

Bogotá D.C., junio 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, aclaraciones y definiciones de los EBITDAS incluidos en este informe.
- ▶ Anexo 2: Estados financieros consolidados de EEB.
- ▶ Anexo 3: Panorámica de EEB.
- ▶ Anexo 4: Términos técnicos y regulatorios.
- ▶ Anexo 5: Desagregación del EBITDA Consolidado Ajustado UDM y trimestral.
- ▶ Anexo 6: Pies de página de las tablas y las gráficas

Resumen ejecutivo y hechos relevantes.

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

	Colombia	Perú	Guatemala
Capacidad instalada – MW	14,444	8,695	2,182
Demanda - GWh	14,472	10,125	740.476
Variación demanda 1T 12 / 1T 11 - %	4.67	6.6	3.2
Explicación variación demanda 1T 12 / 1T 11	<ul style="list-style-type: none"> Incremento de la actividad minera por la recuperación del consumo de la mina de Cerromatoso que el año pasado estuvo en mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> Crecimiento económico en donde se destaca la mayor actividad minera. 	<ul style="list-style-type: none"> Crecimiento orgánico e industrial

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

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

	Colombia al F11	Perú al 1T 12
Reservas probadas y probables - TPC	7.1	23.08
Demanda interna - mm pcd	783	494.1
Variación demanda interna - %	-8.9	30
Explicación variación demanda	<ul style="list-style-type: none"> Reducción de la demanda térmica por disipación del fenómeno del El Niño. 	<ul style="list-style-type: none"> Todos los segmentos crecen en forma vigorosa: residencial 64%, GNV 22%, Termo 35%.

Fuentes: UPME, CON, MEM, Osinergim

Tabla No 3 - Indicadores financieros consolidados de EEB

COP Millones	Al 1T 12	Al 1T 11	F 11
Ingresos operacionales	373,383	334,703	1,421,664
Utilidad operacional	136,819	129,480	550,659
EBITDA Consolidado ajustado trimestral	684,833	351,424	353,008
EBITDA Consolidado ajustado UDM	1,428,424	1,220,081	1,082,047
EBITDA Consolidado UDM	1,428,424	1,220,081	1,082,047
Dividendos y reservas decretados a EEB	494,117	179,459	347,227
Utilidad neta	540,005	224,397	305,294
Dividendos y reservas decretados por EEB	319,964	0	0
Ultima calificación deuda internacional:			
S&P – Oct. 11: BB+ positivo			
Fitch – Nov 11: BB + estable			
Moody's - Oct 11 Baa3 estable			

- ▶ El incremento de la Utilidad operacional y del EBITDA se debe a: (•) La optimización del negocio de distribución de electricidad de EEC, (•) la ejecución del plan de expansión de Cálidda (se duplicaron clientes en el último año) y, (•) la entrada en operación de Cusiana Fase I en 1T 11 (+70 mmpcd).
- ▶ La Utilidad neta crece gracias a: (•) los mayores dividendos decretados por las compañías no controladas, (•) el mayor valor de la cuenta diferencia en cambio y (•) la mayor utilidad operacional.
- ▶ El 27 01 12 la Asamblea de Accionistas de EEB designó a los nuevos miembros de la Junta Directiva. Sus nombres y hojas de vida pueden ser consultados en el siguiente vínculo: <http://www.eeb.com.co/?idcategoria=6885&download=Y>. Por disposiciones legales, tres de los nueve miembros de la Junta deben ostentar la calidad de independientes. Los miembros independientes de la actual Junta Directiva son Fernando Gómez Franco, Luis Carlos Sarmiento Gutiérrez y Claudia Castellanos Rodríguez.
- ▶ El 14 03 12 la Asamblea de Accionistas aprobó la distribución de un dividendo de COP 34.85 por acción pagadero en una sola cuota el 26 de junio de 2012.
- ▶ El 20 04 12 TGI cerró una operación de manejo de deuda de su principal pasivo financiero. Emitió USD 750 millones en el mercado 144 A y lanzó un "Tender Offer" y un "Optional Redemption" sobre los bonos emitidos en octubre de 2007. La operación mejoró sustancialmente el perfil de la deuda de la compañía, aumentando la vida media de 7.36 años a

10.38 años y la duración de 5.83 años a 8.26 años. Además, la tasa se redujo del 9.50% a 5.70%, lo que representa menores pagos anuales por intereses por cerca de USD 29 millones.

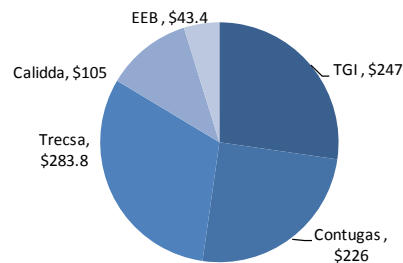
- ▶ TGI espera que en 3T 12 la CREG resuelva un recurso de reposición presentado en relación con la nueva estructura tarifaria. Mientras esto ocurre, la compañía continuará aplicando las mismas tarifas con las que viene trabajando hace algunos años. La discusión con la CREG se centra en el valor de algunas inversiones realizadas en el marco de los proyectos recientes de expansión, ya que la regulación prohíbe la revisión del valor de las inversiones que ya habían sido ratificadas por la CREG en años anteriores. La compañía considera como un paso positivo que, por solicitud suya, la CREG haya expedido este año dos resoluciones que, entre otras cosas, ordenan una prueba pericial y designan peritos para valorar los activos en discusión.

