

**Bogotá D.C., septiembre de 2009**

## ÍNDICE

- ▶ **Aclaraciones.**
- ▶ **Hechos relevantes.**
- ▶ **Información de mercado.**
- ▶ **Desempeño Emgesa.**
- ▶ **Desempeño EEB transmisión.**
- ▶ **Desempeño REP y Transmantaro.**
- ▶ **Desempeño Codensa.**
- ▶ **Desempeño Gas Natural.**
- ▶ **Desempeño Financiero EEB.**
- ▶ **Vínculo al informe trimestral de TGI.**
- ▶ **Anexo 1: Nota legal.**
- ▶ **Anexo 2: Términos técnicos y regulatorios.**
- ▶ **Anexo 3: Estados financieros no auditados.**
- ▶ **Anexo 4: Estructura del Grupo EEB.**

## 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:
  - Segundo trimestre de 2008: 1,923.02 COP/USD
  - Segundo trimestre de 2009: 2,158.67 COP/USD
- ▶ En las cifras presentadas se utiliza la coma (,) para separar los miles y el punto (.) para separar los decimales.
- ▶ 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.

[Regresar al índice](#)

## HECHOS RELEVANTES

- ▶ Se han observado recientemente algunas señales que le abren la puerta a un optimismo moderado en relación con la recuperación de la economía mundial. Los resultados de algunas de las principales firmas financieras a nivel mundial obtuvieron en el segundo trimestre fueron positivos y superiores a los que los analistas esperaban; además, algunos indicadores clave de la economía de EEUU han moderado su ritmo de desaceleración y algunas economías asiáticas, incluyendo a China, mostraron un fuerte crecimiento en el segundo trimestre del año. Estos resultados le han dado sustento a la recuperación de los mercados accionarios y al incremento de los precios de algunos bienes básicos. Son señales positivas pero que aún no despejan los riesgos heredados de la crisis del sector financiero.
- ▶ La economía colombiana también se desempeñó mejor de lo esperado. El PIB cayó en el primer trimestre de 2009 comparado con el último trimestre del año anterior (-0.6%) pero la caída fue menor a la del último trimestre del año pasado (-0.7%). La contracción refleja, principalmente, la caída en la producción industrial (cerca del -6% en junio comparada con la del mismo mes del año anterior), pero sectores como el financiero y especialmente el minero tuvieron tasas de crecimiento altas. Al finalizar el segundo semestre, el Índice de

Contacto: Juan Felipe González Rivera  
Teléfono: (571) 3268000 ext 1546  
E mail: [jgonzalez@eeb.com.co](mailto:jgonzalez@eeb.com.co)

Confianza del Consumidor (DANE – Fedesarrollo) cambio de tendencia, lo que podría indicar el inicio de una recuperación de la producción industrial.

- ▶ Las últimas previsiones del FMI (abril) señalan que la economía colombiana se contraería este año en 0.6% y al final del día, el balance económico dependerá de lo que suceda con la producción industrial ya que los sectores de minas y el financiero tienen perspectivas positivas. El primero sustentado por los mayores precios internacionales y por los flujos de inversión (la inversión extranjera directa en los sectores de petróleo y minería creció 13% en el primer trimestre de este año en relación con el mismo período del año anterior). Por su parte, las utilidades del sector financiero continúan aumentando gracias a la reducción de las tasas de interés.
- ▶ La inflación anual a junio se situó por debajo del piso de la meta del banco central (3.81% vrs 4.5%). Esto le da sustento a la política expansionista que ha llevado a esta entidad a reducir en 450 pbs su tasa de intervención (hoy en día en 4.5%). Las expectativas del mercado indican que la tasa de intervención se mantendrá estable en los próximos meses.
- ▶ El 30 de junio de 2009, el DNP presentó el avance de las medidas anti-cíclicas orientadas a contrarrestar los efectos de la caída en la demanda. El plan se encuentra ejecutado en un 34%, siendo el sector de minas y energía el mayor receptor de recursos con inversiones por COP 11.5 billones de los COP 28 billones previstos en el plan para este sector.
- ▶ El PIB peruano se expandió en el primer trimestre 1.1% en comparación con el mismo trimestre del año anterior. El FMI prevé que la economía peruana crecerá 2.0% en 2009, la mayor tasa de crecimiento de la región.
- ▶ A junio de este año la demanda de electricidad en Colombia creció menos del 1%. La caída en la producción industrial es el principal responsable de la desaceleración de la demanda de electricidad que en el período 2004-2007 creció a tasas superiores al 4%.
- ▶ La demanda de electricidad en Perú también tuvo un bajo crecimiento durante el primer semestre del año. Durante dicho período y en comparación con el mismo período del año anterior creció (0.5%).
- ▶ En el primer semestre de este año, el consumo de gas natural en Colombia cayó cerca de 6% en comparación con el mismo período del año anterior. Buena parte de la caída se explica por la contracción en la producción industrial. En el mismo período, la caída en el volumen transportado por TGI (-1.1%) fue marcadamente inferior en relación con la caída del consumo a nivel nacional. A pesar de lo anterior, las ventas de la compañía registraron un robusto crecimiento (27%) impulsadas, principalmente, por la devaluación del peso.
- ▶ De acuerdo con OSINERGIM, la demanda de gas natural en Perú cayó en el primer semestre de 2009 al compararla con el mismo período del año anterior. La reducción se explica por el menor consumo en el segmento de generación eléctrica que representa cerca del 42% del consumo total. En contraposición, la demanda del segmento del GNV continúa creciendo gracias, principalmente, al programa de financiación del gobierno peruano para la conversión de automóviles.
- ▶ La Junta Directiva de Emgesa modificó el programa de colocación de bonos ordinarios de la compañía. La modificación está sujeta a la aprobación de la Superintendencia Financiera. Con los cambios aprobados, se amplía el cupo global de Cop 1,200,000 mm a Cop 1,900,000 mm y se renueva hasta el 2012 el plazo para realizar la oferta pública. En julio pasado Emgesa hizo una colocación de Cop 400,000 mm de bonos ordinarios en el mercado colombiano a plazos entre 5 y 12 años. La compañía planea utilizar los recursos para refinanciar vencimientos de deuda de los próximos 5 años y para financiar El Quimbo.
- ▶ Luego de la obtención de licencia ambiental el pasado 15 de mayo, Emgesa inició los procesos de contratación de las obras civiles y suministro de equipos para el desarrollo del proyecto de El Quimbo. Se

trata de un proyecto de hidrogenación con una capacidad instalada de 400 MW, una generación media de 2,216 gwh y un costo aproximado de Usd 690 mm. Deberá entrar en operación antes de finalizar el 2014.

