

Actualización de cobertura | Grupo Energía Bogotá: El límite no es Colombia

Actualizamos nuestra valoración del Grupo Energía Bogotá (GEB), con un precio objetivo a un año de COP 2,385, 16.92% superior al precio de cierre de junio de 2,040, 18.4% superior al precio de cierre del año 2017, y 13.8% superior al precio que estimamos para el cierre de 2017 en nuestra inicialización de cobertura publicada en noviembre de 2016 (ver “Empresa de Energía de Bogotá: Crecimiento fundamental” en [Informe de Renta Variable—Noviembre 30 de 2016](#)). Se actualizó la información financiera y bursátil de las compañías de la *holding*, el escenario macroeconómico y de mercado utilizado para la valoración de cada compañía, así como las variables operacionales de cada una de las actividades en las que participa GEB directamente y a través de filiales: generación de electricidad, transmisión de electricidad, distribución de electricidad, comercialización de electricidad, transporte de gas y distribución de gas.

La inversión en GEB le da al inversionista una exposición al sector energético regional no petrolero, en una acción de carácter defensivo en el mercado de capitales local, que cuenta con un notable desempeño a nivel de la repartición de dividendos. Adicionalmente, durante la segunda etapa del Programa de Democratización del 20% de la participación accionaria de GEB, propiedad de Bogotá Distrito Capital, se ofrecen hasta 1,486 millones de acciones, o el 16.19% de las acciones en circulación (durante la primera etapa del proceso se vendió el 0.21% de las acciones en circulación). Como resultado del proceso de democratización, el flotante de GEB deberá incrementar, junto con el volumen de negociación de la acción, su participación en índices de capitalización como el COLCAP y el S&P Colombia Select, y consecuentemente, la demanda por parte de los ETF que repliquen a estos índices¹. Asimismo, se potenciará la participación de la acción en índices internacionales en cuyo criterio de entrada se premia la liquidez (como el índice FTSE EM).

Variables incorporadas en la valoración:

- **Actualización regulatoria:** Incorporamos el efecto esperado de la actualización regulatoria en las actividades de transmisión y distribución de electricidad, así como en la distribución y el transporte de gas.
- **Balance de gas natural:** Creemos que hay una presión al alza en la demanda de gas, por factores tales como la apuesta de Ecopetrol sobre técnicas de recobro mejorado, entre otros factores.
- **Valor de Promigas:** La diferencia en el precio de Promigas entre junio de 2017 y hoy, impacta en COP 49 pesos el precio de la acción de GEB (2.1% del precio objetivo calculado).
- **Efecto de Hidroituango sobre los precios:** Ajustamos al alza los precios de la electricidad (tanto en bolsa como a nivel de los contratos) hasta el 2022, asumiendo que el retraso en la entrega de Hidroituango es de cuatro años.

Otros elementos que pueden incidir en el valor de la compañía:

- **Estrategia de inversión y desinversión:** El atractivo de GEB está en lo que ha logrado hasta ahora, mientras que la compra de la acción hoy, representa una apuesta a la estrategia futura de inversión y desinversión, bajo el contexto de la estrategia corporativa lanzada en el cuarto trimestre de 2016.
- **Energía renovable no convencional:** Creemos que la apuesta del país sobre la generación de energía con material renovable no convencional no va a ser evidente en el corto o el mediano plazo, y en el caso de GEB, descartamos que su incursión vaya a realizarse a través de Emgesa.
- **Gobierno corporativo:** Creemos que los eventos de tipo político que anteriormente afectaban el precio de la acción van a mantenerse en segundo plano, especialmente tras la publicación del acuerdo de accionistas y el plan estratégico. Asimismo, el seguimiento al grado en que GEB cumpla con las metas contenidas en el plan estratégico, debería cobrar cada vez más relevancia.