Tabla No 4 - Resumen de los proyectos de expansión del Grupo EEB

Proyecto / Cía.	País	Sector	Inversión USD millones	Estado	En operación:
Cusiana II - TGI	Colombia	T GN	235	En construcción	2T 12
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-	538	En construcción	2016
Guatemala – TRECSA	Guatemala	T E	376	En construcción	4T 13
Reactores – EEB	Colombia	T E	7	En construcción	1T 12
Subestaciones	Colombia	T E	156	En planificación	13-14

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

Inversiones 2012 - Grupo de Energía de Bogotá
USD 905.2 mm



- ▶ EEB – Transmisión:
 - El 30 04 12 EEB puso en servicio tres reactores en el sur del país, cumpliendo de esta manera con los plazos establecidos por la UPME. Este proyecto demandó una inversión cercana a los USD 7 millones y mejorará la calidad del servicio al controlar el voltaje y los picos.
 - Con el apoyo de la actual Junta Directiva al plan de expansión de la compañía, a EEB le adjudicaron en los primeros meses de 2012, tres subastas en Colombia para construir igual número de subestaciones eléctricas y sus líneas de transmisión asociadas. Se trata de los proyectos de Armenia, Alférez y Altamira. La compañía estima que el valor total de estos proyectos será cercano a USD 156 millones.
- ▶ TGI:
 - Cusiana Fase II: Durante 1T 12 entró en servicio uno de los cinco tramos en construcción de este proyecto.
 - Estación La Sabana: La compañía avanza en las evaluaciones para definir su participación en este proyecto: (•) el 07 03 12 culminó la elaboración de la ingeniería conceptual; (•) el 20 02 12 firmó las escrituras del predio en donde

estaría localizada la estación de compresión; (*) desde finales de febrero se avanza en la elaboración de los Estudios de Impacto Ambiental cuyo plazo es de 105 días calendario y; (*) ya definió los términos de referencia del contrato EPC para las obras civiles y el de la compra de la unidades de compresión.

► ICA - ConTUGas:

- En diciembre de 2011 la empresa cerró la contratación de la tubería y de las obras civiles. Los contratos respectivos se vienen ejecutando desde enero de este año.
- El Estudio de Impacto Ambiental ya fue aprobado por el gobierno peruano y los contratos de suministro y transporte de gas ya fueron suscritos. La compañía está finalizando las negociaciones de los contratos comerciales con los usuarios finales.
- En febrero de este año, se inauguró el servicio de distribución de gas domiciliario en la provincia de Pisco con la participación del Presidente de Perú -Ollanta Humala- y el Alcalde de Bogotá -Gustavo Petro-.
- El plan financiero del proyecto tiene un componente de un 30% de inversión de capital - 75% EEB y 25% TGI- y un 70% que será financiado en el mercado financiero peruano y con créditos multilaterales. La compañía continúa con el proceso de estructuración financiera de la mano de un banco local.

► Guatemala - TRECSA :

- En 1T12 se iniciaron obras civiles en 7 de las 12 subestaciones del proyecto. En cuanto a las líneas de transmisión, se finalizaron las obras en 130 torres de las 1,700 proyectadas. En relación con los suministros, TRECSA ya cuenta con los equipos para 4 subestaciones y todo el cable y las estructuras metálicas necesarias.
- Adicionalmente, se obtuvieron 39 Aavales Municipales de los 61 requeridos y aprobaron 30 de los 68 ECUT, Estudios de Cambio de Uso de la Tierra, exigidos por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.
- También se negociaron el 29% de las servidumbres.

► Cálidda:

- La compañía finalizó el 2011 con cerca de 60,000 clientes conectados y espera terminar 2012 con cerca de 115,000. El objetivo para 2016 es contar con 450,000 clientes.
- En 2012 Cálidda busca ampliar su red de 1,585 km en 323 km adicionales, que en su mayoría son redes secundarias para distribuir el gas al cliente final.

Tabla No 5 - Indicadores financieros inversiones sin control al 1T 12

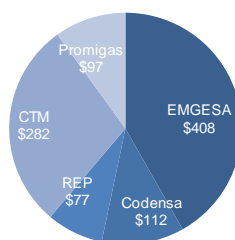
	COP Millones				USD millones	
	Emgesa	Codensa	Gas Natural	Promigas *	REP	CTM
Ingresos operacionales	496,581	776,936	308,892	46,056	26.1	14.5
Utilidad operacional	280,109	200,706	61,175	8,179	8.0	8.7
EBITDA UDM	1,266,599	1,004,406	N.D.	106,452	63.9	34.5
Utilidad neta	175,884	125,802	51,554	56,135	4.6	5.2
Dividendos y reservas decretados a EEB	343,894	69,405	63,726	29,090	0	0
Reducciones de capital decretadas a EEB	0	0	0	0	0	0

* EEFF individuales

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

Proyecto	Empresa	Sector se ha aprobado	País	Inversión USD millones	En operación
Quimbo	Emgesa	G electricidad	Colombia	837	14
Subestaciones	Codensa	D electricidad	Colombia	68	11-12
Ampliaciones concesión	REP	T electricidad	Perú	52	12
Ampliaciones concesión y nuevas Ampliaciones sistema	CTM	T electricidad	Perú	748	11 - 13
	PROMIGAS	T + D gas natural	Colombia	192	14

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



► Emgesa

- Al cierre del 1T 12 El Quimbo registró un avance del 20%.
- El 3 03 12 se desvió el cauce del río Magdalena, uno de los hitos más importantes del proyecto. Esto le permite a la compañía avanzar con la construcción en línea con el cronograma previsto.
- En 1T 12 se cerró la refinanciación de un crédito sindicado por COP 305,000 millones para cubrir vencimientos de este año. La tasa de contratación fue de 9.2% y el plazo de 10 años.
- El 12 04 12 la Junta Directiva autorizó modificar el reglamento del Programa de Emisión y Colocación de Bonos Ordinarios Emgesa, extendiendo su plazo por tres años. De ser aprobado por la Superintendencia Financiera, el programa se extenderá hasta el 2015 y le permitirá a la compañía captar recursos para complementar la financiación de El Quimbo.
- El 21 03 12 la Asamblea de Accionistas aprobó la distribución de utilidades y el pago de dividendos por COP 667,755 millones. Del valor total a distribuir, a EEB le corresponden COP 343,894 millones que serán pagados en abril, junio y noviembre de 2012 y enero de 2013.