- ▶ EEB está evaluando su participación en dos proyectos que la UPME convocará para la construcción y operación de activos de transmisión eléctrica. Uno de los proyectos es una subestación y las líneas de transmisión asociadas a la misma que tendría un costo aproximado de Usd 24 mm. El 11 de septiembre vence el plazo para presentar ofertas y se espera que el 17 de septiembre sea adjudicado. El segundo proyecto no ha sido convocado aún por la UPME. Se trata de una subestación en las cercanías a Bogotá y cuyo valor es estimado por dicha entidad en Usd 76 mm. Adicionalmente la compañía está evaluando la posibilidad de participar en un proceso público convocado por el gobierno de Guatemala cuyo objetivo es ampliar el sistema de transmisión de dicho país. Se espera que en diciembre de este año se inicie este proceso.
- ▶ El 10 de agosto se adjudicó a ISA una concesión para la construcción y operación de un proyecto de transmisión de energía eléctrica en el sur del Perú (la línea Independencia - Ica). Se espera que el proyecto sea construido y operado por CTM. Se trata de una línea de 55 Km con una inversión estimada de Usd 9.1 mm.
- ▶ También en Perú está pendiente la adjudicación de la línea Zapallal - Trujillo que reforzaría el sistema de transmisión en el sur del país. Está previsto que el 15 de septiembre de 2009 se presenten las ofertas. REP y CTM están evaluando su participación en esta convocatoria.
- ▶ Otra concesión pendiente en Perú es la de Chilca – Marcona cuyas ofertas se presentarán el 27 de octubre. REP y CTM también están evaluando su participación en esta convocatoria. Las adjudicación de las concesiones en Perú son procesos competitivos que se adjudican a quien oferte el menor valor presente neto de los ingresos anuales para un período de 30 años.
- ▶ REP continuó negociando con el MINEM los proyectos de ampliación de su concesión. En este contexto, suscribió una cláusula para ampliar la capacidad de 5 subestaciones e inició las obras de construcción respectivas en enero pasado. Se estima que estas obras finalizarán en octubre del próximo año y que tendrán inversión cercana a los Usd 26 mm.
- ▶ CTM suscribió en junio pasado con el MINEM una adenda a su concesión para ampliar la capacidad de transmisión de la línea Mantaro – Socabaya. El proyecto tienen una inversión estimada de USD 93 mm y un plazo de ejecución de 22 meses.
- ▶ En junio, la Asamblea General de Accionistas de Condensa aprobó un programa de colocación de bonos ordinarios en el mercado colombiano hasta por Cop 600,000 mm. El plazo de colocación aprobado por la Asamblea es de tres años. Los bonos fueron calificados AAA por Fitch Ratings. La compañía piensa usar estos recursos para refinanciar vencimientos de deuda de los próximos 5 años.
- ▶ La CREG continúa evaluando la propuesta de cargos de distribución de electricidad presentados por las empresas de distribución a comienzos de este año. Se espera que el ente regulador defina los nuevos cargos y las nuevas áreas de distribución en el segundo semestre de este año.
- ▶ El bono de EEB ha tenido un desempeño favorable en el primer semestre de 2009. En marzo alcanzó un precio mínimo de 86.09 momento a partir del cual revirtió su tendencia alcanzando un precio máximo en el semestre de 105.21. El diferencial entre la rentabilidad del bono y la deuda externa soberana de Colombia con vencimiento al 2014 y denominada en Usd se redujo a partir de marzo desde los 593 pbs a los 263 pbs.

[Regresar al índice](#)

## INFORMACIÓN DE MERCADO

### Demanda de electricidad en Colombia

		2008 Final	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	Var %
<b>Demanda</b>	<b>GWh</b>	53,870	26,458	26,609	0.6
<b>Demanda Pico</b>	<b>Mw</b>	9,079	8,541	8,630	1.0
<b>Capacidad Instalada</b>	<b>Mw</b>	13,458	13,474	13,450	-0.2

Fuente: XM- UPME

El bajo crecimiento de la demanda de electricidad se explica por la caída en la producción industrial. En efecto, a nivel nacional y en junio, la demanda de electricidad no regulada de la industria (que representa el 43% del total de la demanda no regulada) cayó 9% en relación con el mismo mes del año anterior. Sin embargo, otros sectores como el de minas y el comercio registraron tasas positivas de crecimiento.

### Evolución de la demanda de energía en Perú

	2008 Final	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	Var %
<b>GWh</b>	29,558.8	14,639.9	14,706.6	0.5

Fuente: COES-SINAC

Después de crecer a tasas anuales cercanas al 10% en 2007 y 2008, la demanda de energía en Perú prácticamente dejó de crecer. Sin embargo, ello no debe ser un obstáculo para que el gobierno avance en su plan de concesiones para desarrollar proyectos eléctricos pues existe un atraso estructural en la infraestructura eléctrica de ese país.

[Regresar al índice](#)

## DESEMPEÑO EMGESA

### Disponibilidad de su infraestructura

	2008 Final (%)	2008 Ene - Jun (%)	2009 Ene - Jun (%)
Plantas menores (1)	91.6	86.6	95.8
Centrales hídricas (2)	93.3	94.7	89.9
Centrales térmicas	58.2	57.8	71.7
<b>Total</b>	<b>88.1</b>	<b>89.3</b>	<b>87.4</b>

Fuente: Emgesa

- (1) Plantas o unidades de generación con capacidad instalada inferior a los 20 MW y que no son despachadas centralmente.  
(2) Plantas o unidades de generación con capacidad instalada superior a 20 MW que efectúan sus transacciones de energía en el MEM.

El indicador de disponibilidad de las centrales hídricas se redujo porque durante los tres primeros meses del año una unidad de la hidroeléctrica de Betania estuvo en mantenimiento. La caída se compensó con una mayor disponibilidad de las unidades térmicas y las plantas menores. En el balance, la producción de energía de la compañía aumentó más del 10% en el primer semestre de este año en relación con el mismo período del año anterior.

Contacto: Juan Felipe González Rivera  
Teléfono: (571) 3268000 ext 1546  
E mail: [jgonzalez@eeb.com.co](mailto:jgonzalez@eeb.com.co)



## Balance eléctrico - GWh

		2008	2008	2009	Var
		Final	Ene - Jun	Ene - Jun	%
Ventas (1)	Contratos	11,169	5,395	5,383	-0.2
	Spot	5,199	2,496	3,008	20.5
	Total	16,368	7,891	8,391	6.3
Producción		12,915	6,004	6,634	10.5
Compras	Contratos	885	451	616	36.6
	Spot	2,726	1,529	1,215	-20.5
	Total	3,611	1,980	1,831	-7.5

Fuente: Emgesa

(1) La sumatoria de las compras y la producción es inferior a las ventas porque una pequeña porción se destina al consumo propio.

Los precios de venta en el mercado mayorista han registrado una tendencia alcista a lo largo del primer semestre de 2009. En la coyuntura actual los precios de venta en la bolsa han sido superiores a los precios de los contratos bilaterales y esta es la razón que explica el incremento de casi el 20% de las ventas de Emgesa en el mercado de contado (spot).

Las mayores ventas han estado soportadas por una mayor producción lo que a su vez le ha permitido a la compañía reducir sus compras en el mercado de contado (spot).

