En Mayo de 2012, Fitch Ratings ratificó la calificación BBB- para los bonos globales emitidos por Emgesa y cambió su perspectiva de estable a positiva. Así mismo, Fitch confirmó en AAA la calificación local de largo plazo de la compañía
- ▶ Emgesa estudia la posibilidad de vender energía a Panamá. La operación dependerá de los resultados de dos subastas. La primera busca asignar la capacidad de la línea de transmisión que se proyecta construir (300 MW) y la segunda pretende asignar la energía a comercializar.
- ▶ El 31 de Julio de 2012 Fitch reafirmó la calificación de AAA con perspectiva estable para los bonos ordinarios emitidos por Codensa en el mercado colombiano. Se trata de una emisión por valor por COP 600.000 millones.

Tabla No 4 - Resumen de los proyectos de expansión del Grupo Energía de Bogotá

Proyecto / Cía.	País	Sector	Inversión Usd Millones	Estado	En operación:
Cusiana II - TGI	Colombia	T GN	235	En operación	
La Sabana - TGI	Colombia	T GN	57	En planificación	4T 13
ICA Perú - ConTUgas	Perú	T + D GN	326	En construcción	3T 13
Lima - Cálidda	Perú	D GN -ampliación red-	464	En construcción	Hasta el 16
Guatemala – TRECSA	Guatemala	T E	373	En construcción	4T 13
Subestaciones	Colombia	T E	156	En planificación	13-15

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

Inversiones 2012 - Grupo de Energía de Bogotá
USD 596 mm



► TGI

- Cusiana Fase II: La compañía declaró en 01 08 la comercialización de este proyecto de expansión. La compañía finalizó de esta manera la construcción y puesta en operación de sus tres proyectos de expansión (Guajira, Cusiana Fases I y II) que aumentaron su capacidad de transporte en más de un 50%.

► ConTUGas - ICA:

- La ejecución del proyecto fue del 52% al cierre del primer semestre de este año y adquirió la totalidad de la tubería de la red troncal e inicio su tendido.
- La compañía firmó cuatro contratos con clientes industriales por un volumen total de 9.2 mmpcd y negocia contratos de tipo “take-or-pay” por 52 mmpcd e interrumpibles por 35 mmpcd que espera cerrar en el segundo semestre 2012.
- Contugas está finalizando el cierre financiero de un crédito puente sindicado con banca colombiana y banca peruana por valor de USD 215 millones y plazo de 18 meses.

► Lima - Cálidda:

- A Junio de este año, Cálidda contaba con 82,700 clientes y 139,000 vehículos funcionaban a gas natural en su área de operaciones. El objetivo de la compañía es contar 105.000 clientes antes de finalizar el 2012 y 455,000 en 2016.
- El directorio de la compañía aprobó poner a consideración de la junta general un aumento de capital por USD 60 millones. De ser aprobada la capitalización, los recursos deberán ser aportados por los accionistas en dos tramos: USD 35 millones en 4T 12 y USD 25 millones en 1T 13.

► Guatemala – TRECSA:

- A junio de 2012 la compañía había negociado el 39% del total de las servidumbres del proyecto.
- La compañía cuenta con el 56% de los Aavales Municipales y el Ministerio de Ambiente había aprobado el 94% de los ECUT (estudios de cambio de uso de la tierra).
- El porcentaje global de avance en la construcción de líneas de transmisión y subestaciones es del 14% y 9%, respectivamente.

► EEB Transmisión:

- Subestaciones Armenia, Alferéz y Tesalia: Los proyectos se encuentran en la etapa de diseño detallado, obtención de licencias y permisos y definición de los términos contractuales de los contratos para su construcción. La compañía estima que los tres proyectos entrarán en operación de acuerdo con el cronograma definido.

Tabla No 5 - Indicadores financieros inversiones sin control - 1S 12

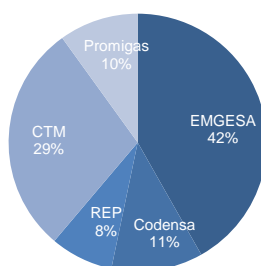
	COP Millones				USD millones	
	Emgesa	Codensa	Gas Natural	Promigas *	REP	CTM
Ingresos operacionales	990,348	1,549,459	612,617	102,041	54.0	27.7
Utilidad operacional	561,067	396,245	148,002	19,318	16.9	15.6
EBITDA UDM	1,289,388	1,027,982	344,833	N.A.	64.4	37.9
Utilidad neta	349,561	247,051	118,926	87,941	9.8	8.1
Dividendos y reservas decretados a EEB	343,894	69,405	63,726	22,988	-	-
Reducciones de capital decretadas a EEB	-	-	-	-	-	-

*Estados Financieros Individuales Promigas

Tabla No 6 - Resumen de los proyectos de expansión de las empresas sin control al 1S 12

Proyecto	Empresa	Sector	País	Inversión	
				USD millones	
Químbo	Emgesa	G electricidad	Colombia	837	14
Subestaciones	Codensa	D electricidad	Colombia	68	11-12
Ampliaciones concesión	REP	T electricidad	Perú	89	12
Ampliaciones concesión y nuevas	CTM	T electricidad	Perú	523	12 - 13
Ampliaciones sistema	PROMIGAS	T + D gas natural	Colombia	192	14

**Inversiones 2012 – Inversiones sin control
USD 976 mm**



► Emgesa – El Químbo:

- Al cierre del 2T 12 el proyecto registró un avance del 27% en su ejecución. La compañía estima que el proyecto estará en operación antes de finalizar el 2014.
- La Superintendencia Financiera de Colombia amplió hasta julio de 2015 el plazo para el programa de emisión de bonos ordinarios de la compañía. El programa contempla emisiones hasta por un cupo de COP 1.9 billones de los cuales se han utilizado COP 835.000 millones. Estos recursos podrían utilizarse para refinanciar los vencimientos de deuda y completar el plan financiero de El Químbo.