Valoración:

- **Obtuvimos un Precio Objetivo 2018 de COP 2,385 mediante un Modelo de Suma de Partes.** Para esto, actualizamos los modelos de valoración por Flujo de Caja Libre Descuento para Codensa, Emgesa, TGI y Cálidda, y el modelo de valoración de los activos de transmisión de electricidad. Para las demás participaciones, utilizamos valor de mercado, valor relativo por múltiplos comparables y valor en libros. Complementamos lo anterior mediante la realización de un Modelo de Descuento de Dividendos de dos fases para la *holding*, obteniendo un precio de COP 2,151 por acción.

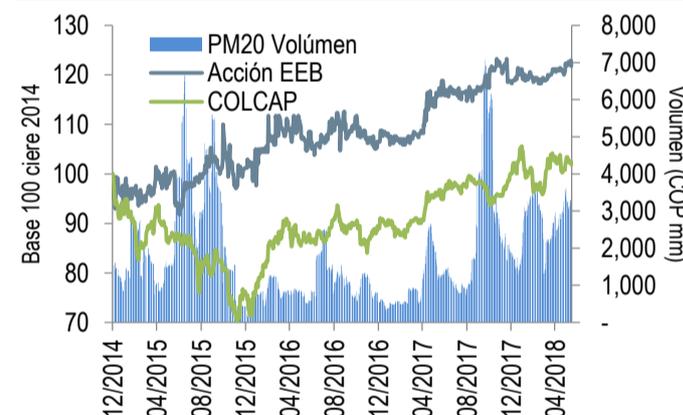
Cuadro 1: Información de la Especie (BVC: EEB CB)

GEB COMPRA

Precio Acción cierre de junio	2,040
Precio Objetivo	2,385
Potencial	+16.91%
52 Semanas Max	2,095
52 Semanas Min	1,950
Retorno YTD	1.24%
Retorno 12m	2.77%
Retorno total 12m	7.76%
Dividend Yield	5.64%
Capitalización Bursátil (mm USD)	6,390.61
Capitalización Bursátil (Bn COP)	18.73
Flotante (%)	20.2%
Volumen Prom. 12m (mm COP)	2,634

Fuente: Bloomberg, GEB. Cálculos: Corficolombiana.

Gráfico 1: Comportamiento de la acción (BVC: EEB CB)



Fuente: Bloomberg. Cálculos: Corficolombiana.

CONTENIDO	Pág.
* El límite no es Colombia.....	2
* Contextualización de GEB.....	3
* Actualización de variables.....	6
* Otros elementos relevantes.....	8
* Principales participaciones de GEB.....	10
* Valoración.....	13
* Anexos.....	15

Andrés Duarte Pérez

Director de Renta Variable

Corficolombiana

andres.duarte@corficolombiana.com

3538787 ext. 6163

I. El límite no es Colombia

El sector de *Utilities* (Servicios Públicos) se distingue por ser estable y predecible. Su crecimiento, especialmente en lo relacionado con el suministro de energía, sirve de catalizador para el crecimiento de la economía del país. De igual forma, su desempeño está limitado por el comportamiento económico del país, especialmente en el caso de las industrias de electricidad y gas en países que están en vías de desarrollo como Colombia y el resto de la región en la que tiene presencia GEB.

Más allá del esquema tarifario característico del sector, que de hecho es un incentivo para la inversión, tanto en mantenimiento como en nuevos proyectos, en el caso de GEB en Colombia, el potencial para mejorar el desempeño y para crecer orgánicamente, está limitado por el crecimiento y los requerimientos energéticos del país. Adicionalmente, debido a la posición de liderazgo de las filiales de GEB, el crecimiento inorgánico de la compañía está limitado por los límites regulatorios de participación por actividad.

Lo anterior podría llevar a pensar que, salvo en la actividad de Transmisión de electricidad, el crecimiento y las oportunidades de GEB están fuera de Colombia. Ciertamente hay un mayor espacio de crecimiento fuera del país, la *holding* viene fortaleciendo su carácter de multatina y tiene por objeto continuar en esa línea. Creemos firmemente que el límite de GEB es la región más que el país.