## Inversiones

		2008	2008	2009	Var
		Final	Ene - Jun	Ene - Jun	%
Mm COP	70,478	19,379	20,731	7.0	
Mm USD	31.4	10.1	9.6	-5.0	

Fuente: Emgesa

La mayor parte de las inversiones de la compañía se orientaron a labores de mantenimiento de las unidades de generación y a actividades relacionadas con la construcción de la hidroeléctrica de El Quimbo. El Quimbo es un proyecto de generación hídrica que tiene un valor aproximado de Usd 690 mm. La compañía inició recientemente los procesos de contratación de las obras civiles y los equipos.

## Indicadores financieros seleccionados

	Mm COP 2008 Final	Mm COP			Mm USD	
		2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	Var %	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun
Ingresos operacionales	1,510,712	723,386	926,726	28.1	376.2	429.3
Costo de ventas	-699,034	-336,502	-405,188	20.4	-175.0	-187.7
Gastos administrativos	-21,760	-9,685	-10,958	13.1	-5.0	-5.1
Utilidad operacional	789,918	377,199	510,649	35.4	196.1	236.6
Utilidad neta	454,310	210,219	289,868	37.9	109.3	134.3
Ebitda (1)	924,910	445,994	585,715	31.3	231.9	271.3
Dividendos decretados a EEB (2)	359,001	78,446	133,164	69.8	40.8	61.7
Deuda neta (3) / Ebitda	1.3	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Ebitda / Intereses	5.3	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Deuda financiera neta	1,162,509	1,393,389	1,236,714	-11.2	724.6	572.9

Fuente: Emgesa

(1) El Ebitda para el período de análisis fue calculado tomando la utilidad operacional de Emgesa y agregando la amortización de intangibles y las depreciaciones de activos fijos para dicho período.

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: (571) 3268000 ext 1546

E mail: jgonzalez@eeb.com.co

(2) Incluye reservas distribuidas.

(3) 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.

El incremento en el volumen de ventas estuvo acompañado de un aumento menos que proporcional en el costo de ventas. Como se mencionó, la estrategia comercial de la compañía le ha permitido aprovechar la tendencia alcista en el mercado de contado (spot). Adicionalmente, el aumento de la producción le permitió a la compañía reducir sus compras en el mercado de contado lo que se tradujo en aumento del costo de ventas menor al incremento de los ingresos operacionales.

En julio de este año la compañía terminó de distribuir los dividendos decretados del ejercicio del 2008. Adicionalmente, a finales del mes del mismo mes, la asamblea de accionistas de la compañía autorizó una reducción de capital cercana a los Cop 444,000 mm. Ya se iniciaron los trámites necesarios para obtener las aprobaciones de las entidades gubernamentales y de los tenedores de bonos.

[Regresar al índice](#)

## DESEMPEÑO EEB TRANSMISIÓN

### Indicadores operativos

	Final 2008	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	Var %
Disponibilidad infraestructura (1)	99.93%	99.9%	99.93%	-0.03
Compensación por indisponibilidad (2)	0.0028%	0.005%	0.0008%	-84
Cumplimiento programa mantenimiento (3)	100%	100%	100%	--
Participación en la actividad de transmisión en Colombia (4)	7.87%	8.1%	7.82%	-0.3

Fuente: 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 ingresos recibidos por la cantidad de activos de transmisión de propiedad de EEB y por los activos totales de transmisión en Colombia.

La unidad e transmisión de EEB continúa superando el nivel de disponibilidad exigido por la regulación (99.7%) gracias al estricto programa de mantenimiento y a la ejecución de programas de mejoramiento de la infraestructura y de su operación.

### Inversiones

	Final 2008	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	Var %
Mm COP	5,773	2,401	1,567	-34
Mm USD	2.6	1.2	0.7	39

Fuente: EEB

Este año han realizado inversiones en obras de estabilización geotécnica para sitios de torres de transmisión, mejoramiento de las señales de comunicación al centro de control, gestión ambiental y actividades relacionadas con convocatorias públicas en Colombia y Guatemala.

[Regresar al índice](#)

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: (571) 3268000 ext 1546

E mail: [jgonzalez@eeb.com.co](mailto:jgonzalez@eeb.com.co)



## DESEMPEÑO REP Y TRANSMANTARO

## REP - Indicadores financieros seleccionados

	Mm USD	Mm USD		Var %
	2008 Final	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	
Ingresos operacionales	77.1	39.0	39.8	2.1
Costo de ventas	32.8	-19.8	-20.7	4.5
Utilidad operacional	34.4	19.2	19.1	-0.5
Utilidad neta	18.2	10.0	10.2	2.0
Ebitda (1)	49.3	26.7	27.2	1.9
Dividendos decretados a EEB (2)	0	0	0	N.A.
Deuda neta (3) / Ebitda	3.3	N.D.	N.D.	N.D.
Ebitda / Intereses	5.9	N.D.	N.D.	N.D.
Deuda financiera neta	161.4	148.1	150.6	1.7

Fuente: REP

(1) El Ebitda para el período de análisis fue calculado tomando la utilidad operacional de REP y sumándole las amortizaciones de intangibles y las depreciaciones de activos fijos para dicho período.

(2) Incluye reservas distribuidas.

(3) 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.

En marzo de este año se actualizaron las tarifas que aplican a la concesión de REP con un resultado positivo para la compañía. Es importante tener en cuenta que los desfases entre los ingresos en dólares realmente percibidos y los definidos en la concesión se ajustan anualmente (en marzo) fijando una mayor o menor remuneración en soles. Eso fue lo que ocurrió en la última revisión tarifaria pues debido a la devaluación de la moneda peruana, los ingresos en dólares de la concesión se habían deteriorado. Este ajuste tarifario unido a los ingresos adicionales obtenidos por las ampliaciones de las concesión explican los mayores ingresos operacionales de la compañía.

El incremento en el costo de ventas refleja el programa de ajuste salarial que viene adelantando REP y que busca nivelar el sueldo de sus trabajadores con los del mercado.

## Transmantaro - Indicadores financieros seleccionados

	Mm USD	Mm USD		Var %
	2008 Final	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	
Ingresos operacionales	28.0	14.25	14.60	2.5
Costo de ventas	8.0	-4.3	-4.3	0.0
Utilidad operacional	19.3	9.9	10.3	4.0
Utilidad neta	9.7	5.2	6.1	17.3
Ebitda (1)	24.7	12.6	13.0	3.2
Dividendos decretados a EEB (2)	0	0	0	N.D.
Deuda neta (2) / Ebitda	2.2	N.D.	N.D.	N.D.
Ebitda / Intereses	5.5	N.D.	N.D.	N.D.
Deuda financiera neta	55.2	51.2	54.9	7.2

Fuente: CTM

(1) El Ebitda para el período de análisis fue calculado tomando la utilidad operacional y sumándole las amortizaciones de intangibles y las depreciaciones de activos fijos para dicho período.

(2) Incluye reservas distribuidas.

(3) Es el resultado de la deuda financiera vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: (571) 3268000 ext 1546

E mail: jgonzalez@eeb.com.co

temporales en el mismo momento.

