

Bogotá D.C., Mayo 23 de 2013

Índice

- ▶ Resumen ejecutivo y hechos relevantes
- ▶ Desempeño compañías con control.
 - EEB - Transmisión
 - DECSA - EEC
 - TGI
 - CÁLIDDA
 - CONTUGAS
- ▶ 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 y 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 en 1T 13

| | Colombia | Perú | Guatemala |
|---|---|--|--------------------------------------|
| Capacidad instalada – MW | 14,559.1 | 7,620 | 2,182 |
| Demanda – GWh | 14,667 | 10,658 | 2142.567 |
| Variación demanda 1T 13 / 1T 12 - % | 3.7 | 5.49 | 0.5 |
| Explicación variación demanda 1T 13 / 1T 12 | Crecimiento de 4.3% en el mercado regulado. Crecimiento de 3.6% en el mercado no regulado. Menos crecimiento en Marzo por disminución del consumo medio en Semana Santa | | |
| | | Crecimiento en línea con el crecimiento del PBI 2012 | Crecimiento industrial y demográfico |

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

Tabla No. 2 - Panorámica de los sectores de gas natural en 1T 13

| | Colombia | Perú |
|---|--|---|
| Reservas probadas y probables - TPC | 7.1 | 21.5 |
| Demanda interna - mm pcd | 833.5 | 405 |
| Variación demanda interna 1T 13 / 1T 12 - % | 6.5 | -18.0 |
| Explicación variación demanda | La demanda de gas doméstica creció a un nivel superior al crecimiento de la economía. Uno de los principales motores de crecimiento fue el sector residencial. | |
| | | Disminución de la demanda en 27,08% en el sector termoeléctrico, y otros consumidores en 22,32%.. |

Tabla No 3 - Indicadores financieros consolidados de EEB

| COP Millones | 1T 13 | 1T 12 | Var% |
|--|--------------|--------------|-------------|
| Ingresos operacionales | 449,468 | 373,383 | 20.4 |
| Utilidad operacional | 170,926 | 136,819 | 24.9 |
| EBITDA Consolidado ajustado trimestral | 1,010,355 | 684,833 | 47.5 |
| EBITDA Consolidado ajustado UDM | 1,604,916 | 1,428,424 | 12.4 |
| EBITDA Consolidado UDM | 1,604,916 | 1,428,424 | 12.4 |
| Dividendos y reservas decretados a EEB | 785,091 | 494,117 | 58.9 |
| Utilidad neta | 767,244 | 540,005 | 42.1 |
| Dividendos y reservas decretados por EEB | 403,604 | 319,964 | 26.1 |
| Ultima calificación deuda internacional: | | | |
| S&P - May. 13: BB+ estable | | | |
| Fitch - Nov 12: BBB- estable | | | |
| Moody's - Nov 12 Baa3 estable | | | |

► **Resumen de los resultados financieros de EEB.**

- El crecimiento de la utilidad operacional y del EBITDA, indicadores que crecen a una mayor velocidad que los ingresos operacionales, es consecuencia directa de: (*) los ingresos derivados de la contratación de la expansión de TGI (Cusiana Fase II), que entró en operación en el tercer trimestre del año pasado; (*) el ajuste a las tarifas de transporte de TGI que entró en vigencia en diciembre de 2012; (*) costos puntuales asumidos en 1T 12, particularmente los relacionados con una operación de manejo de deuda en TGI. Los costos preoperativos de Contugas, un incremento en los gastos operacionales en Calidda sumado a un ajuste de la tarifa bianual y un menor volumen transportado, tuvieron un impacto negativo sobre la utilidad operacional en el negocio de distribución de gas natural.
- El crecimiento de la utilidad neta, se explica por: (•) el buen comportamiento de la utilidad operacional: (•) los mayores dividendos decretados por las compañías sin control, y; (•) la reducción de los gastos financieros debido a la operación de manejo de deuda realizada por TGI a principios de 2012. Por su parte, la devaluación del peso tuvo un impacto negativo sobre los resultados no operacionales. Se trata, fundamentalmente, de un efecto contable debido al aumento en el valor en pesos de la deuda contratada en dólares.

► **Hechos relevantes de EEB y del Grupo Energía de Bogotá**

- El 21.03.13 la Asamblea de Accionistas de EEB aprobó distribuir utilidades por COP 403,604 millones, que corresponde a un dividendo por acción de COP 43,96 lo que equivale a un dividend yield de 3.17%. La decisión implica que la Asamblea decidió distribuir el 96% de las utilidades que legalmente podía distribuir. A los accionistas minoritarios, el dividendo les será pagado en una sola cuota el 22.05.13. Al Distrito Capital se le pagará en dos cuotas iguales, una el 20.06.13 y otra el 27.11.13.
- La acción de EEB fue incluida en la canasta del índice COLCAP el 01.02.13 gracias al incremento en el volumen de negociación. Este índice reúne las acciones más representativas y liquidas de Colombia, y permite que EEB sea referencia para inversionistas y administradores de portafolio que replican el comportamiento de índices accionarios en sus estrategias financieras.
- El 16.04.13 EEB ganó una licitación en Colombia en el sector de transmisión de electricidad. Se trata del proyecto denominado Chivor II que tiene un valor estimado de USD 101 millones.
- La Presidente de EEB, confirmó el interés de EEB de participar en el proyecto de interconexión con Panamá, y resaltó la necesidad de que existan condiciones para que la competencia sea abierta.
- La Junta Directiva autorizó la creación de una empresa de servicios de ingeniería en Perú. Estará encargada de desarrollar negocios en los sectores de transporte y distribución de gas natural y electricidad y se suma a la recientemente creada EEBIS en Guatemala. La decisión se enmarca dentro de la estrategia de ofrecer servicios complementarios a los de las compañías operativas en cada uno de los países en donde EEB tiene presencia.