► Codensa

- El 21 03 12 la Asamblea de Accionistas aprobó el pago de dividendos por COP 134,346 millones. Es conveniente señalar que el año pasado se decreto distribuir utilidades por COP 166,508 millones con base en un corte anticipado de EEFF de enero a septiembre. Por esta razón las utilidades distribuidas este año corresponden a tres meses de operación de 2011. Del valor total de Utilidades a distribuir, a EEB le corresponden COP 235,696 millones que serán pagados en abril, junio y noviembre de 2012 y enero de 2013.

► Promigas:

- La Asamblea de accionistas en su reunión del 13 03 12 aprobó distribuir utilidades por valor de COP 186 mil millones. Estos recursos serán pagados en mensualidades hasta marzo de 2013 y a EEB le corresponde dividendos por COP 29 mil millones.

► Gas Natural

- El 30 03 12 la Asamblea de Accionistas de la compañía aprobó distribuir COP 254 mil millones que serán pagados en mayo y agosto de 2012. De este valor a EEB le corresponden COP 63 mil millones.

► REP

- En 2012 la compañía espera poner en servicio tres ampliaciones que actualmente están en construcción y que tienen un valor estimado de USD 45 millones.


► CTM:

- En 2012 la compañía espera poner en servicio 3 nuevas concesiones que tienen una inversión estimada de USD 250 millones.

[Regresar al índice](#)

Desempeño compañías con control

Tabla No 7 - Indicadores Transmisión EEB

	Al 1T 12	Al 1T 11	Var %	F 11
Utilidad operacional – COP millones	13,831	13,542	2.1	49,667
EBITDA trimestral - COP millones	17,296	17,043	1.4	14,747
EBITDA UDM - COP millones	64,548	63,963	0.9	64,295
Inversiones – COP millones	3,725.3	417.2	792.9	9.255
Disponibilidad de la infraestructura - % (1)	99.94	99.89	0.05	99.97
Compensación por indisponibilidad - % (2)	0.003	0.0001	0.0029	0.0021
Cumplimiento programa mantenimiento - % (3)	100	100	0	100
Participación en la actividad de transmisión en Colombia - % (4)	8.07	7.98	0.09	8.02

Pies de pagina en anexo 6

- El aumento de las inversiones se debe a: (•) El desarrollo del proyecto de reactores que culminó el 30 de abril de este año. Estos proyectos se vienen desarrollando desde el segundo trimestre del año pasado y tuvieron un costo aproximado de USD 7 millones, y (•) la preparación de las ofertas para las convocatorias que fueron adjudicadas por la UPME a EEB durante 1T12.

La recuperación del índice de disponibilidad de la infraestructura refleja la aplicación de buenas prácticas de mantenimiento de la empresa y el cese de los efectos de los daños ocurridos en los bancos de compensación capacitiva en 2010.

Tabla No 8 - Indicadores seleccionados EEC*


	Al 1T 12	Al 1T 11	Var %	F 11
No. de clientes	247,052	239,769	3.04	248,043
Ingresos operacionales - COP millones	72,883	63,332	15.1	262,527
Utilidad operacional - COP millones	16,480	11,778	39.9	45,505
EBITDA trimestral – COP millones	18,586	13,524	37.4	N.A
EBITDA UDM – COP millones	67,474	62,582	7.8	52,980
Utilidad neta – COP millones	8,403	5,408	55.4	30,678
Dividendos y reservas decretados a EEB	0	0		0
Pérdidas - %(1)	12.2	13.8	-11.6	12.53

* Controlada por DECSA

Pies de pagina en anexo 6


- ▶ La Utilidad operacional crece a un ritmo superior en comparación con los Ingresos operacionales gracias a que la compañía está aprovechando la caída de los precios en el mercado de contado.

Tabla No 9 - Indicadores seleccionados de TGI

 TGI GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ	Al 1T 12	Al 1T 11	Var %	F 11
Ingresos operacionales - COP Millones	163,875	156,339	4.8	626,838
Utilidad operacional - COP Millones	93,696	91,216	2.7	357,059
EBITDA trimestral – COP millones	132,199	127,716	3.5	120,045
EBITDA UDM - COP Millones	486,053	451,496	7.7	481,570
Utilidad neta - COP Millones	99,852	60,433	65.2	25,614
Volumen transportado – Mmpcd	403	437	-7.8	420
Capacidad contratada en firme - Mmpcd	548	529	3.6	560
Calificación crediticia internacional				
S&P - Marzo 12: BB; positiva				
Fitch - Nov 11: BB+; estable				
Moody's Marzo 12 Baa3 estable				

- ▶ El incremento de los ingresos operacionales se debe, principalmente, al aumento de la capacidad contratada por el ingreso en operación de Cusiana Fase I en 1T 11. Lo anterior también explica el positivo comportamiento del EBITDA trimestral y UDM.
- ▶ La Utilidad operacional crece a un menor ritmo en comparación con los Ingresos operacionales debido, principalmente, a los mayores costos de operación y mantenimiento derivados de la compra de un BOMT.
- ▶ La Utilidad neta crece con fuerza gracias a: (•) el positivo comportamiento de la Utilidad operacional, (•) el impacto de la revaluación del peso en la cuenta diferencia en cambio y, (•) los menores gastos financieros por la refinanciación del crédito intercompañía con EEB a finales de 2011.

Tabla No 10 - Indicadores seleccionados de Calidda

 Calidda GAS NATURAL DEL PERU	Al 1T 12	Al 1T 11	Var %	F 11
No de clientes	75,970	40,664	86.9	63,602
Ingresos operacionales - USD Miles	62,187	48,303	22.0	304,485
Utilidad operacional – USD Miles	12,089	9,190	31.6	45,262
EBITDA trimestral – USD Miles	16,060	12,420	29.3	N.A
EBITDA UDM – USD Miles (1)	62,938	N.D	N.D	59,368
Utilidad neta – USD Miles	6,886	5,400	27.5	25,809

- ▶ El fuerte crecimiento en el número de clientes conectados impactó positivamente los resultados financieros de la compañía. El mayor consumo de clientes no regulados, los de mayor tamaño, tuvo el mayor impacto en el crecimiento financiero de la compañía.
- ▶ Calidda tiene presupuestado invertir este año cerca de USD 105 millones con el objeto de contar con 115,000 clientes conectados a su red. Para 2016 se espera aumentar la capacidad de distribución de 255 mmpcd a 420 mmpcd y de esta manera poder atender 455,000 clientes.