Al igual que REP, las tarifas de la concesión de CTM fueron ajustadas en marzo del presente año y dicho ajuste incluye una compensación por los ingresos dejados de percibir durante el año inmediatamente anterior como consecuencia de la devaluación del sol. Esta es la razón que explica el incremento en los ingresos operacionales y el Ebitda.

El crecimiento de la utilidad neta se debe a los menores gastos no operacionales que a su vez son consecuencia de la reducción en la tasa Libor que impactó positivamente el costo financiero de una porción importante de la deuda financiera.

[Regresar al índice](#)

## DESEMPEÑO CODENSA

### Crecimiento de la demanda de Codensa vrs. Nacional

		2008 Final	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	Var %
<b>Codensa</b>	<b>GWh</b>	12,861	6,328	6,310	-0.3
<b>Nacional</b>	<b>GWh</b>	53,895	26,454	26,607	0.6

Fuente: Codensa; XM

La demanda en el área de operaciones de Codensa en el período enero-junio de este año es inferior a la que se registró en el mismo período del año anterior y también es menor a la tasa de crecimiento a nivel nacional. Es importante mencionar que el área de operaciones de Codensa concentra la mayor parte de los clientes industriales a nivel nacional y que la producción industrial cayó durante los primeros seis meses de este año.

### Calidad de la cartera - Cop mm

	2008 Final	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	Var %
<b>Cartera vencida (1)</b>	164,472	97,445	167,267	71.7
<b>Promedio Mensual de Facturación (2)</b>	200,579	184,614	215,800	16.9
<b>Índice de Morosidad (3)</b>	82.0%	52.8%	77.5%	46.8

Fuente: Codensa

(1) Es la cartera con una morosidad superior a los 30 días.

(2) Promedio facturación mensual: Promedio mensual de la facturación de los últimos 12 meses

(3) Índice de morosidad: (1)/(2)

Los esfuerzos realizados por la compañía para reducir el impacto de la cartera vencida de la línea Codensa Hogar se reflejaron en una desaceleración en el ritmo de crecimiento de la cartera vencida (prácticamente no crece en los últimos seis meses) y en una reducción del índice de morosidad. Es importante recordar que la totalidad de la cartera con más de 90 días de vencida se encuentra provisionada. Ahora bien, la compañía tomó recientemente la decisión de explorar alternativas para reducir los riesgos derivados de la línea de negocio de Codensa Hogar razón por la cual está en el proceso de contratación de una banca de inversión que estará encargada de identificar dichas alternativas que pueden incluir la venta de la cartera de esta línea de negocio.

Contacto: Juan Felipe González Rivera  
Teléfono: (571) 3268000 ext 1546  
E mail: [jgonzalez@eeb.com.co](mailto:jgonzalez@eeb.com.co)





## Inversiones

	2008 Final	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	Var %
Mm COP	272,135	86,242	97,703	13.3
Mm USD	121.3	44.8	45.3	1.0

Fuente: Codensa

Las inversiones de la compañía han estado enfocadas a la construcción de la infraestructura necesaria para atender el crecimiento vegetativo del mercado y a la modernización de las redes existentes. El proyecto más importante para la compañía es el de la construcción de una subestación para atender las necesidades del aeropuerto de Bogotá. Este proyecto tuvo obstáculos relacionados con la obtención de permisos que ya fueron superados. Se espera que en el segundo semestre se inicie su construcción.

## Indicadores financieros seleccionados

	Mm COP	Mm COP			Mm USD	
	2008 Final	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	Var %	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun
Ingresos operacionales	2,537,338	1,214,115	1,380,568	13.7	631.4	639.5
Costo de ventas	-1,717,038	-818,631	-951,714	16.3	-425.7	-440.9
Gastos administrativos	-96,062	-33,110	-37,304	12.7	17.2	17.3
Utilidad operacional	724,238	362,373	391,549	8.1	188.4	181.4
Utilidad neta	434,789	220,268	252,052	14.4	114.5	116.8
Ebitda (1)	999,838	487,314	525,110	7.8	253.4	243.3
Dividendos decretados a EEB (2)	196,753	196,753	226,254	15.0	102.3	104.8
Deuda neta (2) / Ebitda	1.34	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Ebitda / Intereses	8.69	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Deuda financiera neta	1,642,854	1,191,647	1,144,061	-4.0	546.1	530.0

Fuente: Codensa

- (1) El Ebitda para el período de análisis fue calculado tomando la utilidad operacional de Codensa y sumándole las amortizaciones de intangibles y las depreciaciones de activos fijos para dicho período.  
 (2) Incluye reservas distribuidas.  
 (3) Es el resultado de la deuda vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.

El Ebitda crece a una tasa inferior a la de los ingresos operacionales principalmente porque el ritmo de crecimiento del costo de ventas es superior al de los ingresos operacionales. La razón de este comportamiento se basa en que, como consecuencia del fuerte incremento de los precios de la energía, la CREG definió un esquema opcional que permite diferirle al consumidor final el incremento en el costo de la energía, cobrándole unos intereses por el costo de la energía dejada de facturar. Codensa se acogió a este esquema que empezó a operar desde enero de este año. A partir de mayo de 2009 se observa que el valor facturado a los clientes corresponde al costo real de la energía y en junio empezó a superarlo.

[Regresar al índice](#)

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

## DESEMPEÑO GAS NATURAL

### Número de clientes por tipo

	2008 Final	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	Var %
Residencial	1,506,487	1,464,512	1,545,078	5.5
Comercial- Industrial	31,706	30,303	32,834	8.4
<b>Total Clientes</b>	<b>1,538,193</b>	<b>1,494,815</b>	<b>1,577,912</b>	<b>5.6</b>

Fuente: Gas Natural SA ESP

A pesar de la caída en la demanda de gas natural, el número de clientes de la compañía creció un 5.6% durante el período de análisis. El crecimiento en el sector residencial se apoya en el esfuerzo que hace la compañía para llevar el producto a hogares existentes que aún no cuentan con el servicio y a nuevas unidades de vivienda. Llama la atención el crecimiento en el número de clientes comerciales e industriales, dos de los sectores más golpeados por la desaceleración económica. A pesar de la caída en la producción industrial, Colombia continúa recibiendo un flujo importante de inversiones.

### Volumen de ventas por tipo de cliente – Mmpcd

	2008 Final	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	Var %
Residencial	37.7	37.9	38.4	1.1
Comercial- Industrial	74.8	70.6	63.97	-9.4
GNV	23.8	23.95	22.42	-6.4
<b>Total</b>	<b>136.2</b>	<b>132.5</b>	<b>124.7</b>	<b>-5.9</b>

Fuente: Gas Natural SA ESP. Conversión a pcd por EEB

La contracción de la producción industrial y la caída de las ventas minoristas explican el menor consumo de gas natural por parte del sector comercial – industrial. A su turno, el menor consumo en el sector de GNV es consecuencia de una menor demanda vehicular por una reducción del diferencial entre el precio del gas natural y el de sus sustitutos, particularmente el del diesel. El esquema de fijación de precios para el campo de Guajira genera distorsiones temporales en los precios de estos combustibles.