► Codensa – Subestaciones

- De las tres subestaciones contempladas en su plan de expansión, dos ya están en operación (Florida y Torca). La compañía avanza en la construcción de la subestación Nueva Esperanza.

► REP - Ampliaciones a la concesión:


- Las cinco ampliaciones de REP avanzan conforme al cronograma y el presupuesto.
- El directorio de la compañía autorizó en junio pasado desembolsar un crédito a CTM por un monto de USD 65 millones en condiciones de mercado. La operación busca optimizar la caja de REP y las necesidades de financiación de CTM.

- ▶ CTM - Ampliaciones a la concesión y nuevos proyectos:
 - A excepción de Machu Picchu, los demás proyectos de la compañía avanza ajustados al cronograma y los presupuestos.
 - El 25 de junio pasado, el Ministerio de Minas del Perú emitió un concepto que reactiva la construcción del proyecto Machu Picchu - Cotaruse que estaba suspendido desde noviembre de 2011.

[Regresar al índice](#)

Desempeño compañías con control

Tabla No 7 - Indicadores Transmisión EEB

	Al 1S 12	Al 1S 11	Var %	F 11
Utilidad operacional – COP millones	27,232	25,984	4.8	49,662
EBITDA trimestral - COP millones	16,942	15,967	6.1	14,747
EBITDA UDM - COP millones	65,523	64,311	1.9	64,295
Inversiones – COP millones	11,503	1,793	5,4	9.255
Disponibilidad de la infraestructura - % (1)	99.93	99.91	0.02	99.97
Compensación por indisponibilidad - % (2)	0.001	0.001	-	0.0021
Cumplimiento programa mantenimiento - % (3)	100	100	-	100
Participación en la actividad de transmisión en Colombia - % (4)	8.11	7.92	0.2	8.02

Pies de página en anexo 5

- ▶ Los indicadores técnicos y operativos registran niveles óptimos y por mejores a los exigidos por la regulación.
- ▶ El ingreso en operación de nuevos proyectos impacto positivamente los indicadores financieros del negocio de transmisión.
- ▶ Las inversiones aumentan, principalmente, por la ejecución de los proyectos de expansión adjudicados a principios de este año.

Tabla No 8 - Indicadores seleccionados EEC*


	Al 1S 12	Al 1S 11	Var %	F 11
No. de clientes	250,189	243,441	2.7	248,043
Ingresos operacionales - COP millones	138,706	125,264	10.7	262,527
Utilidad operacional - COP millones	30,153	22,511	33.9	45,505
EBITDA trimestral – COP millones	15,801	13,476	17.3	N.A
EBITDA UDM – COP millones	60,365	42,378	42.4	52,980
Utilidad neta – COP millones	12,871	10,536	22.2	30,678
Dividendos y reservas decretados a EEB	-	-	-	-
Pérdidas - % (1)	12.69	13.69	-7.3	12.53

* Controlada por DECSA; la información que se presenta en la tabla es la de EEC.

Pies de página en anexo 5


- ▶ Los mejores resultados operacionales y del EBITDA se explican, principalmente, por el incremento en el número de clientes atendidos y las gestiones realizadas por la administración para reducir las pérdidas de la compañía.

Tabla No 9 - Indicadores seleccionados de TGI

 TGI GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ	Al 1S 12	Al 1S 11	Var %	F 11
Ingresos operacionales - COP Millones	330,063	307,489	7.3	626,838
Utilidad operacional - COP Millones	182,303	175,126	4.1	357,059
EBITDA trimestral – COP millones	119,754	116,138	3.1	120,045
EBITDA UDM - COP Millones	489,659	443,272	10.5	481,570
Utilidad neta - COP Millones	131,595	161,763	-18.6	25,614
Volumen transportado – Mmpcd	401	424	-5.5	420
Capacidad contratada en firme - Mmpcd	548	540	1.5	560
Calificación crediticia internacional				
S&P - Marzo 12: BB; positiva				
Fitch - Nov 11: BB+; estable				
Moody's Marzo 12 Baa3 estable				

- ▶ La Utilidad operacional crece a un ritmo menor en comparación con el crecimiento de los ingresos operacionales debido a: (•) labores de mantenimiento en algunos gasoductos, (•) mayor valor de la prima de seguros y, (•) honorarios relacionados con la operación de manejo de deuda realizada por TGI en el 1T 12.
- ▶ La menor Utilidad neta se explica, principalmente, por el pago de la prima por la operación de manejo de deuda realizada por TGI en el primer trimestre de este año. Gracias a esta operación la compañía redujo sustancialmente el costo financiero de su deuda y espera lograr ahorros anuales cercanos a los USD 28.5 millones.
- ▶ El avance del EBITDA UDM se explica por el impacto de las ampliaciones de Guajira y Cusiana Fase I sobre los ingresos operacionales de la compañía.