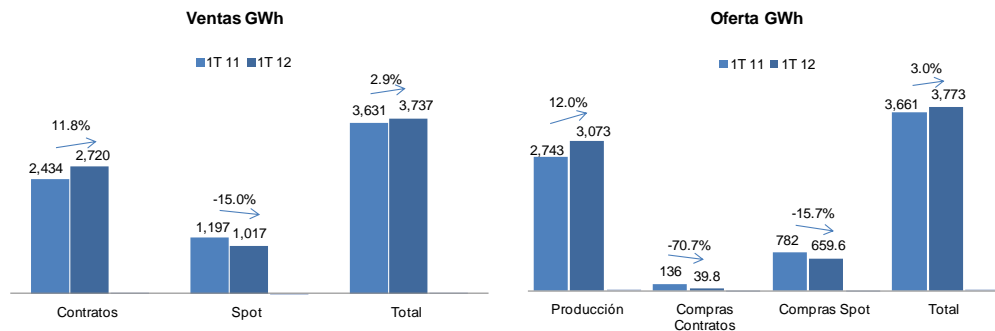
[Regresar al índice](#)

Desempeño compañías sin control

Tabla No 11 - Panorámica de Emgesa al 1T12

emgesa

Capacidad instalada - MW	2,879
Composición de la capacidad	10 Hidros y 2 térmicas
Generación - Gwh	3,076
Ventas - Gwh	3,737
Ingresos operacionales 1T12 - COP Millones	496,581
EBITDA UDM - COP Millones	1,266,599
Control	Endesa de España
Participación de EEB	51.5% - 37.4% ordinarias; 14.1% preferenciales sin derecho a voto-



- ▶ El incremento en la producción y la caída en las compras de energía son resultado directo de las mayores lluvias. El aporte hidrológico en el sistema nacional este año ha sido superior en un 33% en comparación con el promedio histórico.

Tabla No 12 – Inversiones

	Al 1T 12	Al 1T 11	Var %	F 11
Millones COP	79,342	35,807	122	290,407
Millones USD	44.3	19.1	122	149.5

- ▶ Las inversiones en 2012 se han concentrado en el proyecto El Quimbo. La compañía espera invertir este año cerca de USD 327 millones en este proyecto.

Tabla No 13 - Indicadores financieros seleccionados de Emgesa

	COP Millones			COP Millones F 11	USD Millones	
	Al 1T 12	Al 1T 11	Var %		Al 1T 12	Al 1T 11
Ingresos operacionales	496,581	449,937	10.3	1,899,062	277.10	251.07
Costo de ventas	-210,034	-173,199	21.3	-765,023	-117.20	-96.65
Gastos administrativos	-6,438	-7,755	-16.9	-29,336	0.00	-4.33
Utilidad operacional	280,109	268,938	4.1	1,104,703	156.30	150.07
EBITDA UDM	1,266,599	1,208,035	4.8	1,256,231	706.78	674.10
Utilidad neta	175,884	160,550	9.5	667,755	98.15	89.59
Dividendos y reservas decretados a EEB	343,894	80,537	327	80,537	191.90	44.94
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 6

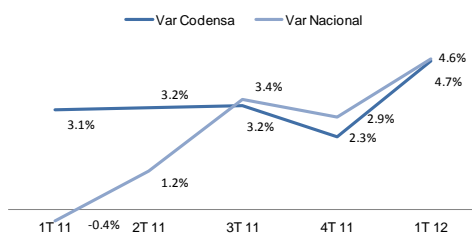
Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: 571 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co

- ▶ El comportamiento de la Utilidad operacional refleja: (•) los mayores ingresos operacionales por el incremento en las ventas y los mayores precios de los contratos de venta de energía y, (•) el aumento en el costo de ventas por el mayor consumo de diesel en la planta de Cartagena. A principios de este año, el gasoducto de Promigas tuvo inconvenientes operativos y la planta de Termocartagena tuvo que utilizar diesel para generar energía, combustible mucho más costoso que el gas natural que habitualmente utiliza.
- ▶ La Utilidad neta crece a un ritmo superior en comparación con la operacional gracias, principalmente, a los menores gastos financieros de la compañía como resultado de la renegociación de algunos créditos locales.
- ▶ El incremento en los dividendos decretados a EEB se explica porque a finales de 2010 la compañía decretó dividendos con base un corte anticipado de estados financieros - enero a septiembre -, de manera que los dividendos decretados en 2011 corresponden sólo al período octubre a diciembre de 2010. En 2012, se decretaron dividendos con base en un corte anual.
- ▶ En su reunión del 21 de marzo de 2012, 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.

Tabla No 14 - Panorámica de Codensa al 1T 12

CODENSA	
Numero de clientes	2,517,969
Participación de mercado - %	23.74
Demanda Codensa – Gwh	3,475
Var % demanda de Codensa 1T 12 / 1T 11	4.7
Ingresos operacionales - COP Millones	776,936
EBITDA UDM - COP Millones	1,004,406
Control	Endesa de España
Participación EEB	51.5% (36.4% ordinarias; 15.1% preferenciales sin derecho a voto)

Variación demanda - trimestre año anterior



Composición de la demanda Nacional vs. Codensa

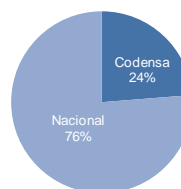


Tabla No 15 – Inversiones

	Al 1T 12	Al 1T 11	Var %	F 11
Millones COP	35,466	32,321	9.73	306,246
Millones USD	19.8	17.2	15.1	157.6

- ▶ Durante 1T12 las inversiones de Codensa se concentraron en el mejoramiento de la calidad del servicio y la reposición de infraestructura, especialmente en el sector rural.