Sin embargo, diversos factores le han impreso dinamismo al sector en Colombia, abriendo espacios de crecimiento más allá de lo vegetativo: i) la construcción de una planta de regasificación en el pacífico colombiano, junto con el gasoducto asociado, ii) un mayor consumo de gas a partir del incremento en la producción petrolera por recobro mejorado, iii) la diversificación de la matriz de generación eléctrica mediante la inclusión de fuentes renovables no convencionales, iv) el retraso esperado de la entrada en operación de Hidroituango, y v) el proyecto de cambiar a gas a los buses de Transmilenio.

En esta actualización procuramos incluir el efecto esperado de la mayor parte de los factores mencionados, haciendo explícitos los supuestos utilizados en cada caso. Complementamos lo anterior, analizando a los demás factores cuantificables que fueron incorporados al ejercicio de valor justo, junto con los demás factores no cuantificables, con el potencial de afectar el precio de la acción.

Imagen 1: Grupo Energía Bogotá (GEB), Multilatina del sector energético



Fuente: GEB. Cálculos: Corficolombiana.

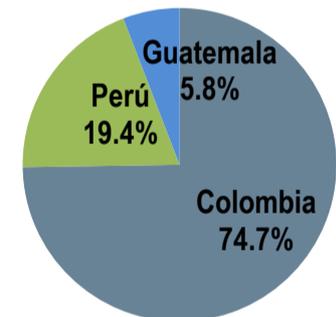
Cuadro 2: Actividades y participación de mercado

Compañía	Actividad	Derechos Cuota de economía- mercado (%)	País
TGI	Transporte de gas	99.97%	Colombia
Promigas*	Transporte de gas	15.64%	Colombia
Gas Natural	Distribución de gas	25.00%	Colombia
Promigas*	Distribución de gas	15.64%	Colombia
Cálidda	Distribución de gas	66.26%	Perú
Contugas	Distribución de gas	100.00%	Perú
GEB Transmisión	Transmisión de electricidad	100.00%	Colombia
Emgesa	Generación de electricidad	51.50%	Colombia
Codensa	Distribución de electricidad	51.50%	Colombia
EMSA	Energía	16.20%	Colombia
REP	Transmisión de electricidad	40.00%	Perú
CTM	Transmisión de electricidad	40.00%	Perú
TRECSA	Transmisión de electricidad	95.29%	Guatemala
GEBBRAS	Transmisión de electricidad	100.00%	Brasil

Fuente: GEB. Cálculos: Corficolombiana.

* GEB participa del 15.6% de Promigas, pero Promigas tiene presencia tanto en distribución como en transporte de gas.

Gráfico 2: Capex por país en 2017



Fuente: GEB..

La inversión en transmisión -Brasil está dentro de Colombia (GEB Transmisión...

Grupo Energía Bogotá: El límite no es Colombia

Reinicio de Cobertura | Utilities

Julio 2018

II. Contextualización de Grupo Energía Bogotá—GEB

Cuadro 3: Estrategia corporativa

			
	Soluciones Energéticas Urbanas	Interconexión para el Desarrollo de Mercados	Generación de Baja emisión
Foco Estratégico	Infraestructura energética integral para la demanda de las mega ciudades inteligentes	Market maker de gas en Colombia, y la consolidación de una filial multilatina de Transmisión	Capacidad de incorporar operadores líderes en cada tipo de energía de baja emisión, logrando alta rentabilidad
Capacidad Esencial	Entendimiento de los diferentes mercados y las necesidades de expansión de las ciudades. Proactividad regulatoria	Interconexión de mercados entre fuentes energéticas y grandes usuarios	Productividad regulatoria y conocimiento de la demanda energética y la incursión de energías alternativas
Alcance Regional	Bogotá, Lima y	Meso América y Sureste de Brasil en transmisión eléctrica y eje pacífico Norte de Sur América en gas	Colombia y mercados donde se identifican oportunidades en la transición de la matriz energética a renovables

Fuente: GEB.