Es interesante observar como, a pesar de la caída en la demanda de GNV, el programa de conversiones de vehículos automotores a GNV continúa avanzando a buen ritmo. De acuerdo con las cifras del Ministerio de Minas y Energía, a mayo de 2009 se convirtieron 12,552 vehículos a este combustible, para un total cercano a los 300.000 vehículos a nivel nacional. Bogotá concentra la mayor parte de los vehículos convertidos a este (34% de este total).

### Inversiones

	2008 Final	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	Var %
Mm COP	43,557	7,365	9,214	25
Mm USD	19.4	3.8	4.3	11

Fuente: Gas Natural SA ESP

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

La mayor parte de las inversiones en el período de análisis se concentraron en la construcción de infraestructura para la conexión de grandes consumidores. Generalmente se trata de inversiones en las cuales la compañía financia la conexión de este tipo consumidores.

**Indicadores financieros seleccionados**

	Mm COP 2008 Final	Mm COP			Mm USD	
		2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	Var %	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun
<b>Ingresos operacionales</b>	942,773	432,315	582,639	22.3	224.8	244.9
<b>Costo de ventas</b>	577,828	238,590	303,982	27.4	124.1	140.8
<b>Gastos administrativos</b>	89,242	43,958	48,122	9.5	22.9	22.3
<b>Utilidad operacional</b>	280,703	149,767	176,535	17.9	977.9	81.8
<b>Utilidad neta</b>	250,023	127,372	140,203	10.1	66.2	64.9
<b>Ebitda (1)</b>	313,253	166,475	192,305	15.5	86.6	89.1
<b>Dividendos decretados a EEB (2)</b>	48,098	48,099	62,841	30.7	25.0	29.1
<b>Deuda neta (2) / Ebitda</b>	0.15	ND	ND	ND	N.D.	N.D.
<b>Ebitda / Intereses</b>	24.53	ND	ND	ND	N.D.	N.D.
<b>Deuda financiera neta</b>	48,250	59,532	64,496	8.3	31.0	29.9

Fuente: Gas Natural SA ESP

(1) El Ebitda para el período de análisis fue calculado tomando la utilidad operacional de Gas Natural SA y sumándole las amortizaciones de intangibles y las depreciaciones de activos fijos para dicho período.

(2) Incluye reservas distribuidas.

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

La principal razón por la cual los costos operacionales crecen a una tasa superior a la de los ingresos operacionales radica en que el distribuidor de gas no traslada en forma automática las fluctuaciones del precio del gas en boca de pozo y de la tarifa de transporte. Es importante señalar que tanto el precio del gas en boca de pozo como parte de la tarifa de transporte están indexados al dólar y que la divisa norteamericana registró fuertes fluctuaciones durante el primer semestre.

[Regresar al índice](#)

**DESEMPEÑO FINANCIERO EEB**

**Estado de resultados consolidado**

	Mm COP 2008 Final	Mm COP			Mm USD	
		2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	Var %	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun
<b>Ingresos Operacionales (1)</b>	<b>591,291</b>	<b>273,457</b>	<b>485,372</b>	<b>77.5</b>	<b>142.2</b>	<b>224.8</b>
Transmisión y distribución de electricidad	91,152	43,957	192,932	338.9	22.9	89.4
Transporte de gas natural	500,139	229,500	292,439	27.4	119.3	135.5
<b>Costos Operacionales (2)</b>	<b>203,627</b>	<b>108,131</b>	<b>263,330</b>	<b>143.5</b>	<b>56.2</b>	<b>122.0</b>
Transmisión y distribución de electricidad	40,092	20,948	136,354	550.9	10.9	63.2
Transporte de gas natural	163,535	87,183	126,977	45.6	45.3	58.8
<b>Utilidad bruta</b>	<b>387,664</b>	<b>165,326</b>	<b>222,041</b>	<b>34.3</b>	<b>86</b>	<b>102.9</b>
Dividendos decretados e intereses (3)	527,068	358,348	464,710	29.7	186.3	215.3
Diferencia en cambio neta (4)	-277,483	125,931	108,953	-13.5	65.5	50.5
Valoración neta de coberturas (5)		0	-45,275	N.A.	0	-21.0
Otros ingresos (6)	27,937	11,427	8,283	-27.5	5.9	3.8

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: (571) 3268000 ext 1546

E mail: jgonzalez@eeb.com.co



Gastos administrativos	116,893	36,236	45,460	25.5	18.8	21.1
Gastos financieros	288,404	126,237	161,562	41.3	65.6	74.9
Otros gastos	2,931	3,058	4,398	43.8	1.6	2.0
<b>Utilidad antes de impuestos e interés minoritario</b>	<b>256,958</b>	<b>495,501</b>	<b>547,292</b>	<b>10.4</b>	<b>257.7</b>	<b>253.5</b>
Interés minoritario (7)	3,769	-3,532	-4,930	39.6	1.8	2.3
Impuesto de renta	-41,612	-19,086	-19,065	-0.1	9.9	8.8
<b>Utilidad neta</b>	<b>219,115</b>	<b>472,883</b>	<b>523,297</b>	<b>10.66</b>	<b>245.9</b>	<b>242.4</b>

- (1) Son los ingresos operacionales por el servicio de transmisión que presta directamente EEB, de distribución de DECSA y los servicios de transporte de gas natural de TGI y Transcogas.
- (2) Corresponde al costo de ventas del servicio de transmisión que presta directamente EEB, el servicio de distribución de DECSA y el servicio de transporte de gas natural de TGI y Transcogas. Incluye gastos de personal, materiales, costos de operación y mantenimiento, depreciación, amortización y seguros relacionados con dichas actividades.
- (3) Corresponde a los dividendos decretados por las compañías no controladas e intereses por inversiones temporales y los patrimonios autónomos de pensiones.
- (4) Se refiere a 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.
- (5) Refleja la valoración las coberturas contratadas por EEB y TGI para reducir el riesgo cambiario.
- (6) Corresponde a ingresos por recuperación de inversiones, arrendamientos y gastos.
- (7) Corresponde a la proporción de las utilidades netas que le corresponden a los inversionistas minoritarios en las empresas consolidadas por EEB.

Las variaciones en los ingresos y costos operacionales de la actividad de transmisión y distribución de electricidad se explican porque a partir del primer trimestre de este año EEB está consolidando los resultados de Decsa, compañía que a su vez controla a la Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC). EEB y Codensa, a través de Decsa, adquirieron el 82% de EEC en marzo de este año.

La devaluación de la tasa de cambio tuvo un impacto positivo en el comportamiento de los ingresos operacionales de la actividad de transporte de gas natural lo cual se explica porque cerca del 60% de los ingresos de TGI y TCG están indexados al dólar.

El aumento de los costos operacionales en la actividad de gas natural es consecuencia del incremento en los costos de operación y mantenimiento que a su vez resulta de un mayor consumo de gas de las estaciones compresoras de TGI (mayor número de compresoras) y por los mayores costos de mantenimiento de algunos gasoductos (mantenimientos que no pudieron realizarse durante el primer semestre de 2008).