Tabla No 16 - Indicadores financieros seleccionados de Codensa

	COP Millones			COP Millones F 11	USD Millones	
	Al 1T 12	Al 1T 11	Var %		Al 1T 12	Al 1T 11
Ingresos operacionales	776,936	702,253	10.6	2,986,153	433.5	391.9
Costo de ventas	-557,811	-509,572	9.5	-2,187,477	-311.3	-284.3
Gastos administrativos	-18,419	-15,927	-99.9	-75,231	0.0	-8.9
Utilidad operacional	200,706	176,753	13.6	723,445	112.0	98.6
EBITDA UDM	1,004,406	992,353	1.2	976,001	560.5	553.7
Utilidad neta	125,802	105,471	19.3	457,664	70.2	58.9
Dividendos y reservas decretados a EEB	69,405	69,214	0.3	237,172	38.7	38.6
Reducciones de capital	0	0	0	0	0.0	0.0
Deuda neta (1) / EBITDA	N.D	N.D	N.A.	0.7	N.D	N.D
EBITDA / Intereses (2)	N.D	N.D	N.A.	11.4	N.D	N.D

Pies de página en anexo 6

- ▶ El incremento de la Utilidad operacional se explica, principalmente, por los mayores ingresos derivados del aumento de la demanda de energía.
- ▶ La Utilidad neta crece a un ritmo mayor en comparación con la operacional por los mayores ingresos financieros derivados de la acumulación de caja de la compañía.
- ▶ El bajo nivel de dividendos en 1T12 y 1T11 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. Por consiguiente, EEB recibirá un total de COP 235,696 millones por concepto de dividendos declarados, en los meses de abril, junio, noviembre y enero de 2013.

Tabla No 17 - Panorámica de Promigas al 1T 12



Numero de clientes	2,505,387
Volumen de ventas - mm3	1,834
Participación de mercado F11 - %	40
Red transporte - km	533
Ingresos operacionales - COP Millones	46,056
EBITDA UDM - COP Millones	106,452
Control	PH LTD, P LTD, PI LTD
Participación de EEB - %	15.6

Tabla No 18 – Inversiones Promigas

	Al 1T 12	Al 1T 11	Var %	F 11
COP Miles de millones	18.708	3.784	394%	45,685
USD Millones	10.4	2.0	418%	23.5

Tabla No 19 - Indicadores financieros seleccionados de Promigas*

	COP Millones			COP Millones F11	USD Millones	
	Al 1T 12	Al 1T 11	Var %		Al 1T 12	Al 1T 11
Ingresos operacionales	46,056	55,101	-16.4	194,013	25.7	30.7
Costo de ventas	24,277	23,157	4.9	101,181	13.5	12.9
Gastos administrativos	11,880	11,462	3.7	55,908	6.6	6.4
Utilidad operacional	8,179	19,391	-57.9	69,125	4.6	10.3
EBITDA UDM	106,452	134,357	-34.8	117,282	59.4	71.4
Utilidad neta	56,135	51,904	8.2	186,508	31.3	29.0
Dividendos y reservas decretados a EEB	29,090	33,134	-12.2	33,134	11.3	16.5
Reducciones de capital a EEB	0	0	0.0	0	0	0
Deuda neta (1) / EBITDA	N.D	N.D	N.A.	7.02	N.D	N.D
EBITDA / Intereses (2)	N.D	N.D	N.A.	1.85	N.D	N.D

Pies de página en anexo 6
* EEFF individuales

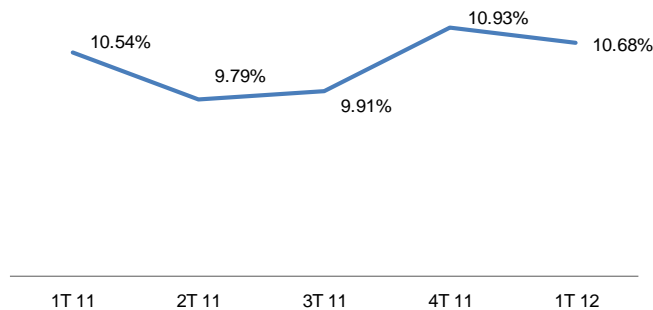
- ▶ La reducción de la Utilidad operacional se debe, fundamentalmente, a daños en la tubería del sistema por causa del invierno. La capacidad del tubo se restableció a finales de marzo.
- ▶ A pesar de la caída en la Utilidad operacional, la Utilidad neta crece gracias las mayores utilidades de las compañías controladas.

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

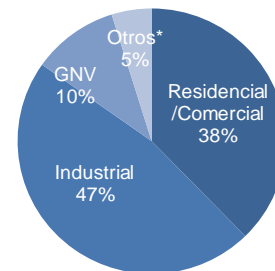


No de clientes	1,785,572
Volumen de ventas - mmpcd	145.1
Participación de mercado - %	N.D.
Red - km	12,541.3
Ingresos operacionales - COP millones	311,694
EBITDA UDM - COP millones	N.D.
Control	Gas Natural de España
Participación de EEB	25%

Variación demanda - Trimestre año anterior



Ventas al cliente
Total 145.1 mmpcd



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

Tabla No 21 – Inversiones

	Al 1T 12	Al 1T 11	Var %	F 11
COP Millones	4,117	2,407	71.04	23,624
USD Millones	2.3	1.3	79.5	12.2

- ▶ Las inversiones se han concentrado, principalmente, 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 1T 12	Al 1T 11	Var %		Al 1T 12	Al 1T 11
Ingresos operacionales	303,892	252,124	20.5	1,101,644	169.6	134.15
Costo de ventas	-217,613	-149,792	45.3	-663,090	-121.4	79.70
Gastos administrativos	-25,104	-26,058	-3.7	-101,981	-14.01	13.86
Utilidad operacional	61,175	76,274	-19.8	336,573	34.14	40.58
EBITDA UDM	N.D.	N.D.	-17.4	368,986	39.13	45.19
Utilidad neta	51,554	59,601	-13.5	254,030	28.77	31.71
Dividendos y reservas decretados a EEB	63,726	17,594	262.2	17,594	35.6	9.36
Reducciones de capital a EEB	0	0	0	0	0	0
Deuda neta (1) / EBITDA	N.D.	N.D.	N.A	0.3	N.D.	N.D.
EBITDA / Intereses (2)	N.D.	N.D.	N.A	24	N.D.	N.D.