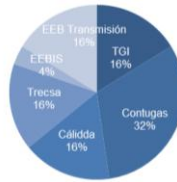
- La Junta Directiva de EEB autorizó otorgar garantías o desembolso de créditos inter-compañía a sus filiales en Guatemala hasta por USD 230 millones. Estos recursos complementan los ya aportados como inversiones de capital.
 - La Junta Directiva aprobó presentar oferta en un proceso licitatorio para construir y operar activos de transmisión en Chile. Los resultados se darán a conocer en el mes de junio de 2013. El valor estimado de los proyectos es de USD 165 millones.
 - La Junta autorizó al representante legal para gestionar y suscribir los documentos necesarios para la financiación de sus inversiones en 2013 en Colombia y en el exterior hasta por USD 479 millones.
 - 07.01.13 se constituyó en Bermuda la compañía filial EEB-RE. En una primera etapa, esta compañía tiene como objetivo mejorar las condiciones de contratación de los reaseguros de las compañías del Grupo. Se espera que el esquema, en su primera etapa, genere ahorros anuales cercanos a los USD 700 mil.
- ▶ TGI
- El 7 de mayo la calificadora de riesgo internacional Standard & Poor's elevó la calificación de la deuda en moneda extranjera de TGI, de "BB" a "BBB-" con perspectiva estable. El incremento en la calificación tuvo en cuenta la estabilidad de los ingresos en el largo plazo, la cobertura natural que ofrece la regulación gracias al vínculo de parte de la tarifa al dólar, el ingreso en operación de los proyectos de expansión, la reciente revisión tarifaria y el soporte de su principal accionista, -EEB-.
 - Se espera un incremento de los ingresos regulados cercano al 10% a partir del 1T 13 gracias al ajuste tarifario autorizado por el regulador en diciembre de 2012. Las nuevas tarifas estarán vigentes hasta el 2017.
 - La Asamblea General de Accionistas de TGI en su reunión de febrero aprobó no distribuir las utilidades y constituir las reservas legales correspondientes. Se constituyó una reserva por valor de COP 157,805 millones para protección por fluctuaciones en el tipo de cambio.
- ▶ Cálidda,
- En 01.04.13 emitió un bono por USD 320 millones (2023 / 4.375% / 8x) en el mercado internacional de capitales (144A/Reg S). Los recursos obtenidos en esta operación permitirán financiar su plan de expansión entre 2013 y 2014, y mejorar el perfil de la deuda de Cálidda.
- ▶ Emgesa/Codensa
- En este período se avanzó en la consolidación de la gestión social del proyecto Quimbo, que incluyó la puesta en servicio de una oficina móvil para resolver inquietudes de comunidades. Adicionalmente, se desarrollaron programas sociales con una inversión aproximada de COP 210 millones,
- ▶ EEB - Transmisión
- EEB presentó ofertas en el marco del plan de expansión del sistema troncal de Chile, el cual incluye obras en el Sistema Interconectado del Norte Grande - SING y en el Sistema Interconectado Central - SIC. El valor estimado de los proyectos asciende a USD 165 millones. La oferta se presentó el 16.04.13 y se espera que en junio de 2013 se seleccione al ganador

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

| Proyecto / Cia. | País | Sector | Inversión USD Millones | Estado | En operación: |
|---------------------------|-----------|-----------------------|------------------------|------------------|---------------|
| La Sabana - TGI | Colombia | T GN | 57 | En construcción | 2T 14 |
| Cusiana/Apiay - TGI | Colombia | T GN | 244 | En planificación | 15 |
| Sistemas regionales - TGI | Colombia | T GN | 35 | En planificación | 14 |
| ICA Perú - ConTUGas | Perú | T + D GN | 345 | En construcción | 3T 13 |
| Lima Callao - Cálidda | Perú | D GN -ampliación red- | 460 | En construcción | 16 |
| Guatemala - TRECSA | Guatemala | T E | 377 | En construcción | 1T 14 |
| Subestaciones - EEB | Colombia | T E | 292 | En construcción | 13-15 |
| Ingenios - EEBIS | Guatemala | T E | 73 | En planificación | 14 |

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

**Inversiones 2013 - Grupo Energía de Bogotá
USD 814.6 mm**



- ▶ TGI – La Sabana:
 - El proyecto cuenta con Licencia Ambiental y con el contrato para la adquisición de las estaciones compresoras las cuales deberán ser entregadas el 4T 13 y el 1T 14. Se encuentra en proceso la selección del contratista EPC y del interventor.
- ▶ ICA – ConTUGas:
 - La ejecución del proyecto al cierre de marzo supera al 75% con una inversión acumulada de USD 197 millones.
 - La compañía cuenta con 1,920 clientes residenciales y planea conectar 31,000 antes de finalizar el 2014. La obligación contractual es alcanzar 50,000 residenciales 6 años después de la declaración de comercialidad que se espera se de en 3T 13.
 - La capacidad estimada del sistema es de 375 mm pcd. Al cierre de 1T 13 la compañía contaba con contratos firmados con clientes industriales por más de 30 mm pcd. Se espera cerrar en 2T 13 y 3T 13 contratos adicionales por otros 40 mmpcd.
- ▶ Lima Callao - Cálidda:
 - Cálidda finalizó el año 2012 con 103,723 usuarios conectados a su red; y espera terminar en 2013 con 165,000 usuarios acumulados.
 - Para lograr sus metas de usuarios, Cálidda está adelantando inversiones de ampliación. En 2T 13 se espera concluir la principal de ellas; se trata del "citi gate", que logrará aumentar su capacidad en 420 mmpcd
 - Se firmó el contrato a firme con una de las mayores generadoras térmicas, Fenix Power,. La facturación se inició en el mes de abril 2012 por lo que impactará los ingresos a partir de 2T 13 y representará aproximadamente 84 mmpcd
 - Los recursos del bono de Cálidda serán utilizados para reestructurar la deuda financiera con entidades multilaterales y financiar el plan de inversiones 2013-14
- ▶ Guatemala - TRECSEA :
 - Al cierre del 1T 13 se había negociado el 53% y se había escriturado el 39% del total de los predios. Gracias a lo anterior se logró la liberar 606 sitios de torre de un total de 2,050, los cuales están listos para construcción.
 - Con respecto avances en el área técnica, se reporta el inicio de obra civil en 362 sitios de torre y el montaje de estructuras en 244 sitios de torre.
 - De las 23 subestaciones; 13 se encuentran en obra civil y 5 en montaje electromecánico y 8 en proceso de obras civiles. Las 10 restantes se encuentran en proceso de negociación de permisos para inicio de obra. (temas de: avales municipales, licencias, negociaciones con las comunidades).
 - Los avales municipales que se tienen a la fecha son 51 de un total de 74. De los pendientes, solo 6 han sido denegados y los demás se encuentran en proceso de negociación. En términos de los ECUTS, se ingresarán 2,500 expedientes de los cuales se han ingresado 1,161 y 1,014 ya cuentan con la licencia por parte del Ministerio.
- ▶ EEB:
 - Proyecto Armenia: Avance del 50,10%. Se cumplió con la entrega de la información requerida por la ANLA en términos de licenciamiento ambiental. En cuanto a la línea de transmisión, se seleccionaron contratistas y proveedores requeridos. En relación con las subestación presenta un avance del 73% y continúa en su fase final la fabricación de equipos asociados a los servicios auxiliares. En el área de servidumbre se han liberado por escrituración e inspección judicial 31 sitios de torres lo que representa el 37,3% del total de los sitios de torre.

- Proyecto Alférez: Avance del 55,92%. Se cumplió con la entrega de la información requerida por la ANLA en términos de licenciamiento ambiental, quedando pendiente el pronunciamiento final por parte de dicha Autoridad. En cuanto a la línea de transmisión, se seleccionaron contratistas y proveedores requeridos. La fabricación de la subestación GIS presenta un avance del 73%.
- Proyecto Tesalia: Se finalizaron las actividades de elaboración del Estudio de Impacto Ambiental. Se encuentra en proceso de culminación el diseño detallado de la línea de transmisión Tesalia – Altamira, se avanzó en los estudios de diseños eléctricos y civiles, y se seleccionaron los proveedores. El proyecto presenta un avance del 23%.