Tabla No 10 - Indicadores seleccionados de Cálidda

 Cálidda GAS NATURAL DEL PERÚ	Al 1S 12	Al 1S 11	Var %	F 11
No de clientes	86,156	49,651	73.5	63,602
Ingresos operacionales - USD Miles	167,744	141,042	18.9	304,485
Utilidad operacional – USD Miles	24,343	22,463	8.3	45,262
EBITDA trimestral – USD Miles	16,269	16,512	-1.5	N.A
EBITDA UDM – USD Miles (1)	62,765	46,157	35.9	59,368
Utilidad neta – USD Miles	13,164	12,759	3.1	25,809

- ▶ La compañía continúa ejecutando exitosamente su plan de expansión lo que se refleja en el incremento en el número de clientes. La compañía espera terminar el año con más de cien mil usuarios conectados a su red.
- ▶ La utilidad operacional crece a un ritmo inferior en comparación con el crecimiento de los ingresos operacionales por costos asociados a las nuevas conexiones, principalmente conexiones residenciales.
- ▶ La utilidad neta crece a un menor ritmo en comparación con la utilidad operacional por un ajuste en 2012 en la metodología para amortizar la deuda de la compañía, en línea con las normas contables internacionales.

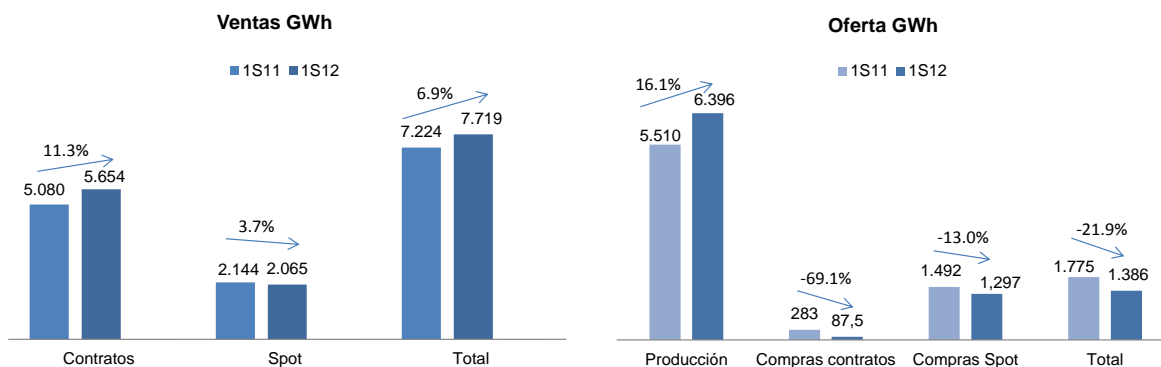
[Regresar al índice](#)

Desempeño compañías sin control

Tabla No 11 - Panorámica de Emgesa al 1S12

emgesa

Capacidad instalada - MW	2,879
Composición de la capacidad	10 Hidros y 2 térmicas
Generación - Gwh	6,396
Ventas - Gwh	7,719
Ingresos operacionales - COP Millones	990,348
EBITDA UDM - COP Millones	1,289,388
Control	Endesa de España
Participación de EEB	51.5% - 37.4% ordinarias; 14.1% preferenciales sin derecho a voto-



- El aumento en la producción estuvo acompañado de mayores ventas a través de contratos y menores compras de energía. Lo anterior es resultado de los mayores aportes hidrológicos durante el primer semestre de este año. Los niveles hidrológicos de las embalses de Emgesa se encuentran en niveles superiores a la media histórica.

Tabla No 12 – Inversiones

	Al 1S 12	Al 1S 11	Var %	F 11
Millones COP	180,785	118,955	52.0	290.4
Millones USD	101.303	66.821	51.6	149.5

- La ejecución de El Quimbo explica el incremento de las inversiones de la compañía. El proyecto demandó recursos durante el primer semestre cercanos a los COP 160 mil millones.

Tabla No 13 - Indicadores financieros seleccionados de Emgesa

	COP Millones			COP Millones F 11	USD Millones	
	Al 1S 12	Al 1S 11	Var %		Al 1S 12	Al 1S 11
Ingresos operacionales	990,348	897,013	10.4	1,899,062	554.9	503.9
Costo de ventas	-415,168	-348,966	18.9	-765,023	-232.6	-196
Gastos administrativos	-14,112	-14,987	-5.8	-29,336	-7.9	-8.4
Utilidad operacional	561,067	533,060	5.2	1,104,703	314.4	299.4
EBITDA UDM	1,289,388	1,199,078	7.5	1,256,231	722.5	673.6
Utilidad neta	349,561	313,483	11.5	667,755	195.9	176.1
Dividendos y reservas decretados a EEB	343,894	80,537	327	80,537	192.7	45.2
Reducciones de capital a EEB	0	0	0	0	0	0
Deuda neta (1) / EBITDA	N.D	N.D	N.A.	1.4	N.D	N.D
EBITDA / Intereses (2)	N.D	N.D	N.A.	8.7	N.D	N.D

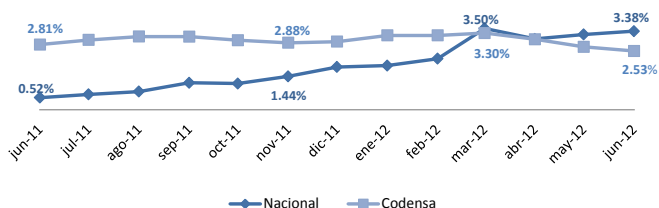
Pies de página en anexo 5

- ▶ La utilidad operacional crece a un ritmo inferior en comparación con los ingresos operacionales debido a mayores compras de diesel de la planta térmica de Cartagena durante los primeros meses de 2012. En ese período se presentaron problemas operativos en el gasoducto de Promigas que obligaron a Cartagena a utilizar diesel para generar, combustible significativamente más costoso que el gas natural.
- ▶ La utilidad neta crece a un ritmo superior en comparación con la utilidad operacional debido a menores impuestos indirectos.
- ▶ El 21 03 12, la Asamblea de Accionistas decidió distribuir utilidades por COP 667,755 millones correspondientes al ejercicio de 2011. A EEB le corresponden COP 343,893 millones que serán pagados en cuatro cuotas abril, junio y noviembre de 2012 y enero de 2013. Las cuotas que le corresponde a EEB de los meses de abril y junio y que equivalen a COP 171,946 millones ya fueron canceladas.
- ▶ El incremento en los dividendos decretados a EEB se debe, principalmente, a que a finales de 2010 la compañía decretó dividendos con base un corte anticipado de estados financieros (enero a septiembre). Por esta razón, los dividendos decretados en 2011 corresponden sólo al período octubre a diciembre de 2010. En 2012, se decretaron dividendos con base en los resultados anuales de 2011.