Píes de página en anexo 6

- A pesar del incremento de las ventas, la Utilidad operacional cae por mayores costos en la adquisición del gas.

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

REP Perú CTM Perú

	REP	CTM
Red – km	6,041	1,716
Voltaje – kv	220, 138.6	220, 138
Control	ISA Colombia	
Participación accionaria de EEB - %	40	

Tabla No 24 - Indicadores financieros seleccionados de REP

REP Perú	USD Millones			
	Al 1T 12	Al 1T 11	Var %	F 11
Ingresos operacionales	26.1	23.4	11.5	143.4
Costo de ventas	-15	-12.5	20.0	-91.3
Utilidad operacional	8	8.4	-4.8	33.1
EBITDA UDM	63.9	58.1	9.9	63.3
Utilidad neta	4.6	4.6	0.0	16.9
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.	3.3
EBITDA / Intereses (2)	N.D.	N.D.	N.D.	5.6

Píes de página en anexo 6

- Los mayores ingresos se explican por el ajuste anual al ingreso regulado y por la entrada en operación de 3 ampliaciones.
- Por otra parte el costo de ventas se incrementó como consecuencia de mayores nivelación salarial de la compañía, necesaria para ajustar los niveles a las condiciones actuales del mercado peruano.

Tabla No 25 - Indicadores financieros seleccionados de CTM

CTM Perú	USD Millones			
	Al 1T 12	Al 1T 11	Var %	F 11
Ingresos operacionales	14.5	7.9	84.2	231.1
Costo de ventas	-5.4	-2.8	92.9	-201.4
Utilidad operacional	8.7	4.6	89.1	24.9
EBITDA UDM	34.5	25.8	33.7	28.3
Utilidad neta	5.2	4.0	30.0	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.A.	5.5
EBITDA / Intereses (2)	N.D.	N.D.	N.A.	3

Píes de página en anexo 6

- ▶ Los ingresos operacionales crecen debido a la entrada en operación de tres proyectos desarrollados por la compañía, así como por el ingreso en operación de una ampliación a la concesión inicial.
- ▶ El costo de ventas se incrementa por mayor gasto de amortización por la activación de los nuevos proyectos.

[Regresar al índice](#)

Desempeño financiero de EEB

Tabla No 26 - Resultados consolidados EEB

	Millones COP		Variación %	Millones COP Final 2011	Millones USD	
	mar-12	mar-11			mar-12	mar-11
Ingresos Operacionales (1)	373,383	334,702	11,6	1,421,664	208.35	178.08
Transmisión de electricidad	26,180	24,381	7.4	100,106	14.61	12.97
Distribución de Electricidad	72,763	63,198	15.1	262,527	40.60	33.63
Transporte de gas natural	163,875	156,339	4.8	626,838	91.44	83.18
Distribución de gas natural	110,565	90,784	21.8	432,193	61.70	48.30
Costo de ventas (2)	-189,465	-165,164	14.7	-704,603	-105.72	-87.88
Transmisión de electricidad	-10,784	-9,631	12	-43,157	-6.02	-5.12
Distribución de Electricidad	-51,788	-46,288	11.9	-190,698	-28.90	-24.63
Transporte de gas natural	-54,704	-49,949	9.5	-208,905	-30.53	-26.58
Distribución de gas natural	-72,189	-59,296	21.7	-261,843	-40.28	-31.55
Utilidad bruta	183,918	169,538	8.5	717,061	102.63	90.21
GASTOS OPERACIONALES	-47,099	-40,059	17.6	-166,402	-26.28	-21.31
Transmisión de electricidad (3)	-1,601	-1,215	31.8	-6,378	-0.89	-0.65
Distribución de Electricidad	-8,910	-8,848	0.7	-26,120	-4.97	-4.71
Transporte de gas natural	-15,481	-13,909	11.3	-39,161	-8.64	-7.40
Distribución de gas natural	-21,107	-16,087	31.2	-94,743	-11.78	-8.56
UTILIDAD OPERACIONAL	136,819	129,479	5.7	550,659	76.35	68.89
Dividendos (4)	494,117	179,459	175.3	347,228	275.72	95.48
Intereses inversiones temp. y pat. autónomos (5)	14,254	14,951	-4.7	51,873	7.95	7.95
Diferencia en cambio neta (6)	164,460	42,241	289.3	-28,172	91.77	22.47
Valoración neta de coberturas (7)	-11,185	-4,894	128.5	-66,672	-6.24	-2.60
Otros ingresos (8)	11,872	6,858	73.1	52,640	6.62	3.65
Gastos No operacionales (9)	-34,341	-30,326	13.2	-160,227	-19.16	-16.14
Gastos financieros	-174,263	-67,321	158.8	-330,189	-97.24	-35.82
Otros gastos	773	486	59.05	-7,924	0.43	0.26
Utilidad antes de impuestos e interés minoritario	602,506	270,933	122.4	409,216	336.21	144.15
Interés minoritario (10)	-41,951	-33,203	26.3	-46,583	-23.41	-17.67
Impuesto de renta	-20,550	-13,333	54.1	-57,339	-11.47	-7.09
Utilidad neta	540,005	224,397	140.7	305,294	301.33	119.39