Tabla No 5 - Indicadores financieros inversiones sin control - 1T 13

| | COP Millones | | | | USD millones | |
|---|--------------|-----------|-------------|------------|--------------|------|
| | Emgesa | Codensa | Gas Natural | Promigas * | REP | CTM |
| Ingresos operacionales | 580,175 | 760,524 | 306,451 | 69,645 | 29.1 | 20.5 |
| Utilidad operacional | 309,593 | 182,977 | 87,109 | 54,761 | 9.2 | 10.7 |
| EBITDA UDM | 349,089** | 246,483** | 362,433 | 107,508 | 71.5 | 28 |
| Utilidad neta | 196,153 | 118,636 | 69,878 | 185,018 | 5.9 | 2.4 |
| Dividendos y reservas decretados a EEB | 405,658 | 264,951 | 62,630 | 33,682 | 8 | 0 |
| Reducciones de capital decretadas a EEB | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

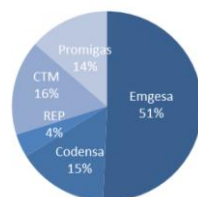
* Estados financieros individuales

**EBITDA Trimestral

Tabla No 6 - Resumen de los proyectos de expansión de las empresas sin control- 1T 13

| Proyecto | Empresa | Sector | País | Inversión USD millones | En operación: |
|---------------------------------|----------|-------------------|----------|------------------------|---------------|
| Quimbo | Emgesa | G electricidad | Colombia | 837 | 14 |
| Subestaciones | Codensa | D electricidad | Colombia | 140 | 13 |
| Ampliaciones concesión | REP | T electricidad | Perú | 88 | 13 -14 |
| Ampliaciones concesión y nuevas | CTM | T electricidad | Perú | 146 | 13 -14 |
| Ampliaciones sistema | Promigas | T + D gas natural | Colombia | 123 | 13 |

**Inversiones 2013 - Compañías sin control
USD 902 MM**




- ▶ Emgesa – El Quimbo:
 - El proyecto El Quimbo avanza en la construcción de obras principales incluyendo presa, dique auxiliar, casa de máquinas, vertedero túneles y la recepción en puerto de los embarques de los equipos electromecánicos. El porcentaje de ejecución del proyecto al 1T 13 es del 39%. De los USD 837 millones se han ejecutado USD 396 millones.
- ▶ Codensa – Subestaciones-S/E:
 - S/E Nueva Esperanza. El proyecto ha presentado retrasos por demoras en el otorgamiento de la licencia ambiental. Se espera obtener la licencia en 3T 13.
 - Codensa trabaja en la planificación y construcción de otras tres subestaciones cuyas licencias ambientales están en curso y se esperan obtener en 2013.

[Regresar al índice](#)

Desempeño compañías con control


Tabla No 7 - Indicadores Transmisión EEB

|  | 1T 13 | 1T 12 | Var % |
|---|---------|---------|-------|
| Utilidad operacional – COP millones | 13,198 | 13,831 | -4.5 |
| EBITDA trimestral - COP millones | 16,880 | 17,296 | -2.4 |
| EBITDA UDM - COP millones | 65,322 | 64,548 | 1.2 |
| Inversiones – COP millones | 4,896.6 | 3,725.3 | 31.4 |
| Disponibilidad de la infraestructura - % (1) | 99.93 | 99.94 | -0.01 |
| Compensación por indisponibilidad - % (2) | 0.010 | 0.003 | 233.3 |
| Cumplimiento programa mantenimiento - % (3) | 100 | 100 | - |
| Participación en la actividad de transmisión en Colombia - % (4) | 8.09 | 8.07 | 0.25 |

[Pies de pagina en anexo 5](#)

- ▶ Las inversiones del periodo incluyen los montos asociados a la construcción de los proyectos de expansión Alférez, Armenia y Tesalia.
- ▶ Los indicadores técnicos muestran estabilidad en la gestión operativa de la empresa manteniendo cumplimientos superiores a los impuestos regulatoriamente sin detrimento de la Empresa.

Tabla N.8 Indicadores seleccionados EEC


|  | 1T 13 | 1T 12 | Var % |
|---|---------|---------|-------|
| No. de clientes | 258,040 | 247,052 | 4.4 |
| Ingresos operacionales - COP millones | 70,639 | 72,883 | -3.1 |
| Utilidad operacional - COP millones | 13,347 | 16,480 | -19.0 |
| EBITDA trimestral - COP millones | 17,038 | 18,586 | -8.3 |
| EBITDA UDM – COP millones | 71,957 | 67,474 | 6.6 |
| Utilidad neta – COP millones | 6,721 | 8,403 | -20.0 |
| Dividendos y reservas decretados a EEB | 4,538 | 0 | - |
| Pérdidas - %(1) | 12.6 | 12.2 | 3.3 |

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

[Pies de pagina en anexo 5](#)

- ▶ La caída en los ingresos operacionales es consecuencia de menor tarifa promedio aplicada. El consumo se mantuvo estable.
- ▶ La utilidad neta y utilidad operacional caen puesto que EEC incorporó una provisión por mayores costos asociados a servicios de contratistas por COP 3,000 millones, así como un mayor valor por provisiones en cartera.
- ▶ La Asamblea de Accionistas aprobó distribuir utilidades por COP 10.804 millones de los cuales a EEB, a través de su filial DECSA, le corresponde COP 4.538 millones que serán recibidos por EEB en noviembre de 2013.


Tabla N° 9 - Indicadores seleccionados de TGI

|  | COP Millones | | Variación | | USD Millones | | Variación | |
|---|---------------|---------|-----------|-------|--------------|-------|-----------|-------|
| | 1T 13 | 1T 12 | COP | % | 1T 13 | 1T 12 | USD | % |
| Ingresos operacionales | 205,662 | 163,875 | 41,787 | 25.5 | 114.9 | 91 | 23.9 | 26.3 |
| Utilidad operacional | 125,688 | 93,696 | 31,992 | 34.1 | 70.2 | 52 | 18.2 | 35.0 |
| EBITDA Trimestral | 163,278 | 127,196 | 36,082 | 28.4 | 91.2 | 70.6 | 20.6 | 29.2 |
| EBITDA UDM | 555,833 | 480,972 | 74,860 | 15.6 | 309.6 | 263 | 46.6 | 17.7 |
| Utilidad neta | 15,202 | 99,852 | -84,650 | -84.8 | 8.5 | 55.5 | -47 | -84.7 |
| Volumen transportado – Mm pcd | 426 | 403 | 23 | 5.7 | | | | |
| Capacidad contratada en firme – Mm pcd | 622 | 548 | 74 | 13.5 | | | | |
| Calificación crediticia internacional: | | | | | | | | |
| S&P - may. 13: | BBB-, estable | | | | | | | |
| Fitch - nov. 12: | BBB-, estable | | | | | | | |
| Moody's – mar. 13: | Baa3, estable | | | | | | | |

- ▶ El fuerte incremento de los ingresos operacionales se explica, principalmente, por: (*) el incremento en la capacidad contratada en firme por el ingreso en operación de la segunda fase de expansión de Cusiana; (*) el nuevo marco tarifario aplicable desde diciembre de 2012 y que permanecerá vigente, por los menos, hasta el 2017 y; (*) el mayor volumen transportado asociado, principalmente, al crecimiento de la demanda residencial.
- ▶ La utilidad operacional creció a un ritmo superior al de los ingresos operacionales debido a: (•) estabilidad en costos de depreciación y amortización (•) optimización de los costos de las estaciones compresoras por la decisión tomada por TGI en agosto de 2012 de operarlas directamente; y (•) los gastos asociados a la operación de manejo de deuda que fueron un costo puntual del primer trimestre de 2012.

A pesar del positivo comportamiento del EBITDA, su crecimiento fue inferior al de la utilidad operacional por mayores pagos de seguros e impuestos de registro relacionados con proyecto Cusiana.