El crecimiento de los dividendos e intereses durante el período de análisis se explica por una menor distribución de utilidades por parte de Emgesa en el primer trimestre de 2008 las cuales fueron decretados en el tercer trimestre de ese año. Adicionalmente, la asamblea de Emgesa tomó la decisión de retener Cop 155,000 mm de las utilidades de 2008. Al finalizar el primer semestre de este año ingresaron a EEB el 40% de los dividendos decretados por las compañías en las que mantiene inversiones.

El saldo positivo en la cuenta diferencia en cambio se explica por el impacto de la revaluación que registró el peso durante los primeros seis meses del año sobre los pasivos denominados en moneda extranjera, particularmente los de TGI. Este es un efecto contable que no afecta la generación de caja de las compañías.

Para reducir el riesgo cambiario el grupo viene desarrollando una estrategia de coberturas que incluye swaps y forwards a nivel de TGI por un valor de Usd 200 mm y swaps a nivel de EEB por un monto de Usd 133 mm. La

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

valoración de estos contratos arrojó un saldo negativo a junio de Cop 45.000 mm como consecuencia de la revaluación del peso.

Por último, el incremento de los gastos financieros es consecuencia de la devaluación del peso entre el primer semestre de 2008 y el mismo período de 2009. En efecto, durante primeros seis meses del año la TRM promedio fue de Cop 1,839 mientras que para el mismo período de este año fue de Cop 2,320

### Indicadores financieros

	Mm Cop			Mm USD	
	Jul 2007 Jun 2008	Jul 2008 Jun 2009	Var %	Jul 2007 Jun 2008	Jul 2008 Jun 2009
<b>Ebitda consolidado (últimos 12 meses) (1)</b>	1,087,034	1,059,988	-2.5	565.3	491.0
<b>Ebitda consolidado y ajustado (últimos 12 meses) (2)</b>	1,087,034	1,059,988	-2.5	565.3	491.0
<b>Margen Ebitda consolidado % (3)</b>	84.9	79.4	-6.5	84.9	79.4
<b>Deuda neta consolidada (4) / Ebitda consolidado (1)</b>	2.15	2.47		2.15	2.47
<b>OM: &lt; 4.5</b>					
<b>Ebitda consolidado (1) / Intereses consolidados (5)</b>	5.13	4.62		5.13	4.62
<b>OM: &gt; 2.25</b>					

- (1) Son los ingresos consolidados de EEB menos el costo de ventas, los gastos administrativos, los intereses de los patrimonios autónomos pensionales, más los dividendos de las compañías participadas, los intereses de las inversiones de portafolio, los impuestos indirectos, la amortización de intangibles, la depreciación de activos fijos, los pagos pensionales y las provisiones de los últimos doce meses.
- (2) Es el Ebitda consolidado más las reducciones de capital de las compañías participadas.
- (3) Resulta de dividir el Ebitda consolidado entre los ingresos operacionales adicionados por los dividendos y los ingresos de intereses (sin incluir los intereses recibidos por las inversiones de los patrimonios autónomos pensionales) de los últimos doce meses.
- (4) Es la deuda consolidada menos la caja libre.
- (5) Son los gastos financieros consolidados de los últimos doce meses.

El EBITDA consolidado de la compañía para los últimos doce meses presentó una leve variación negativa del 2.5%. Este comportamiento se explica por la decisión de Emgesa de retener utilidades por un valor de Cop 155,000 mm. No obstante, el incremento en el resultado operacional (Cop 69,578 m) permitió atenuar el efecto de los menores dividendos decretados.

### Estructura de la deuda consolidada.

	2008	2008		2009		2008	2009
	Final Cop Mm	Jun Cop Mm	Part. %	Jun Cop Mm	Part. %	Jun Mm USD	Jun Mm USD
<b>Deuda financiera en COP (1)</b>	101,318	103,811	3.5	101,328	3.0	54	47
<b>Deuda financiera en USD (1)</b>	3,318,005	2,873,471	96.5	3,220,878	95.4	1,494	1,492
<b>Operaciones de Cobertura</b>	0	0	0.0	52,526	1.6	0	24
<b>Total deuda financiera</b>	3,419,322	2,977,282	100.0	3,374,731	100.0	1,548	1,563

(1) Incluye los intereses causados.

El grupo no ha tomado endeudamiento adicional durante el período de análisis. La variación en el saldo se explica, en su totalidad, por el efecto de la devaluación de la tasa de cambio.

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

**Cuentas del balance consolidado**

	Mm COP	Mm COP		Var. %	Mm USD	
	2008 Final	2008 Jun	2009 Jun		2008 Jun	2009 Jun
<b>Activos corrientes</b>	883,298	895,411	1,177,137	31.5	466	545
<b>Activos fijos</b>	1,313,122	1,314,895	1,390,331	5.7	684	644
<b>Otros activos</b>	7,923,124	7,671,055	8,264,297	7.7	3,989	3,828
<b>Total Activos</b>	10,119,544	9,881,361	10,831,765	9.6	5,139	5,018
<b>Pasivos corrientes</b>	265,870	523,852	571,720	9.1	272	265
<b>Pasivos de largo plazo</b>	3,637,470	3,107,539	3,638,350	17.1	1,616	1,685
<b>Total pasivos</b>	3,903,340	3,631,391	4,210,070	15.9	1,888	1,950
<b>Interés minoritario</b>	18,436	34,666	221,217	538.1	18	102
<b>Patrimonio</b>	6,197,768	6,215,304	6,400,477	3.0	3,232	2,965

Fuente: 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 incluida en este documento, 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 para las operaciones futuras (incluyendo el desarrollo de planes y objetivos relacionados con los productos y servicios de la Compañía) corresponde a proyecciones.*

*Dichas proyecciones implican riesgos conocidos y desconocidos, incertidumbres y otros factores importantes que puedan causar que los resultados, el desempeño o los logros reales de la Compañía sean materialmente diferentes de los resultados, el desempeño o los logros futuros expresados o implícitos en las proyecciones. Dichas proyecciones están basadas en numerosos supuestos respecto a la estrategia de negocio de la Compañía y al entorno en el cual la Compañía operará en el futuro. La Compañía expresamente se declara exenta de cualquier obligación o compromiso de distribuir actualizaciones o revisiones de cualquier proyección contenida en esta presentación para reflejar cualquier cambio en las expectativas de la Compañía respecto a ellas o cualquier cambio en los eventos, condiciones o circunstancias sobre los cuales se pueden basar dichas proyecciones.*