Tabla No 14 - Panorámica de Codensa al 1S 12

CODENSA	
Numero de clientes	2,539,131
Participación de mercado - %	23.74
Demanda Codensa - Gwh	6,866
Var % demanda de Codensa 1T 12 / 1T 11	2,88
Ingresos operacionales - COP Millones	1,549,459
EBITDA UDM - COP Millones	1,027,982
Control	Endesa de España
Participación EEB	51.5% (36.4% ordinarias; 15.1% preferenciales sin derecho a voto)

Variación Demanda Nacional vs Codensa
UDM



Composición de la demanda
Nacional vs. Codensa

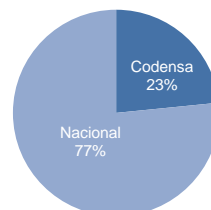


Tabla No 15 – Inversiones

	Al 1S 12	Al 1S 11	Var %	F 11
Millones COP	92,046	92,074	-0.03	306,246
Millones USD	51.58	51.72	-0.28	157.6

- ▶ Las inversiones durante el primer semestre se concentraron en los proyectos de expansión, mejorar la calidad del servicio y modernizar la red.

Tabla No 16 - Indicadores financieros seleccionados de Codensa

	COP Millones			COP Millones F 11	USD Millones	
	Al 1S 12	Al 1S 11	Var %		Al 1S 12	Al 1S 11
Ingresos operacionales	1,549,459	1,439,204	7.6	2,986,153	868.24	808.5
Costo de ventas	-1,114,504	-1,050,617	6.0	-2,187,477	-624.51	-590.2
Gastos administrativos	-38,710	-37,391	3.5	-75,231	-0.02	-21
Utilidad operacional	396,245	351,195	12.8	723,445	222.04	197.3
EBITDA UDM	1,027,982	1,046,272	-1.7	976,001	576.03	587.8
Utilidad neta	247,051	209,510	17.9	457,664	138.43	117.7
Dividendos y reservas decretados a EEB	69,405	69,214	0.3	237,172	38.89	38.9
Reducciones de capital	0	0	0	0	0	0
Deuda neta (1) / EBITDA	N.D	N.D	N.D	0.7	N.D	N.D
EBITDA / Intereses (2)	N.D	N.D	N.D	11.4	N.D	N.D

Pies de página en anexo 5

- ▶ La utilidad operacional crece a un ritmo superior en comparación con el crecimiento de los ingresos operacionales gracias a una significativa reducción en el nivel de pérdidas en 2012 en comparación con el mismo período del año anterior.
- ▶ La utilidad neta crece a un ritmo superior en comparación en el crecimiento de la utilidad operacional debido a mayores ingresos financieros por la mayor acumulación de caja durante este año.
- ▶ El bajo nivel de dividendos en 1S12 y 1S11 se explica porque en ambos períodos, estos se decretaron con base en los resultados de los últimos meses del año inmediatamente anterior. La razón es que Codensa, tanto en el 2010 como en el 2011 decretó dividendos con base en cortes anticipados de estados financieros. Es importante mencionar que los dividendos decretados en el mes de diciembre de 2011 fueron de COP 323,317 millones que se suman a los COP 134,346 millones decretados en el primer trimestre de este año. Estos recursos serán pagados a los accionistas en los meses de abril, junio, noviembre y enero de 2013. EEB recibió por este concepto COP 226,898 millones correspondientes a los pagos de abril y junio de este año.

Tabla No 17 - Panorámica de Promigas al 2T 12



Numero de clientes	N.D.
Volumen de ventas - mmpcd	N.D.
Participación de mercado - %	N.D.
Red - km	N.D.
Ingresos operacionales - COP Millones	102,041
EBITDA UDM - COP Millones	N.D.
Control	N.D.
Participación de EEB - %	15.64

Tabla No 18 – Inversiones Promigas

	Al 1S 12	Al 1TS11	Var %	F 11
COP Miles de millones	31.460	7.765	305.2	45,685
USD Millones	17.629	4.362	304.2	23.5

- El incremento en inversiones se explica por la construcción de un “loop” y la instalación de una compresora.

Tabla No 19 - Indicadores financieros seleccionados de Promigas*

	COP Millones			COP Millones F11	USD Millones	
	Al 1S 12	Al 1S 11	Var %		Al 1S 12	Al 1S 11
Ingresos operacionales	102,041	108,479	-5.9	226,215	57.2	60.9
Costo de ventas	-51,643	-46,744	10.5	101,181	-28.9	-26.3
Gastos administrativos	-31,079	-26,763	16.1	55,908	-17.4	-15.0
Utilidad operacional	19,318	34,970	-44.8	69,125	10.8	19.6
EBITDA UDM	-	-	-	-	-	-
Utilidad neta	87,941	85,698	2.6	186,508	49.3	48.1
Dividendos y reservas decretados a EEB	29,090	33,134	-12.2	33,134	XX	18.6
Reducciones de capital a EEB	0	0	0	-	0	0
Deuda neta (1) / EBITDA	N.D	N.D	N.A	4.62	N.D	N.D
EBITDA / Intereses (2)	N.D	N.D	N.A	3.90	N.D	N.D