Tabla No 10 - Indicadores seleccionados de Cálidda

|  Cálidda <small>GAS NATURAL DEL PERO</small> | 1T 13 | 1T 12 | Var % |
|--|---------|--------|-------|
| No de clientes | 114,502 | 75,970 | 50.7 |
| Ingresos operacionales - USD Miles | 81,109 | 62,187 | 30.4 |
| Utilidad operacional – USD Miles | 11,960 | 12,089 | -1.1 |
| EBITDA trimestral – USD Miles | 16,036 | 16,060 | -0.1 |
| EBITDA UDM – USD Miles (1) | 64,424 | 62,938 | 2.4 |
| Utilidad neta – USD Miles | 6,717 | 6,886 | -2.5 |

- ▶ Cálidda cerró el 1T 13 con un incremento del 50% en su base de clientes lo cual demuestra que la compañía sigue firme en su estrategia de conectar 455.000 usuarios al 2016.
- ▶ La crecimiento en menor ritmo de la utilidad operacional, neta y el EBITDA 1T13 en comparación con los ingresos operacionales, refleja mayores gastos operacionales y depreciaciones y amortizaciones.

Tabla No 11 - Indicadores seleccionados de Contugas

|  contugas <small>GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ</small> | 1T 13 | 1T 12 | Var % |
|--|---------|--------|-------|
| No de clientes | 186 | 83 | 124.1 |
| Ingresos operacionales - USD Miles | -2,879 | -1,376 | 109.2 |
| Utilidad operacional – USD Miles | -2,779 | -1,299 | 113.9 |
| EBITDA trimestral – USD Miles | -11,118 | -5,197 | 113.9 |
| Utilidad neta – USD Miles | -2,200 | -1,058 | 107.9 |

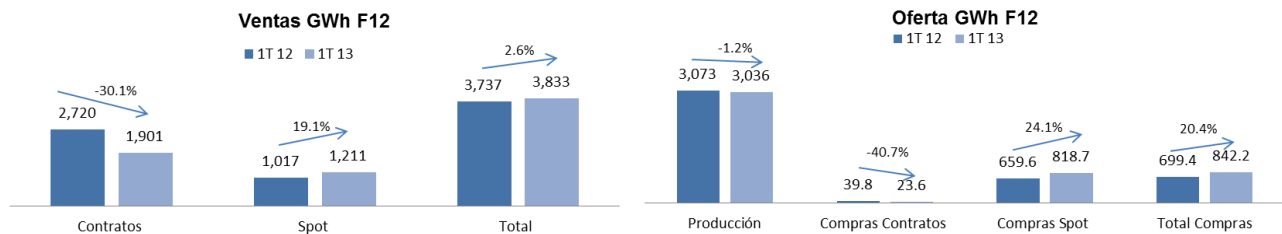
- ▶ El crecimiento de los ingresos operacionales se debe principalmente por las conexiones residenciales.
- ▶ Los resultados tanto operacionales como en términos de EBITDA trimestral y UDM reflejan la situación de una compañía en etapa preoperativa. Contugas espera estar en plena operación en 4T 13

[Regresar al índice](#)

Desempeño compañías sin control

Tabla No 12 - Panorámica de Emgesa al 1T 13

| emgesa | |
|---------------------------------------|---|
| endesa | |
| Capacidad instalada - MW | 2,914 |
| Composición de la capacidad | 10 Hidros y 2 térmicas |
| Generación - Gwh | 3,035 |
| Ventas - Gwh | 3,833 |
| Ingresos operacionales - COP Millones | 580,175 |
| EBITDA Trimestral - COP Millones | 349,089 |
| Control | Endesa de España |
| Participación de EEB | 51.5% - 37.4% ordinarias; 14.1% preferenciales sin derecho a voto |



- ▶ Las ventas de Emgesa en el mercado spot crecen mientras que los contratos decrecen debido al incremento en intermediación en el mercado spot aprovechando los altos precios resultantes de la temporada de verano.

Tabla No 13 – Inversiones

| | 1T 13 | 1T 12 | Var % |
|--------------|---------|--------|-------|
| Millones COP | 108,892 | 79,342 | 37.2 |
| Millones USD | 59,432 | 44,275 | 34.2 |

- ▶ Durante el 1T 13 Emgesa realizó inversiones por COP 108.892 millones principalmente en la construcción de la Central Hidroeléctrica El Quimbo y la repotenciación de la cadena Salaco, y generó el 20,2% de la energía del país, 15,051 GWh..

Tabla No 14 - Indicadores financieros seleccionados de Emgesa

| | COP Millones | | Var % | USD Millones | |
|--|--------------|----------|-------|--------------|--------|
| | 1T 13 | 1T 12 | | 1T 13 | 1T 12 |
| Ingresos operacionales | 580,175 | 496,581 | 16.8 | 316.7 | 277.1 |
| Costo de ventas | -264,571 | -210,034 | 26.0 | -144.4 | -117.2 |
| Gastos administrativos | -6,065 | -6,438 | -5.8 | -3.3 | 0 |
| Utilidad operacional | 309,593 | 280,109 | 10.5 | 169.0 | 156.3 |
| EBITDA Trimestral | 349,089 | 392,235 | -10.6 | 190.5 | 218.8 |
| Utilidad neta | 196,153 | 175,884 | 11.5 | 107.1 | 98.15 |
| Dividendos y reservas decretados a EEB | 405,658 | 343,894 | 18.0 | 221.4 | 191.9 |
| Reducciones de capital a EEB | 0 | 0 | - | 0 | 0 |
| Deuda neta (2) / EBITDA | 1.9 | N.D. | - | N.D. | N.D. |
| EBITDA / Intereses (3) | 7.4 | N.D. | - | N.D. | N.D. |

[Pies de página en anexo 5](#)

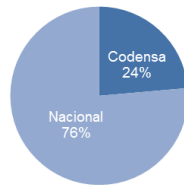
- ▶ El costo de ventas crece por encima de los ingresos operacionales, principalmente a un mayor costo de combustibles presentado en el 1T 13, como resultado del uso de fuel oil en la generación térmica de la Central Cartagena y de carbón en Termozipa, al resultar despachadas en el período debido los altos precios de bolsa, así como mayores compras de energía como resultado de la intermediación en Bolsa.
- ▶ La utilidad neta de Emgesa creció 11,5% en el primer trimestre de 2013 gracias al mejor resultado operativo y a la disminución del gasto financiero por bajas en las tasas de interés.

- ▶ EL 20 de marzo la Asamblea General de Accionistas de EMGESA en su sesión ordinaria aprobó la distribución de utilidades y el pago de dividendos por COP 783.529 millones de los cuales a EEB le corresponden COP 405.617 millones los cuales serán recibidos por EEB en tres cuotas, junio y noviembre de 2013, y enero de 2014.