*Las proyecciones financieras y otras estimaciones contenidas en este informe se realizaron bajos supuestos y consideraciones inherentes a incertidumbres respecto al entorno económico, competitivo, regulatorio y operacional del negocio, así como las condiciones y riesgos que están fuera del control de la Compañía. Las proyecciones financieras son inevitablemente especulativas y se puede esperar que uno o varios de los supuestos bajo los cuales se hacen dichas proyecciones y otras estimaciones contenidas en este informe resulten inválidos. También se puede esperar que ocurran eventos o haya circunstancias inesperadas. Los resultados reales pueden variar de las proyecciones financieras y las variaciones pueden ser materialmente adversas. En consecuencia, este informe no debe ser considerado por parte de la Compañía ni de cualquier otra persona como un hecho cierto de que las proyecciones financieras serán alcanzadas. Potenciales inversionistas no deben tener en cuenta las proyecciones y estimaciones aquí contenidas ni basarse en ellas para tomar decisiones de inversión.*

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

[Regresar al índice](#)

Contacto: Juan Felipe González Rivera  
Teléfono: (571) 3268000 ext 1546  
E mail: [jgonzalez@eeb.com.co](mailto:jgonzalez@eeb.com.co)

## **ANEXO 2: TÉRMINOS TÉCNICOS Y REGULATORIOS**

- ▶ BR: Banco de la República; Banco Central de Colombia responsable de la política monetaria y cambiaria del país.
- ▶ BLN: Billones de los Estados Unidos de América. Factor  $10^9$
- ▶ CAF: Corporación Andina de Fomento.
- ▶ CFD: Pies cúbicos día.
- ▶ COP: Pesos colombianos.
- ▶ 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.
- ▶ CTM: Consorcio Transmantaro.
- ▶ DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Entidad responsable de la planeación, consecución, procesamiento, análisis y difusión de las estadísticas oficiales de Colombia.
- ▶ GWh: Giga vatios 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.
- ▶ MINEM: Ministerio de Energía y Minas del Perú.
- ▶ MM: Millones.
- ▶ ML: Millas.
- ▶ MW: Megavatio. Unidad de potencia o trabajo que equivale a un millón de vatios.
- ▶ OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
- ▶ O&M: Operación y mantenimiento.
- ▶ PBS: Puntos básicos. Centésima parte de un punto porcentual.
- ▶ Proinversión: Agencia peruana encargada de la promoción de la inversión privada en el Perú.
- ▶ RSE: Responsabilidad social empresarial.
- ▶ 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.
- ▶ SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Entidad estatal encargada de ejercer el control, la inspección y la vigilancia de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios.
- ▶ TRM: Tasa representativa del mercado; es un promedio de los precios de las transacciones peso –dólar que calcula diariamente la Superintendencia Financiera - SF.
- ▶ 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](#)

Contacto: Juan Felipe González Rivera  
Teléfono: (571) 3268000 ext 1546  
E mail: [jgonzalez@eeb.com.co](mailto:jgonzalez@eeb.com.co)





## ANEXO 3: ESTADOS FINANCIEROS

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

## BALANES GENERALES CONSOLIDADOS AL 30 DE JUNIO DE 2008 Y 30 DE JUNIO DE 2009

(En millones de pesos colombianos).

ACTIVOS	A Junio 30 de 2008	A Junio 30 de 2009
<b>ACTIVO CORRIENTE:</b>		
Efectivo	Col\$ 26.507	54.652
Fondos Especiales	7.002	8.687
Inversiones temporales	552.880	583.287
Cuentas y documentos por cobrar	263.551	452.401
Inventarios	31.326	34.544
Gastos pagados por anticipado	14.144	43.566
Total activo corriente	895.411	1.177.137
Cuentas por Cobrar a Largo Plazo	227.837	345.000
Propiedades, Planta y equipo, Neto	1.314.895	1.390.331
Inversiones Permanentes	1.767.912	1.692.268
Otros Activos, Neto	2.256.875	2.282.849
Valorizaciones	3.418.431	3.944.179
Total activos	Col\$ 9.881.361	10.831.765
<b>PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS</b>		
<b>PASIVO CORRIENTE:</b>		
Porción corriente de la deuda a largo plazo	Col\$ 157.843	161.668
Cuentas y documentos por pagar	315.314	344.652
Obligaciones laborales	622	2.567
Ingresos recibidos para terceros	6.849	11.069
Pensiones de jubilación	27.461	26.706
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación	4.986	5.089
Pasivos estimados y provisiones	10.776	19.970
Otros pasivos	0	0
Total pasivo corriente	523.852	571.720
<b>PASIVOS A LARGO PLAZO:</b>		
Deuda a largo plazo	2.819.439	3.160.538
Operaciones de Cobertura	0	52.526
Pensiones de jubilación, menos porción corriente	199.211	240.731
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación, (menos porción corriente)	52.884	53.318
Pasivos estimados y provisiones	36.005	32.287
Otros pasivos	0	98.950
Total pasivo a largo plazo	3.107.539	3.638.350
INTERES MINORITARIO	34.666	221.217
Total pasivos	3.666.057	4.431.288
<b>PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS:</b>		
Capital	664.993	664.993
Prima en colocación de acciones	97.412	97.412
Reservas	935.308	912.606
Resultado de ejercicios anteriores	67.466	0
Resultado del periodo	472.883	523.297
Superávit donado	6.655	6.655
Superávit por valorizaciones	3.415.208	3.650.042
Revalorización del patrimonio	555.379	545.473
Total patrimonio de los accionistas	6.215.304	6.400.477
Total pasivos y patrimonio de los accionistas	Col\$ 9.881.361	10.831.765



JORGE ARMANDO PINZÓN BARRAGÁN  
Representante Legal



JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO  
Contador  
TP. 53918 -T

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



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

## ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

AL 30 DE JUNIO DE 2008 Y 30 DE JUNIO DE 2009

(En millones de pesos colombianos)

	A Junio 30 de 2008	A Junio 30 de 2009
<b>INGRESOS OPERACIONALES</b>		
Ventas:		
Trasmisión de Energía	Col\$ 43.957	192.932
Transporte de Gas Natural	229.500	292.439
	<u>273.457</u>	<u>485.372</u>
Costo de Ventas:		
Trasmisión de Energía	(20.948)	(136.354)
Transporte de Gas Natural	(87.183)	(126.977)
	<u>(108.131)</u>	<u>(263.330)</u>
Utilidad bruta	<u>165.326</u>	<u>222.041</u>
Dividendos e Intereses Ganados	358.348	436.292
Diferencia en cambio (Neta)	125.931	108.953
Otros ingresos	11.427	8.283
	<u>495.706</u>	<u>553.528</u>
Gastos administrativos	(36.236)	(45.460)
Gastos Financieros	(126.237)	(178.418)
Otros Gastos	(3.058)	(4.398)
	<u>(165.531)</u>	<u>(228.277)</u>
Utilidad antes de impuestos e Interés minoritario	495.501	547.292
Impuesto de Renta	(3.532)	(4.930)
Utilidad antes de Interés minoritario	491.969	542.362
Interés Minoritario	(19.086)	(19.065)
Utilidad Neta	<u>Col\$ 472.883</u>	<u>523.297</u>


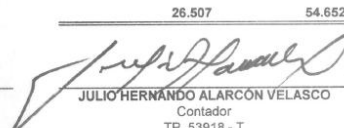
  
 JORGE ARMANDO PINZÓN BARRAGÁN  
 Representante Legal

  
 JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO  
 Contador  
 TP. 53918 -T