Estados Financieros Individuales Promigas

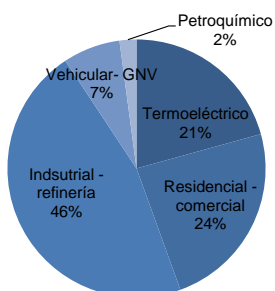
Pies de página en anexo 5

Tabla No 20 - Panorámica de Gas Natural al 1S 12

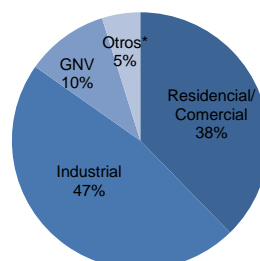


No de clientes	1,798,521
Volumen de ventas - mmpcd	141.25
Participación de mercado - %	N.D
Red - km	12,578
Ingresos operacionales - COP millones	612,617
EBITDA UDM - COP millones	344,833
Control	Gas Natural de España
Participación de EEB	25%

**Demanda de gas natural en Colombia
Febrero 2012**



**Ventas por tipo de cliente
Total 145.1 mmpcd**



*Ventas a otras distribuidoras y acceso de terceros a la red

Tabla No 21 – Inversiones

	Al 1S 12	Al 1S 11	Var %	F 11
COP Millones	8,195	5,670	44.5	23,624
USD Millones	4.592	3.185	44.1	12.2

- ▶ Las inversiones del 1S 12 se concentraron en la adecuación de la red de alta presión en el sur de Bogotá y en la remodelación del edificio corporativo para ajustarlo a los requisitos colombianos de sismo – resistencia.

Tabla No 22 - Indicadores financieros seleccionados de Gas Natural

	COP Millones			COP Millones F 11	USD Millones	
	Al 1S 12	Al 1S 11	Var %		Al 1S 12	Al 1S 11
Ingresos operacionales	612,617	519,282	17.9	1,101,644	343.28	291.7
Costo de ventas	-411,748	-296,864	38.7	-663,090	-230.72	-166.8
Gastos administrativos	-52,868	-51,735	-1.8	-101,981	-29.62	-29.1
Utilidad operacional	148,002	170,682	-13.0	336,573	82.93	95.9
EBITDA UDM	344,833	368,874	-6.5	368,986	193.23	207.2
Utilidad neta	118,926	130,465	-8.8	254,030	66.64	73.3
Dividendos y reservas decretados a EEB	63,726	17,593	262.2	17,594	35.71	9.9
Reducciones de capital a EEB	0	0	0	0	0	0
Deuda neta (1) / EBITDA	N.D.	1.16	N.D.	0.3	N.D.	N.D.
EBITDA / Intereses (2)	N.D.	25.9	N.D.	24	N.D.	N.D.

Píes de página en anexo 5

- ▶ El mayor costo de ventas impactó negativamente la utilidad operacional y la utilidad neta de la compañía. Se explica por un aumento en el costo del gas del campo de Gibraltar que no se ha trasladado en su totalidad al usuario.

Tabla No 23 - Panorámica de REP CTM al 1S 12

REP Perú CTM Perú

	REP	CTM
Red – km	6,041	1,716
Voltaje – kv	220, 138, 60	220, 138
Control	ISA Colombia	
Participación accionaria de EEB - %	40	

Tabla No 24 - Indicadores financieros seleccionados de REP

REP Perú	USD Millones			
	Al 1S 12	Al 1S 11	Var %	F 11
Ingresos operacionales	54.0	49.3	9.5	143.4
Costo de ventas	-31.4	-25.8	21.7	-91.3
Utilidad operacional	16.9	18.4	-8.1	33.1
EBITDA UDM	64.4	61.5	4.7	63.3
Utilidad neta	9.8	9.5	3.2	16.9
Dividendos decretados a EEB	0	0	N.A	0
Reducciones de capital a EEB	0	0	N.A	0
Deuda neta (2) / EBITDA	N.D.	N.D.	N.D.	3.3
EBITDA / Intereses (3)	N.D.	N.D.	N.D.	5.6

Pés de página en anexo 5

- El incremento en el costo de ventas impactó negativamente la utilidad operacional y se explica por mayores amortizaciones de las ampliaciones realizadas por la compañía y mayor costo de personal por la firma de la convención.

Tabla No 25 - Indicadores financieros seleccionados de CTM

CTM Perú	USD Millones			USD Millones F 11
	Al 1S 12	Al 1S 11	Var %	
Ingresos operacionales	27.7	16.1	72	231.1
Costo de ventas	-11.2	-6.4	75	-201.4
Utilidad operacional	15.6	9.7	60.8	24.9
EBITDA UDM	37.9	27.1	39.8	28.3
Utilidad neta	8.1	9.6	-1.22	17.6
Dividendos decretados a EEB	0	0	0	0
Reducciones de capital a EEB	0	0	0	0
Deuda neta (1) / EBITDA	N.D.	N.D.	N.D.	5.5
EBITDA / Intereses (2)	N.D.	N.D.	N.D.	3

Pés de página en anexo 5

- La utilidad operacional crece a un ritmo inferior en comparación con los ingresos operacionales por mayores gastos de amortización relacionados la puesta en operación de nuevos proyectos.
- La menor utilidad neta se explica principalmente por los gastos por intereses asociados al costo financiación de los proyectos.