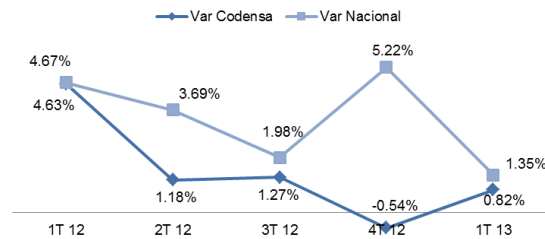
Tabla No 15 - Panorámica de Codensa al 1T 13

| CODENSA | |
|---------------------------------------|---|
| Número de clientes | 2,617,567 |
| Participación de mercado - % | 23.6 |
| Demanda Codensa - Gwh | 3,463 |
| Var % demanda de Codensa F 12 / F 11 | 0.8 |
| Ingresos operacionales - COP Millones | 760,524 |
| EBITDA Trimestral - COP Millones | 246,483 |
| Control | Endesa de España |
| Participación EEB | 51.5% (36.4% ordinarias; 15.1% preferenciales sin derecho a voto) |

Demanda Codensa Vs. Nacional



Variación Demanda Energía Trimestral



- ▶ El menor ritmo de crecimiento en el área de Codensa se explica por el decrecimiento de la demanda de energía en el sector de construcción e industrial localizado en el área de influencia de Codensa.

Tabla No 16 – Inversiones

| | 1T 13 | 1T 12 | Var % |
|--------------|--------|--------|-------|
| Millones COP | 34,556 | 35,466 | -2.6 |
| Millones USD | 18,860 | 19,791 | -18.8 |

- ▶ Durante el período de enero a marzo de 2013 se realizaron inversiones por COP 34.556 millones de pesos enfocadas en atención de la demanda, calidad del servicio, seguridad y control de pérdidas no técnicas.

Tabla No 17 - Indicadores financieros seleccionados de Codensa


| | COP Millones | | | USD Millones | |
|--|--------------|-----------|-------|--------------|--------|
| | 1T 13 | 1T 12 | Var % | 1T 13 | 1T 12 |
| Ingresos operacionales | 760,524 | 776,936 | -2.1 | 1,776.8 | 433.5 |
| Costo de ventas | -558,748 | -557,811 | 0.2 | -1,264.8 | -311.3 |
| Gastos administrativos | -18,799 | -18,419 | 2.1 | -43.4 | 0 |
| Utilidad operacional | 182,977 | 200,706 | -8.8 | 468.5 | 112 |
| EBITDA Trimestral | 246,483 | 1,061,406 | -75.5 | 134.5 | 592.2 |
| Utilidad neta | 118,636 | 125,802 | -5.7 | 289.0 | 70.2 |
| Dividendos y reservas decretados a EEB | 264,951 | 69,405 | 281.7 | 39.3 | 38.7 |
| Reducciones de capital | 0 | 0 | - | 0.0 | 0 |
| Deuda neta (1) / EBITDA | 1.0 | N.D | - | 0.5 | N.D |
| EBITDA / Intereses (2) | 14.2 | N.D | - | 13.4 | N.D |

[Pies de página en anexo 5](#)

- ▶ Los ingresos operacionales presentaron una disminución de 2,1% con respecto al 1T 12 debido principalmente al crecimiento de la demanda de energía en la zona de influencia de Codensa a un menor ritmo, especialmente por parte de clientes del sector industrial y de la construcción.

- ▶ La utilidad neta de Codensa disminuyó 5,7% en los primeros tres meses de 2013 en comparación con el mismo período de 2012, debido a una menor utilidad operacional resultado de menores ventas de energía por el efecto de la semana santa en la demanda y por menores ingresos asociados al uso de las redes de Codensa por parte de otros comercializadores. La utilidad neta se benefició de un menor gasto financiero como consecuencia de amortizaciones de deuda financiera con recursos propios.
- ▶ Al 1T 13 la totalidad de la deuda financiera de Codensa estaba denominada en pesos en emisiones de bonos en el mercado local. El 92% de la deuda financiera tenía intereses indexados al IPC y el 8% a la DTF. La vida media de la deuda de Codensa era 2,70 años.
- ▶ Los dividendos decretados se incrementaron debido al corte intermedio de estados financieros de 2011, razón por la que los dividendos decretados en 2012 son inusualmente bajos.
- ▶ EL 20 de marzo la Asamblea General de Accionistas en su sesión ordinaria aprobó la distribución de utilidades y el pago de dividendos por COP 510,992 millones de los cuales a EEB le corresponden COP 264,915 millones los cuales serán recibidos por EEB en tres cuotas, junio y noviembre de 2013, y enero de 2014.

Tabla No 18 - Panorámica de Promigas al 1T13



| | |
|---------------------------------------|-----------------------|
| Número de clientes | N.D. |
| Volumen de ventas - mmpcd | 1,135 |
| Participación de mercado - % | 39.9 |
| Red - km | 532 |
| Ingresos operacionales - COP Millones | 69,645 |
| EBITDA Trimestre - COP Millones | 36,946 |
| Control | PH LTD, P LTD, PI LTD |
| Participación de EEB - % | 15.6 |

Tabla No 19 - Inversiones Promigas

| | 1T 13 | 1T 12 | Var % |
|--------------|-------|--------|-------|
| COP Millones | ND | 18,708 | - |
| USD Millones | ND | 10.4 | - |

Tabla No 20 - Indicadores financieros seleccionados de Promigas*

| | COP Millones | | Var % | USD Millones | |
|--|--------------|--------|-------|--------------|-------|
| | 1T 13 | 1T 12 | | 1T 13 | 1T 12 |
| Ingresos operacionales | 69,645 | 46,056 | 51.2 | 139.2 | 25.7 |
| Costo de ventas | 22,698 | 24,277 | -6.5 | -70.9 | 13.5 |
| Gastos administrativos | 14,728 | 11,880 | 24.0 | -37.4 | 6.6 |
| Resultado Operativo | 36,024 | 8,179 | 279.3 | | |
| Utilidad neta | 185,018 | 56,135 | 229.6 | 136.2 | 59.4 |
| EBITDA trimestre | 36,946 | 20,229 | 82.6 | | 4.6 |
| Dividendos y reservas decretados a EEB | 33,682 | 29,089 | 15.8 | 16.5 | 31.3 |
| Reducciones de capital a EEB | - | - | - | - | - |
| Deuda neta (1) / EBITDA | ND | 0 | - | - | - |
| EBITDA / Intereses (2) | ND | ND | - | - | - |

*Estados Financieros Individuales Promigas

[Pés de página en anexo 5](#)

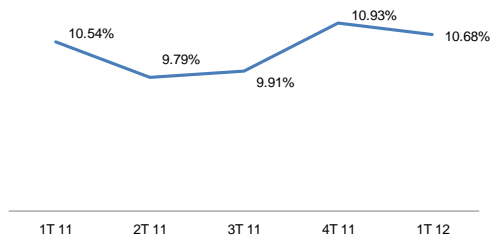
- ▶ El incremento en el resultado operativo y en general, en todos los indicadores financieros por la aplicación de una nueva tarifa del sistema de transporte de gas en la Costa Caribe a partir de 20.11.12 y mayores volúmenes de gas transportado.
- ▶ En la parte no operativa, ingresos financieros, se presenta un superávit como consecuencia de la venta de Promitel, compañía de Promigas perteneciente al sector telecomunicaciones, la cual se vendió el 31.01.13 por un valor de COP 192,000 millones. Esto se enmarca dentro de la estrategia corporativa de centrar sus negocios en las actividades de transporte y distribución de gas natural, distribución y comercialización de energía eléctrica;

- ▶ El 29.01.13 se realizó una emisión de bonos por COP 500,000 millones (IPC+ 3,4%) con calificación AAA demandada 2,3 veces para realizar la sustitución de deuda en un 90%.
- El 18.03.13 en la Asamblea General de Accionistas se decretaron dividendos por COP 240,841 millones de los cuales a EEB le corresponde COP 37,667 millones

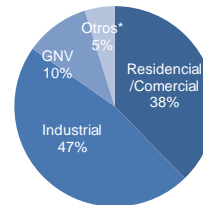
Tabla No 21 - Panorámica de Gas Natural al 1T 13

| gasNatural | |
|---------------------------------------|-----------------------|
| No de clientes | 1,860,766 |
| Volumen de ventas - mmpcd | 365 |
| Participación de mercado - % | ND |
| Red - km | 12,655 |
| Ingresos operacionales - COP millones | 306,451 |
| EBITDA UDM - COP millones | 70,127 |
| 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 22 – Inversiones

| | 1T 13 | 1T 12 | Var % |
|--------------|-------|-------|-------|
| COP Millones | 2,393 | 4,117 | -41.9 |
| USD Millones | 1,306 | 2,297 | -43.2 |

- ▶ Las inversiones están concentradas en conexión de clientes residenciales en los municipios de Anapoima y La Mesa y adecuación de sismoresistencia en edificios mobiliarios.