Pies de página en anexo 6

- ▶ El costo de ventas crece a una tasa superior en relación con los ingresos, principalmente por el comportamiento del Costo de ventas de Cálidda -aumento en el número de conexiones - y de TGI - mayor capacidad y compra de BOMT.
- ▶ El EBITDA Consolidado Ajustado UDM se reduce porque en su cálculo ya no se incluye la reducción de capital de Emgesa (COP 229,120 millones)
- ▶ La mayor Utilidad no operacional se explica por: (•) Mayores dividendos decretados por las compañías no contraladas. En 2011 lo hicieron con base en la operación de los últimos meses de 2010; (•) Mayor valor de la cuenta diferencia en cambio por la menor tasa utilizada para expresar en pesos la deuda financiera contratada en dólares.
- ▶ Los gastos financieros crecen por la prima pagada por TGI (USD 62.6 millones) en el contexto de la operación de manejo de deuda. Es un pago puntual que en valor presente es más que compensado con los ahorros anuales en servicio de deuda. TGI estima dichos ahorros en USD 29 millones anuales que se suman a los ahorros esperados por EEB por su operación de manejo de deuda (nov 11) y estimados en USD 16 millones anuales.
- ▶ El fuerte incremento de la Utilidad neta se debe a los mayores dividendos decretados a EEB por las compañías participadas y la mayor Utilidad operacional de las compañías con control.

Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: 571 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co

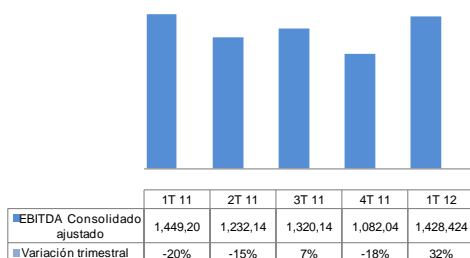
Tabla No 27 - Indicadores financieros de EEB

	Millones COP			Millones COP F 11	Millones USD	
	Al 1T 12	Al 1T 11	Var %		Al 1T 12	Al 1T 11
EBITDA Consolidado ajustado trimestral	684,833	351,424	95	1,082,047	382,146	186,980
EBITDA Consolidado ajustado UDM	1,428,424	1,449,201	-1.4	1,082,047	797.1	771.1
EBITDA Consolidado UDM	1,428,424	1,220,081	17.1	1,082,047	797.1	649.2
Margen EBITDA Consolidado % (1)	65.6	68.3	-3.9	59.3	65.6	68.3
Deuda neta (2) / EBITDA Consolidado Ajustado UDM OM: < 4.5	1.74	1.39	25.1	2.19	1.74	1.39
EBITDA Consolidado Ajustado UDM / Intereses (3) OM: > 2.25	6.51	8.64	-24.7	4.78	6.51	8.64

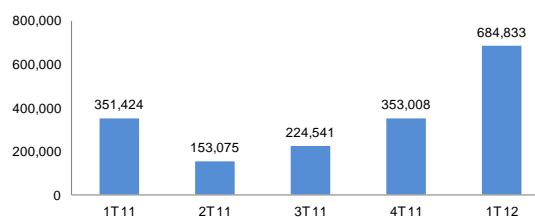
Píes de página en anexo 6

- ▶ El incremento del EBITDA trimestral y del consolidado refleja, principalmente: (•) los mejores resultados operacionales de EEC, Calidda y TGI y, (•) los mayores dividendos decretados por las compañías no controladas.
- ▶ La leve reducción del EBITDA Consolidado Ajustado UDM se debe a que en un1T 11 todavía incluía la reducción de capital por COP 229,120 recibida de Emgesa.
- ▶ El indicador de Apalancamiento presenta un incremento marginal, principalmente, por los desembolsos de créditos a Calidda que hacen parte del plan de financiación de la ampliación de su infraestructura de distribución en Lima y Callao.
- ▶ Por su parte, el indicador de Cobertura de Intereses presenta una reducción debido a la consolidación del endeudamiento de Calidda y su correspondiente causación y pago de intereses.

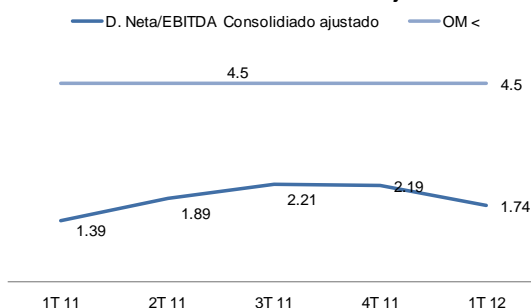
Evolución del EBITDA consolidado ajustado UDM - COP mm



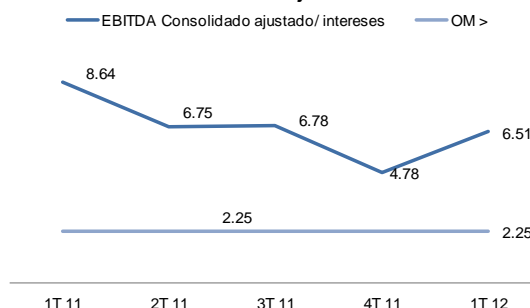
EBITDA consolidado ajustado trimestral COP mm



Deuda Neta/EBITDA Consolidado ajustado UDM



EBITDA Consolidado ajustado/intereses



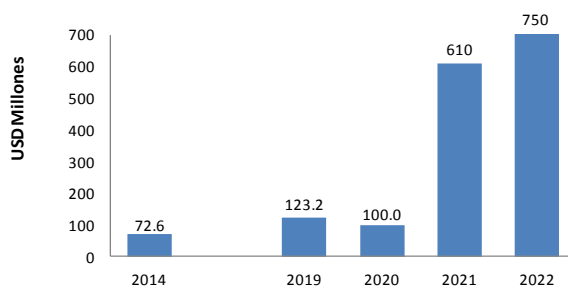
NOTA: en concordancia con las definiciones del contrato de las notas emitidas por EEB en noviembre de 2011, los indicadores de apalancamiento y cobertura de intereses se calculan con base en el EBITDA Consolidado Ajustado que incluye las reducciones de capital recibidas por EEB.