[Regresar al índice](#)

Desempeño financiero de EEB

Tabla No 26 - Resultados consolidados EEB

	Millones COP		Variación %	Millones COP F 11	Millones USD	
	Al 1S12	Al 1S11			Al 1S12	Al 1S11
Ingresos Operacionales (1)	747.311	665.599	12,28	1.421.664	418,76	373,90
Transmisión de electricidad	51.966	48.798	6,49	100.106	29,12	27,41
Distribución de Electricidad	138.166	124.954	10,57	262.527	77,42	70,19
Transporte de gas natural	330.063	307.489	7,34	626.838	184,95	172,73
Distribución de gas natural	227.116	184.358	23,19	432.193	127,26	103,56
Costo de ventas (2)	-380.844	-346.403	9,94	-704.603	-213,41	-194,59
Transmisión de electricidad	-21.302	-20.419	4,32	-43.157	-11,94	-11,47
Distribución de Electricidad	-99.007	-92.950	6,52	-190.698	-55,48	-52,21
Transporte de gas natural	-111.303	-101.929	9,20	-208.905	-62,37	-57,26
Distribución de gas natural	-149.232	-131.105	13,83	-261.843	-83,62	-73,65
Utilidad bruta	366.467	319.196	14,81	717.061	205,35	179,31
Gastos Operacionales	-97.969	-65.729	49,05	-166.402	-54,90	-36,92
Transmisión de electricidad (3)	-3.493	-2.414	44,70	-6.378	-1,96	-1,36
Distribución de Electricidad	-19.170	-16.253	17,95	-26.120	-10,74	-9,13
Transporte de gas natural	-31.820	-30.883	3,03	-39.161	-17,83	-17,35
Distribución de gas natural	-43.486	-16.179	168,78	-94.743	-24,37	-9,09
Utilidad Operacional	268.498	253.467	5,93	550.659	150,45	142,38
Dividendos (4)	523.278	179.185	192,03	347.228	293,22	100,66
Intereses inversiones temp, y pat, autónomos (5)	29.579	28.225	4,80	51.873	16,57	15,86
Diferencia en cambio neta (6)	197.459	148.062	33,36	-28.172	110,65	83,17
Valoración neta de coberturas (7)	1.087	-51.647	-102,10	-66.672	0,61	-29,01
Otros ingresos (8)	22.925	10.600	116,27	52.640	12,85	5,95
Gastos no operacionales (9)	-67.073	-57.831	15,98	-160.227	-37,58	-32,49
Gastos financieros	-272.364	-134.239	102,89	-330.189	-152,62	-75,41
Otros gastos	-6.603	-628	951,43	-7.924	-3,70	-0,35
Utilidad antes de impuestos e interés minoritario	696.786	375.194	85,71	409.216	390,44	210,76
Interés minoritario (10)	-59.464	-66.944	-11,17	-46.583	-33,32	-37,61
Impuesto de renta	-31.894	-26.981	18,21	-57.339	-17,87	-15,16
Utilidad neta	605.428	281.269	115,25	305.294	339,25	158,00

- ▶ El incremento de la utilidad neta se explica, principalmente, por los mejores resultados operacionales de los negocios controlados y los mayores dividendos decretados por las compañías en donde EEB no tienen control.
- ▶ En los resultados operacionales se destacan: (•) los resultados del negocio de transporte de gas natural (TGI) que explica en un 80% el incremento del resultado operacional consolidado. TGI incrementó su capacidad contratada en firme y aumentó sus ventas de cargos variables lo que impulsó en forma considerable sus ingresos operacionales. El costo de ventas de esta línea de negocio aumenta a un ritmo superior en comparación con los ingresos operacionales por costos relacionados con los honorarios de la operación de manejo de deuda, labores de mantenimiento en algunos gasoductos y un aumento en el valor de la prima de seguros, (•) el negocio de distribución de electricidad (EEC) que explica en un 28% el incremento de la utilidad operacional. Aquí se destacan el incremento en el número de clientes atendidos y las gestiones realizadas por la administración para reducir las pérdidas de la compañía. (•) el resultado del negocio de transmisión de electricidad que contribuyó en un 9% al resultados operacional consolidado por la entrada en operación de nuevos activos eléctricos, producto de proyectos de expansión UPME y, (•) el negocio de distribución de gas natural que tuvo una contribución negativa del 17% explicada, principalmente, por los gastos pre-operativos de Contugas.
- ▶ El incremento de los dividendos decretados a EEB se explica por: (•) el mejor resultado neto obtenido por Emgesa en 2011 y, (•) los menores dividendos decretados a EEB en 2011 por parte de Emgesa, Codensa y Gas Natural, debido a que en 2010 estas compañías habían decretado dividendos con base en un corte anticipado de estados financieros.
- ▶ El incremento de la cuenta diferencia en cambio refleja el impacto de la revaluación de la moneda colombiana sobre el valor en pesos de la deuda contratada en moneda extranjera. Cerca del 88% de la deuda consolidada de EEB está contratada en dólares.

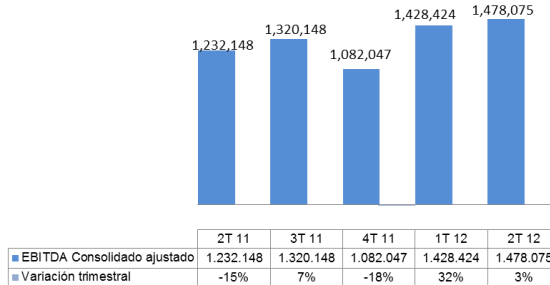
- El aumento de los gastos financieros se explica por el pago, por parte de TGI, de una prima de USD 69.2 millones para recomprar unos bonos con vencimiento en 2017 y valorados en USD 750 millones. Este pasivo fue sustituido por una nueva emisión de bonos de USD 750 millones con vencimiento en 2022 y con un costo financiero sustancialmente menor (9.5% vs 5.7%). TGI estima que el VPN de la operación asciende a USD 83 millones.