Tabla No 23 - Indicadores financieros seleccionados de Gas Natural

| | COP Millones | | Var % | USD Millones | |
|--|--------------|----------|-------|--------------|--------|
| | 1T 13 | 1T 12 | | 1T 13 | 1T 12 |
| Ingresos operacionales | 306,451 | 303,892 | 0.8 | 167.3 | 169.6 |
| Costo de ventas | -195,600 | -217,613 | -10.1 | -106.8 | -121.4 |
| Gastos administrativos | -23,742 | -25,104 | -5.4 | -13.0 | -14.0 |
| Utilidad operacional | 87,109 | 61,175 | 42.4 | 47.5 | 34.1 |
| EBITDA UDM | 70,127 | 70,127 | 0.0 | 38.3 | 39.1 |
| Utilidad neta | 69,878 | 51,554 | 35.5 | 38.1 | 28.8 |
| Dividendos y reservas decretados a EEB | 6,630 | 63,726 | -89.6 | 3.6 | 35.6 |
| Reducciones de capital a EEB | 0 | 0 | - | 0 | 0 |
| Deuda neta (1) / EBITDA | ND | N.D. | - | - | N.D. |
| EBITDA / Intereses (2) | ND | N.D. | - | - | N.D. |

[Pies de página en anexo 5](#)

- ▶ Los ingresos operacionales crecen a una menor ritmo frente a la demanda de la industria principalmente por una reducción en el consumo del sector industrial en la industria Paz del Rio.
- ▶ El 22.03.13 la Asamblea General de Accionistas aprobó distribuir utilidades por COP 250,525 millones de los cuales a EEB le corresponden COP 62,630 millones los cuales fueron pagados en abril de 2013.

Tabla No 24 - Panorámica de REP CTM al 1T13

| REP Perú | CTM Perú | REP | CTM |
|-------------------------------------|----------|--------------|-------------|
| Red – km | | 6,041 | 1,716 |
| Voltaje – kv | | 220,138 | 220,138,500 |
| Control | | ISA Colombia | |
| Participación accionaria de EEB - % | | 40 | |

Tabla No 25 - Indicadores financieros seleccionados de REP (USD mm)

| REP Perú | 1T13 | 1T12 | Var % |
|------------------------------|------|------|-------|
| Ingresos operacionales | 29.8 | 26.1 | 13.9 |
| Costo de ventas | 16.9 | 15.0 | 12.7 |
| Utilidad operacional | 9.2 | 8.0 | 14.6 |
| EBITDA UDM | 14.9 | 13.0 | 13.9 |
| Utilidad neta | 5.9 | 4.6 | 27.3 |
| Dividendos decretados a EEB | 8 | 0 | - |
| Reducciones de capital a EEB | 0 | 0 | - |
| Deuda neta (2) / EBITDA | 15.5 | 16.5 | |
| EBITDA / Intereses (3) | 29.8 | 5.2 | |

[Píes de página en anexo 5](#)

El 20.03.13 se realizó la Junta Anual de accionistas y se decretó reparto de dividendos por USD 20 millones de los cuales a EEB le corresponde USD 8 millones pagados en el mes de abril de 2013.

Tabla No 26 - Indicadores financieros seleccionados de CTM (USD mm)

| REP Perú | 1T 13 | 1T 12 | Var % |
|------------------------------|-------|-------|-------|
| Ingresos operacionales | 20.6 | 14.5 | 41.4 |
| Costo de ventas | 9.2 | 5.4 | 69.0 |
| Utilidad operacional | 10.8 | 8.7 | 24.1 |
| EBITDA UDM | 18.0 | 13.9 | 30.0 |
| Utilidad neta | 2.4 | 5.2 | -53.8 |
| Dividendos decretados a EEB | 0 | 0 | - |
| Reducciones de capital a EEB | | | - |
| Deuda neta (1) / EBITDA | 24.6 | 22.1 | 11.0 |
| EBITDA / Intereses (2) | 2.4 | 4.0 | -38.3 |

[Píes de página en anexo 5](#)

- ▶ Mayores ingresos asociados a la entrada en operación de la concesión Zapallal-Trujillo USD 7 mm.
- ▶ El costos de ventas también cae significativamente: Sube por amortización y de mantenimiento.
- ▶ La empresa Consorcio Transmantaro, especializada en la construcción, operación y mantenimiento de sistemas de transmisión de electricidad en alta tensión, realizó una exitosa colocación de bonos por 450 millones de dólares en el mercado internacional. La emisión fue calificada con grado de inversión por las agencias calificadoras internacionales de Moody's y Fitch (Baa3 y BBB-, respectivamente). Los recursos permitirán reperfilear su deuda, bajar costos financieros y posicionarse para el crecimiento a través de nuevos proyectos.. En la actualidad Consorcio Transmantaro viene construyendo importantes proyectos para atender el crecimiento de la demanda energética del país, como son la Línea de Transmisión Trujillo-Chiclayo en 500 mil voltios, y que tiene más de 300 kilómetros de extensión; Machupicchu-Cotaruse (200 kilómetros) y Pomacocha-Carhuamayo (100 km), entre otros. Sus obras actuales implican una inversión de más de USD 300 millones . En los últimos cinco años, las inversiones totales de Transmantaro superaron los USD 700 millones.