Tabla No 28 - Estructura de la deuda consolidada de EEB

	1T 12		1T 11		F 11 USD Millones	1T 12		1T 11	
	COP Millones	Part. %	COP Millones	Part. %		Millones USD	Millones USD	Millones USD	Millones USD
Deuda financiera en COP	161,353	4.6	198,952	6.0	110	90		106	
Deuda financiera en USD	3,103,854	89.3	2,964,249	88.9	1,603	1,732		1,577	
Operaciones de Cobertura	211,896	6.1	170,413	5.1	102	118		91	
Total deuda financiera	3,477,104	100	3,333,614	100	1,815	1,940		1,774	

- ▶ La reducción de la deuda en pesos es consecuencia de la amortización de créditos desembolsados para satisfacer requerimientos temporales de liquidez.
- ▶ De otra parte, el aumento de la deuda en USD refleja los desembolsos del crédito sindicado a Cálidda por un grupo de agencias multilaterales para financiar la infraestructura de distribución de gas natural en Lima y Callao.

Perfil de Vencimiento Deuda Consolidada EEB



[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:
 - 1T 12: 1,792.07 COP/USD
 - 1T 11: 1,879.47 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; 1T) 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.

[Regresar al índice](#)

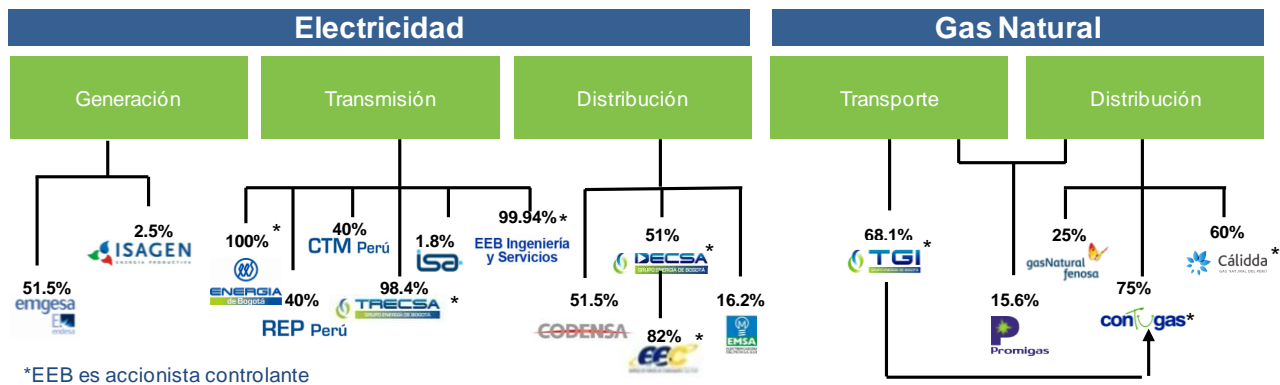
Anexo 2: Estados financieros consolidados de EEB e individuales:

<http://www.eeb.com.co/?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 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.



[Regresar al índice](#)

Anexo 4: 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](#)

Anexo 5: Desagregación del EBITDA Consolidado Ajustado UDM y trimestral.

UDM	COP Millones		Variación %	COP Millones F 11	USD Millones	
	1T 12	1T 11			1T 12	1T 11
Ingresos Operacionales	1,460,343	1,038,309	40.6	1,421,664	814.9	552.4
Costos Operacionales	-732,514	-474,245	54.5	-704,602	-408.8	-252.3
Gastos Operacionales	-169,829	-263,783	-35.6	-166,401	-94.8	-140.3
Depreciación operacional	97,564	50,960	91.5	83,487	54.4	27.1
Amortización operacional	30,066	48,330	-37.8	32,575	16.8	25.7
Impuestos operacionales	15,500	1,559	893.9	14,817	8.6	0.8
Dividendos e intereses ganados	717,991	749,703	-4.2	404,030	400.6	398.9
Intereses patrimonio autónomo	-14,197	-16,637	-14.7	-11,766	-7.9	-8.9
Gastos administración	-164,242	-155,165	5.8	-160,227	-91.6	-82.6
Pensiones jubilación	34,547	26,040	32.7	32,685	19.3	13.9
Amortizaciones	28,041	12,427	125.6	24,817	15.6	6.6
Depreciaciones	19,257	1,423	1253.3	18,790	10.7	0.8
Provisiones	19,531	168,726	-88.4	16,117	10.9	89.8
Impuestos	86,366	32,435	166.3	76,062	48.2	17.3
Reducciones de capital	0	229,120	-100	0	0	121.9
EBITDA Consolidado Ajustado	1,428,424	1,449,201	-1.4%	1,082,047	797.1	771.1

Trimestral consolidado	COP Millones		Variación %	USD Millones	
	1T 12	1T 11		1T 12	1T 11
Utilidad operacional	136,819	129,479	5.7	76,347	68,891
Depreciación operacional	27,895	13,951	99.9	15,566	7,423
Amortización operacional	7,600	17,474	-56.5	4,241	9,297
Impuestos operacionales	1,063	6,344	-83.2	0,593	3,375
Dividendos e intereses ganados	508,371	194,410	161.5	283,678	103,439
Intereses patrimonio autónomo	-3,165	-734	331.2	-1,766	-0.391
Gastos administración	-34,341	-30,326	13.2	-19,163	-16,135
Pensiones jubilación	7,433	5,570	33.4	4,147	2,964
Amortizaciones	6,639	1,603	314.2	3,704	0.853
Depreciaciones	650	184	253.3	0.363	0.098
Provisiones	3,746	1,648	127.3	2,090	0.877
Impuestos	22,124	11,820	87.2	12,345	6,289
EBITDA	684,833	351,424	94.9	382,146	186,980

[Regresar al índice](#)

Anexo 6: 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) % de pérdidas de energía.

[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](#)