Tabla No 27 - Indicadores financieros de EEB

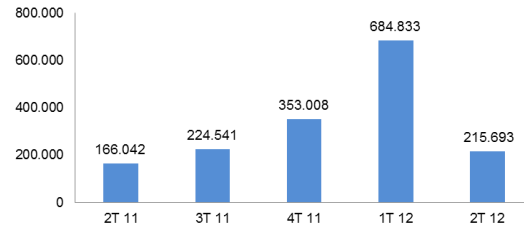
	Millones COP			Millones COP F 11	Millones USD	
	Al 1S 12	Al 1S 11	Var %		Al 1S 12	Al 1S 11
EBITDA Consolidado ajustado trimestral (2T 12)	215,693	153,075	40.9	353,008	120.9	86
EBITDA Consolidado ajustado UDM	1,478,075	1,232,148	20.0	1,082,047	828.2	692.2
EBITDA Consolidado UDM	1,478,075	1,232,148	20.0	1,082,047	828.2	692.2
Margen EBITDA Consolidado % (1)	65.6	66.3	-1.0	59.3	65.6	66.3
Deuda neta (2) / EBITDA Consolidado Ajustado UDM OM: < 4.5	1.71	1.89	-9.2	2.19	1.71	1.89
EBITDA Consolidado Ajustado UDM / Intereses (3) OM: > 2.25	7.41	6.75	9.7	4.78	7.41	6.75

Píes de página en anexo 5

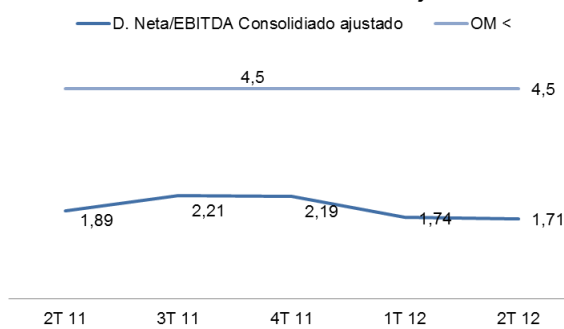
Evolución del EBITDA consolidado ajustado UDM - COP mm



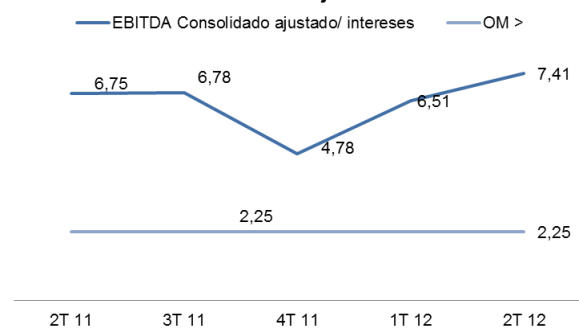
EBITDA consolidado ajustado trimestral COP mm



Deuda Neta/EBITDA Consolidado ajustado UDM



EBITDA Consolidado ajustado/intereses



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.

- ▶ El incremento tanto del EBITDA trimestral como el de los UDM se explica por los mejores resultados operacionales de los negocios controlados y los mayores dividendos decretados por las compañías en donde EEB no tiene control.
- ▶ Los indicadores de apalancamiento y cobertura de intereses mejoraron por el mayor valor del EBITDA registrado durante el período de análisis. La reducción del valor en pesos de la deuda financiera impacto el indicador de apalancamiento.

Tabla No 28 - Estructura de la deuda consolidada de EEB

	1S 12 COP Millones	Part. %	1S 11 COP Millones	Part. %	F 11 USD Millones	1S 12 Millones USD	1S 11 Millones USD
Deuda financiera en COP	174,410	5.2%	198,000	6.1	110	98	111
Deuda financiera en USD	2,958,191	88.0%	2,841,826	87.3	1,603	1,658	1,596
Operaciones de Cobertura	227,144	6.8%	217,165	6.7	102	127	122
Total deuda financiera	3,359,745	100%	3,256,991	100	1,815	1,883	1,830

- ▶ La deuda financiera consolidada se mantiene en niveles similares comparados frente al mismo período del año anterior, incrementándose en solo 3.2% como consecuencia de una leve depreciación del peso frente al dólar, en consideración a que la deuda denominada en dólares representa el 88% del total de la deuda contratada. La deuda en dólares presentó un leve incremento como consecuencia del crédito desembolsado a Contugas por valor de USD 50 millones.

[Regresar al índice](#)

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 12: 1,784.6 COP/USD
 - 1S 11: 1,780.2 COP/USD
- ▶ En las cifras presentadas se utiliza la coma (,) para separar los miles y el punto (.) para separar los decimales.

[Regresar al índice](#)