[Regresar al índice](#)

Desempeño financiero de EEB

Tabla No 27 - Resultados consolidados EEB

| | Millones COP | | Variación % | Millones USD | |
|--|-----------------|-----------------|----------------|---------------|---------------|
| | 1T 13 | 1T 12 | | 1T 13 | 1T 12 |
| Ingresos Operacionales (1) | 449,468 | 373,383 | 20.3 | 245.32 | 208.35 |
| Transmisión de electricidad | 25,798 | 26,180 | -1.4 | 14.08 | 14.61 |
| Distribución de Electricidad | 70,633 | 72,763 | -2.9 | 38.55 | 40.6 |
| Transporte de gas natural | 205,662 | 163,875 | 25.5 | 112.25 | 91.44 |
| Distribución de gas natural | 147,375 | 110,565 | 33.2 | 80.44 | 61.7 |
| Costo de ventas (2) | -229,143 | -189,465 | 20.9 | -125.1 | -105.7 |
| Transmisión de electricidad | -10,883 | -10,784 | 0.9 | -5.94 | -6.02 |
| Distribución de Electricidad | -51,367 | -51,788 | -0.8 | -28.04 | -28.9 |
| Transporte de gas natural | -61,586 | -54,704 | 12.5 | -33.61 | -30.53 |
| Distribución de gas natural | -105,307 | -72,189 | 45.8 | -57.48 | -40.28 |
| Utilidad bruta | 220,325 | 183,918 | 19.8 | 120.25 | 102.63 |
| GASTOS OPERACIONALES | -49,399 | -47,099 | 4.8 | -26.96 | -26.28 |
| Transmisión de electricidad (3) | -1,865 | -1,601 | 16.4 | -1.02 | -0.89 |
| Distribución de Electricidad | -8,303 | -8,910 | -6.8 | -4.53 | -4.97 |
| Transporte de gas natural | -12,498 | -15,481 | -19.2 | -6.82 | -8.64 |
| Distribución de gas natural | -26,733 | -21,107 | 26.6 | -14.59 | -11.78 |
| UTILIDAD OPERACIONAL | 170,926 | 136,819 | 24.9 | 93.29 | 76.35 |
| Dividendos (4) | 785,091 | 494,117 | 58.8 | 428.5 | 275.72 |
| Intereses inversiones temp. y pat. autónomos (5) | 16,117 | 14,254 | 13.0 | 8.8 | 7.95 |
| Diferencia en cambio neta (6) | -87,480 | 164,460 | -153.1 | -47.75 | 91.77 |
| Valoración neta de coberturas (7) | -2,107 | -11,185 | -81.1 | -1.15 | -6.24 |
| Otros ingresos (8) | 6,716 | 11,872 | -43.4 | 3.67 | 6.62 |
| Gastos no operacionales (9) | -43,629 | -34,341 | 27.0 | -23.81 | -19.16 |
| Gastos financieros | -42,299 | -174,263 | -75.7 | -23.09 | -97.24 |
| Otros gastos | -1,558 | 773 | -301.5 | -0.85 | 0.43 |
| Utilidad antes de impuestos e interés minoritario | 801,777 | 602,506 | 33.0 | 437.61 | 336.21 |
| Interés minoritario (10) | -13,782 | -41,951 | -67.1 | -7.52 | -23.41 |
| Impuesto de renta | -20,751 | -20,550 | 0.9 | -11.33 | -11.47 |
| Utilidad neta | 767,244 | 540,005 | 42.0 | 418.76 | 301.33 |

Pies de página en anexo 5

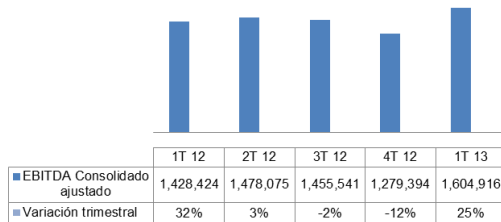
- El aumento en la utilidad operacional se explica por (•) un aumento de COP 34,107 millones en utilidad operacional del negocio de transporte de gas natural en Colombia motivado por ingresos derivados de la contratación de la expansión de TGI (Cusiana Fase II), que entró en operación en el tercer trimestre del año pasado, y por el ajuste a las tarifas de transporte de TGI que entró en vigencia en diciembre de 2012; y (•) El negocio de distribución de gas natural en Perú registró un crecimiento en los gastos operacionales en Cálidda y en los preoperativos de Contugas
- La utilidad no operacional se explica principalmente por (•) un crecimiento de COP 290,974 millones en los dividendos decretados a EEB debido a un mejor desempeño operacional de las compañías no controladas; (•) los menores gastos financieros derivados de la operaciones de manejo de deuda realizadas por EEB y TGI. y (•) la cuenta diferencia en cambio que presentó una pérdida debido a la devaluación del peso colombiano,; mientras que para el mismo periodo del año anterior, se había presentado revaluación Esta cuenta no tiene un efecto sobre la caja de la compañía y solo refleja la deuda denominada en dólares re-expresada en pesos colombianos.
- Al 1T 13, la utilidad neta de la Empresa de Energía de Bogotá, EEB, fue de COP 767 mil millones superior en 227 mil millones de pesos a la reportada en el mismo periodo del año anterior, lo que representa un aumento del 42%. Los resultados positivos se explican por un incremento de la utilidad operacional del 25% y un aumento de los resultados no operacionales del 35%.

Tabla No 28 - Indicadores financieros de EEB

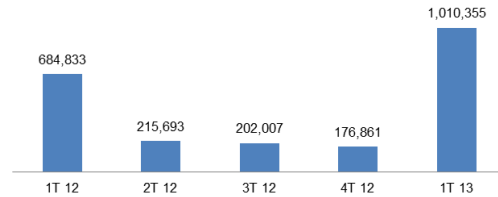
| | Millones COP | | | Var % | Millones USD | |
|--|--------------|-----------|-------|-------|--------------|-------|
| | 1T 13 | 1T 12 | | | 1T 13 | 1T 12 |
| EBITDA Consolidado ajustado trimestral | 1,010,355 | 684,833 | 47.5 | 551.4 | 382,146 | |
| EBITDA Consolidado ajustado UDM | 1,604,916 | 1,428,424 | 12.4 | 876.0 | 797.1 | |
| EBITDA Consolidado UDM | 1,604,916 | 1,428,424 | 12.4 | 876.0 | 797.1 | |
| Margen EBITDA Consolidado % (1) | 63.2 | 65.6 | | 63.2 | 65.6 | |
| Deuda neta (2) / EBITDA Consolidado Ajustado UDM OM: < 4.5 | 1.52 | 1.74 | -12.6 | 1.52 | 1.74 | |
| EBITDA Consolidado Ajustado UDM / Intereses (3) OM: > 2.25 | 12.44 | 6.51 | 91.1 | 12.4 | 6.51 | |

Pies de página en anexo 5

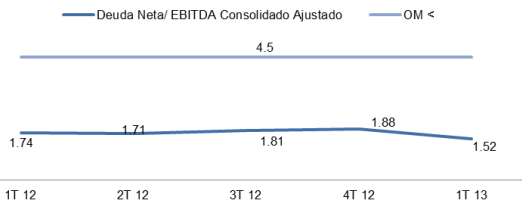
Evolución del EBITDA consolidado ajustado UDM - COP



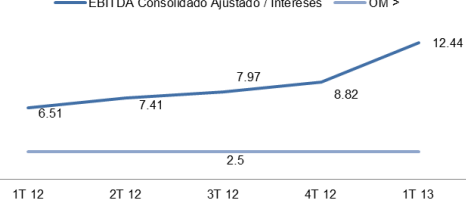
EBITDA Consolidado Ajustado Trimestral COP



Indicador de Apalancamiento



Indicador de Cobertura



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 EBITDA crece principalmente por el aumento de los ingresos operacionales UDM en 13.8% y de los ingresos por dividendos e intereses UDM en 22.3%.
- ▶ El indicador de apalancamiento se redujo debido al mayor valor del EBITDA y la disminución marginal de la deuda neta – en 1.6% debido a la amortización de créditos de corto plazo contratados por EEB.
- ▶ El indicador de cobertura de intereses presenta un desempeño positivo por los menores gastos financieros derivados de la reducción en el cupón promedio de los bonos internacionales emitidos por las empresas del grupo.