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



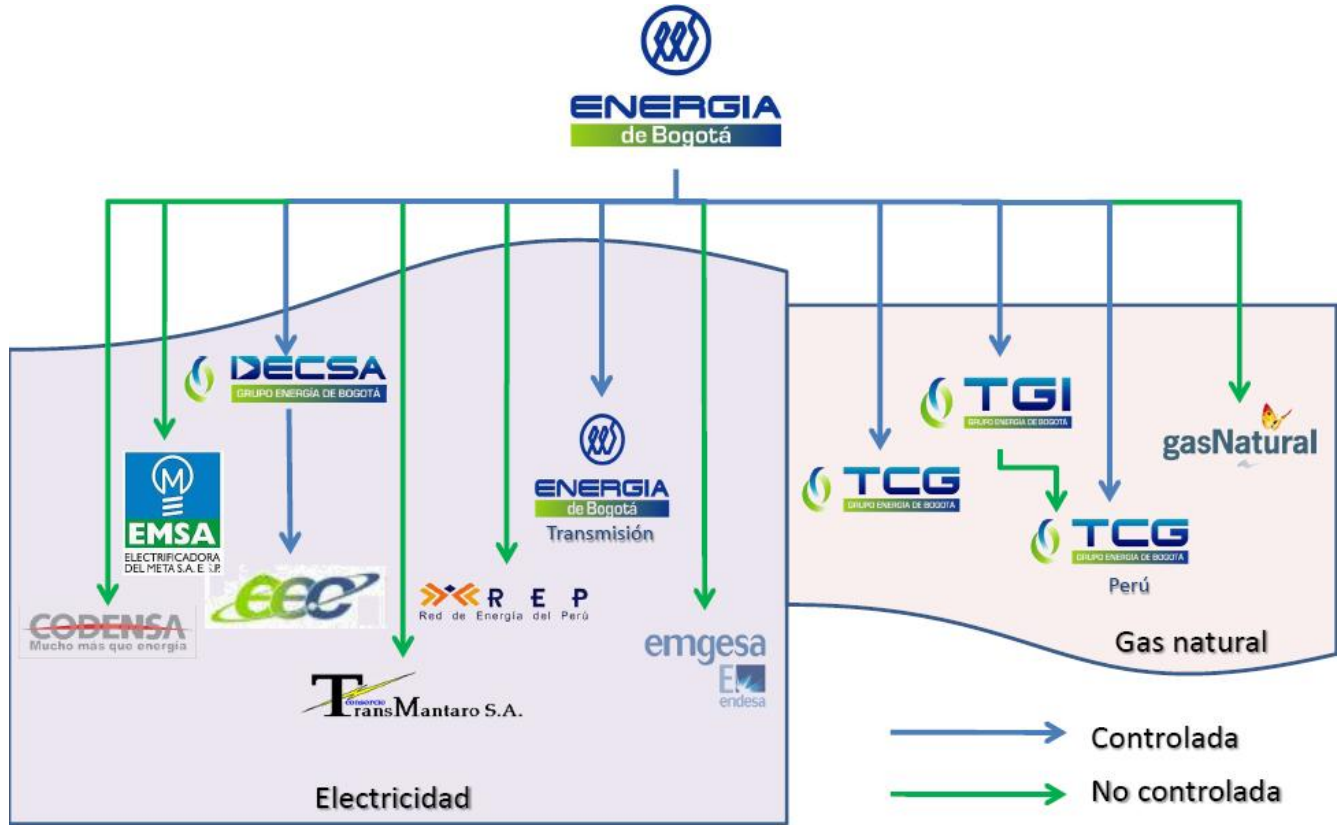
**EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES**  
ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO  
AL 30 DE JUNIO DE 2008 Y 2009  
( Cifras expresadas en millones de pesos )

	30-06-2008	30-06-2009
<b>FLUJOS DE FONDOS DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN :</b>		
Utilidad del ejercicio	472.883	523.297
Ajustes para conciliar la pérdida neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación :		
Depreciaciones y amortizaciones	51.799	57.177
Utilidad en venta de inversiones	644	0
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(3.517)	(13.643)
Diferencia en cambio	(125.926)	(108.937)
Provisiones	1.090	4.690
Recuperaciones	(154)	(89)
Utilidad en venta de activos fijos	0	(28)
Amortización (recuperación) cálculo actuarial	0	0
Impuesto diferido	(13.484)	7.199
Pérdida (utilidad) operaciones de cobertura	0	45.275
INTERES MINORITARIO	3.532	4.930
	<b>386.867</b>	<b>519.873</b>
Cambios en activos y pasivos de operación :		
<b>Activo corto plazo</b>		
Deudores	(122.766)	(347.017)
Fondos especiales	(7.002)	342
Inventarios	(920)	9.239
Gastos pagados por anticipado	17.525	(12.263)
<b>Activo largo plazo</b>		
Inventarios	13	0
Deudores largo plazo	(15.250)	(93.989)
<b>Pasivo corto plazo</b>		
Cuentas por pagar	214.892	304.178
Obligaciones laborales	455	1.502
Recaudo a favor de terceros	(1.310)	2.818
Pensiones de jubilación	(1.333)	(755)
Beneficios complementarios	(0)	103
Pasivos estimados	2.299	547
Otros pasivos	1.109	(145)
<b>Pasivos de largo plazo</b>		
Pensiones de jubilación	2.653	47.644
Beneficios complementarios	0	(103)
Pasivos estimados y provisiones	9.773	(7.655)
Otros pasivos	(46.880)	31.315
INTERES MINORITARIO Neto de valorizaciones	19.342	(95.076)
	<b>459.467</b>	<b>360.357</b>
<b>FLUJOS DE FONDOS DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>		
Inversiones temporales (Nota 7)	(113.481)	55.990
Inversiones permanentes	4.380	33.570
Propiedad planta y equipo	(4.795)	(100.143)
Otros activos	(11.356)	(15.436)
Fondos netos provistos en las actividades de inversión	<b>(125.253)</b>	<b>(26.019)</b>
<b>FLUJOS DE FONDOS DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>		
IMPUESTO AL PATRIMONIO	(9.906)	(9.906)
Pago de dividendos	(299.134)	(309.283)
Obligaciones financieras CP	(288.160)	(2.482)
Obligaciones financieras LP	201.442	(7.242)
Fondos netos provistos por las actividades de financiación	<b>(395.757)</b>	<b>(328.913)</b>
INCREMENTO EN EFECTIVO	<b>(61.543)</b>	<b>5.425</b>
EFECTIVO AL INICIO DEL AÑO:	<b>88.050</b>	<b>49.227</b>
EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO:	<b>26.507</b>	<b>54.652</b>
		
	JORGE ARMANDO PINZÓN BARRAGÁN Representante Legal	JULIO HERNÁNDO ALARCÓN VELASCO Contador TP. 53918 - T

[Regresar al índice](#)

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

**Anexo 4: Estructura Grupo EEB**



[Regresar al índice](#)