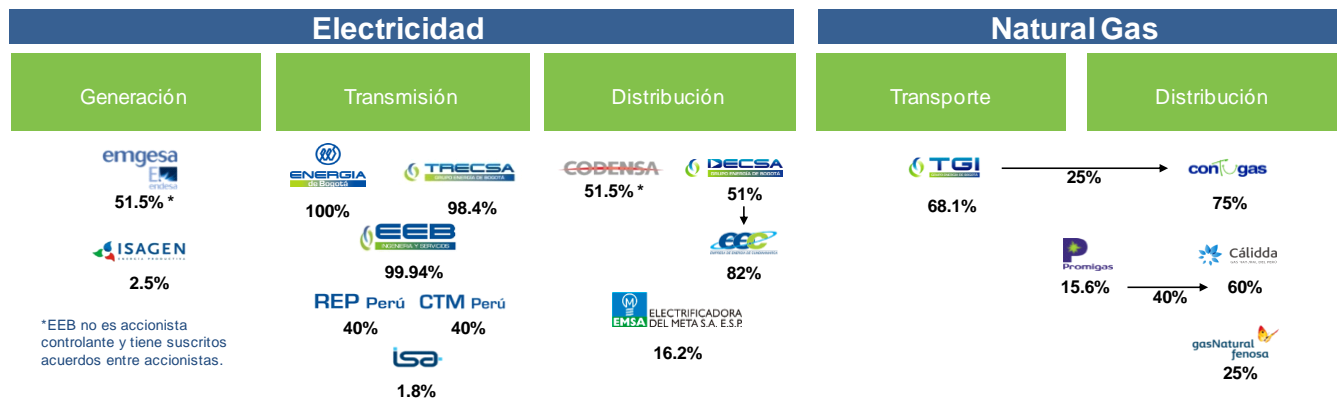
Anexo 2: Estados financieros consolidados de EEB e individuales:

<http://www.eeb.com.co/index.php?idcategoria=7254>

[Regresar al índice](#)

Anexo 3: 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 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.
- ▶ EEB tiene una estrategia de expansión focalizada en el transporte y distribución de energía en Colombia y en otros países de la región.
- ▶ El Grupo Energía de Bogotá es uno de los principales emisores colombianos. Desde 2009, la acción de EEB se transa en el mercado público de valores de Colombia. En noviembre de 2011 la compañía realizó una emisión primaria de acciones en el mercado de valores de Colombia por un valor aproximado de USD 400 millones. En octubre de 2007, EEB y TGI realizaron una emisión de bonos corporativos en el mercado 144A / R S por USD 1.36 billones (miles de millones). Entre finales de 2011 y comienzos de 2012, las dos compañías realizaron operaciones de manejo de deuda sobre sus bonos que les permitieron ampliar su plazo, reducir su costo y mejorar la calificación crediticia.



[Regresar al índice](#)

Anexo 4: Definiciones de los EBITDAS incluidos en este informe. Desagregación del EBITDA Consolidado Ajustado UDM y trimestral.

- ▶ 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 periodo 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.

UDM	COP Millones			Variación %	COP Millones F 11	USD Millones	
	Al 1S 12	Al 1S 11				Al 1S 12	Al 1S 11
Utilidad Operacional	565,691	307,701	83,8	550,661	316,9	172,85	
Depreciación operacional	102,734	70,787	45,1	100,961	57,5	39,76	
Amortización operacional	55,336	42,939	28,9	49,893	31,0	24,12	
Impuestos operacionales	32,664	2,299	1320,8	32,233	18,3	1,29	
Dividendos e intereses ganados	749,476	733,534	2,2	404,029	419,9	412,05	
Intereses patrimonio autónomo	-14,836	-14,082	5,4	-11,766	-8,3	-7,91	
Gastos administración	-169,469	-151,356	12,0	-160,227	-94,9	-85,02	
Pensiones jubilación	33,123	26,148	26,7	29,070	18,5	14,69	
Amortizaciones	17,131	15,238	12,4	11,116	9,6	8,56	
Depreciaciones	2,575	1,481	73,8	1,317	1,4	0,83	
Provisiones	25,586	159,822	-84,0	16,117	14,3	89,78	
Impuestos	78,064	37,637	107,4	58,645	43,7	21,14	
Reducciones de capital	-	-	-	-	-	-	
EBITDA Consolidado Ajustado	1,478,074	1,232,148	20,0	1,082,048	828,2	692,1	

Trimestral consolidado	COP Millones			Variación %	USD Millones	
	Al 1S 12	Al 1S 11			Al 1S 12	Al 1S 11
Utilidad operacional	131,678	123,988	6.2	73,7	69,6	
Depreciación operacional	20,035	32,339	-38.0	11,2	18,1	
Amortización operacional	15,173	7,221	110.1	8,5	4,0	
Impuestos operacionales	1,230	1,481	-16.9	0,6	0,8	
Dividendos e intereses ganados	44,486	13,000	242.2	24,9	7,3	
Intereses patrimonio autónomo	-4,177	-3,537	18.1	-2,3	-1,9	
Gastos administración	-32,732	-27,505	19.0	-18,3	-15,4	
Pensiones jubilación	10,000	7,809	28.0	5,6	4,3	
Amortizaciones	6,629	3,837	72.8	3,7	2,1	
Depreciaciones	1,046	254	311.3	0,5	0,1	
Provisiones	6,532	477	1269.4	3,6	0,2	
Impuestos	15,793	6,677	136.5	8,8	3,7	
EBITDA	215,693	166,042	29.9	120,8	93,2	

[Regresar al índice](#)

Anexo 5: Pies de página de las tablas y graficas.

Tabla 7 - 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.

[Regresar a la tabla](#)

Tabla 8 - Indicadores seleccionados EEC - DECSA

- (1) Se trata de las pérdidas técnicas

[Regresar a la tabla](#)

Tabla 13 - 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.

[Regresar a la tabla](#)

Tabla 16 - 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.

[Regresar a la tabla](#)

Tabla 19 – 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.

[Regresar a la tabla](#)

Tabla 22 – 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.

[Regresar a la tabla](#)

Tabla 24 – 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.
- (2) Son los intereses de las deudas financieras causados durante los últimos doce meses.

[Regresar a la tabla](#)

Tabla 25 – 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.

[Regresar a la tabla](#)

Tabla 26 - 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.

[Regresar a la tabla](#)

Tabla 27 - 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.

[Regresar a la tabla](#)

[Regresar al índice](#)

Anexo 6: 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,

[Regresar al índice](#)