Tabla No 29 - Estructura de la deuda consolidada de EEB

| | 1T 13 | | 1T 12 | | 1T 13 | | 1T 12 | |
|-------------------------------|------------------|--------------|------------------|--------------|----------------|--------------|-------|--|
| | COP Millones | Part. % | COP Millones | Part. % | Millones USD | Millones USD | | |
| Deuda financiera en COP | 1,340 | 0.0 | 161,353 | 4.6 | 0.7 | 90 | | |
| Deuda financiera en USD | 3,230,256 | 93.0 | 3,103,854 | 89.3 | 1,763.0 | 1,732 | | |
| Operaciones de Cobertura | 242,120 | 7.0 | 211,896 | 6.1 | 132.1 | 118 | | |
| Total deuda financiera | 3,473,716 | 100.0 | 3,477,104 | 100.0 | 1,895.9 | 1,940 | | |

- ▶ Si bien el saldo total de la deuda contratada por el Grupo se mantiene en niveles similares, se evidencia la amortización de créditos de corto plazo contratados en moneda local por cerca de COP 80,000 millones y los desembolsos adicionales de deuda en dólares a nivel de las filiales por aproximadamente USD 30 millones. Como consecuencia, la participación de la deuda en dólares se incrementó al 93% y el 7% restante corresponde a obligaciones por cuenta de operaciones de cobertura.



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 13: 1,832.2 COP/USD
 - 1T 12: 1,792.0 COP/USD
- ▶ En las cifras presentadas se utiliza la coma (,) para separar los miles y el punto (.) para separar los decimales.

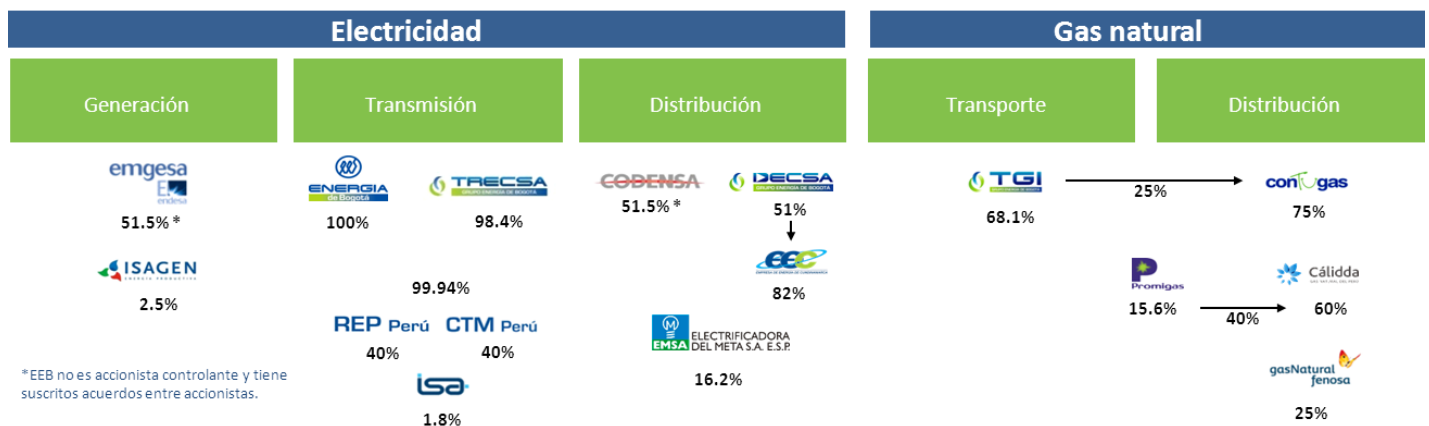
Anexo 2: Estados financieros consolidados de EEB e individuales:

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

[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 Empresa de 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 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.

| EBITDA UDM | COP Millones | | Var % | USD Millones | |
|------------------------------------|------------------|------------------|----------|--------------|--------------|
| | 1T 13 | 1T 12 | | 1T 13 | 1T 12 |
| Ingresos Operacionales | 1,661,190 | 1,460,343 | 13.8 | 906.7 | 814.9 |
| Costos Operacionales | -863,360 | -732,513 | 17.9 | -471.2 | -408.8 |
| Gastos Operacionales | -205,217 | -169,829 | 20.8 | -112.0 | -94.8 |
| Depreciación operacional | 105,638 | 115,038 | -8.2 | 57.7 | 64.2 |
| Amortización operacional | 50,710 | 47,384 | 7.0 | 27.7 | 26.4 |
| Impuestos operacionales | 4,617 | 32,915 | -86.0 | 2.5 | 18.4 |
| Dividendos e intereses ganados | 878,334 | 717,991 | 22.3 | 479.4 | 400.7 |
| Intereses patrimonio autónomo | -19,841 | -14,197 | 39.8 | -10.8 | -7.9 |
| Gastos administración | -177,835 | -164,242 | 8.3 | -97.1 | -91.7 |
| Pensiones jubilación | 39,172 | 30,933 | 26.6 | 21.4 | 17.3 |
| Amortizaciones | 34,270 | 14,339 | 139.0 | 18.7 | 8.0 |
| Depreciaciones | 6,015 | 1,783 | 237.4 | 3.3 | 1.0 |
| Provisiones | 22,374 | 19,531 | 14.6 | 12.2 | 10.9 |
| Impuestos | 68,849 | 68,949 | -0.1 | 37.6 | 38.5 |
| Reducciones de capital | 0 | 0 | 0.0 | - | - |
| EBITDA Consolidado Ajustado | 1,604,916 | 1,428,424 | 12.4 | 876.0 | 797.1 |

| Trimestral consolidado | COP Millones | | Var % | USD Millones | |
|--------------------------------|------------------|----------------|-------------|--------------|--------------|
| | 1T 13 | 1T 12 | | 1T 13 | 1T 12 |
| Utilidad operacional | 170,917 | 136,820 | 24.9 | 93.3 | 76.4 |
| Depreciación operacional | 28,300 | 27,895 | 1.5 | 15.4 | 15.6 |
| Amortización operacional | 11,771 | 7,600 | 54.9 | 6.4 | 4.2 |
| Impuestos operacionales | 1,157 | 1,062 | 8.9 | 0.6 | 0.6 |
| Dividendos e intereses ganados | 801,207 | 508,371 | 57.6 | 437.3 | 283.7 |
| Intereses patrimonio autónomo | -4,815 | -3,165 | 52.1 | -2.6 | -1.8 |
| Gastos administración | -43,621 | -34,341 | 27.0 | -23.8 | -19.2 |
| Pensiones jubilación | 7,078 | 7,433 | -4.8 | 3.9 | 4.1 |
| Amortizaciones | 9,217 | 6,638 | 38.9 | 5.0 | 3.7 |
| Depreciaciones | 1312 | 650 | 101.8 | 0.7 | 0.4 |
| Provisiones | 2,809 | 3,746 | -25.0 | 1.5 | 2.1 |
| Impuestos | 25,023 | 22,124 | 13.1 | 13.7 | 12.3 |
| EBITDA | 1,010,355 | 684,833 | 47.5 | 551.4 | 382.2 |

[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 14 - 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 17 - 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 20 – 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 23 – 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 25 – 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 26 – 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 27 - Resultados financieros consolidados EEB

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

- (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 28 - 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](#)