La compañía

El Grupo Empresa de Energía de Bogotá es una multinacional líder del sector energético y uno de los grupos empresariales más importantes de Colombia. GEB declara su objetivo de generar valor por medio de la gestión sostenible y rentable de sus negocios, bajo un esquema de inversión diferenciado de la siguiente manera: i) adecuada operación y control de empresas como TGI, Cálidda y el negocio de Transmisión; ii) consolidación de asociaciones fuertes para la gestión de algunas compañías en el núcleo del negocio, como el Grupo Enel; iii) mantenimiento de un portafolio de inversión diversificado de participaciones sin control en el sector energético, mediante el cual logra completar una exposición transversal en la totalidad de las cadenas de la energía eléctrica y el gas natural (sin E&P) y iv) y búsqueda de nuevas oportunidades de inversión.

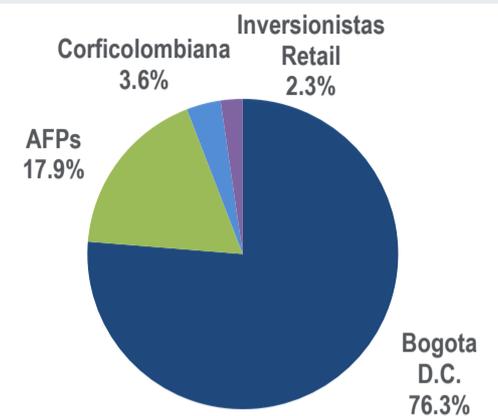
Integración vertical

La exitosa exposición de GEB a la mayor parte de la cadena de gas y la totalidad de la cadena eléctrica en Colombia, junto con una importante presencia regional, son el resultado de la gestión del portafolio de inversiones en la que se evidencia gran versatilidad en la utilización de esquemas de inversión diferenciados de acuerdo con las circunstancias y naturaleza específicas de cada uno de sus negocios y que incluyen participaciones con y sin control en compañías filiales y participadas a nivel local y regional. Los resultados obtenidos bajo los diferentes esquemas han sido más que satisfactorios, destacándose de manera especial aquellos negocios que le han permitido afianzar socios estratégicos de primer nivel como el Grupo ENEL y más recientemente los obtenidos bajo la operación y control directo de empresas como TGI y Cálidda. Como casa matriz del grupo, GEB tiene a su cargo el manejo de todo el portafolio accionario así como la operación directa del negocio de transmisión de energía eléctrica, en el que se ubica como el tercer mayor transportador de energía en Colombia. Definida la estructura de la compañía, describimos a continuación las empresas más importantes en términos de aporte al EBITDA ajustado por dividendos de GEB. Incluimos las subsidiarias TGI, Cálidda, Emgesa, el negocio de Transmisión y Codensa, compañías que abarcan más del 80% del EBITDA total de GEB.

Democratización

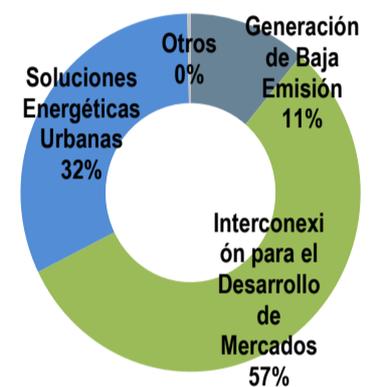
El Distrito de Bogotá y Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (GEB) publicó el Reglamento de la Segunda Etapa del Programa de Democratización del 20% de la participación accionaria de GEB, propiedad de Bogotá Distrito Capital. El reglamento se dirige al mercado colombiano, no constituye una oferta pública en el

Gráfico 3: Accionistas



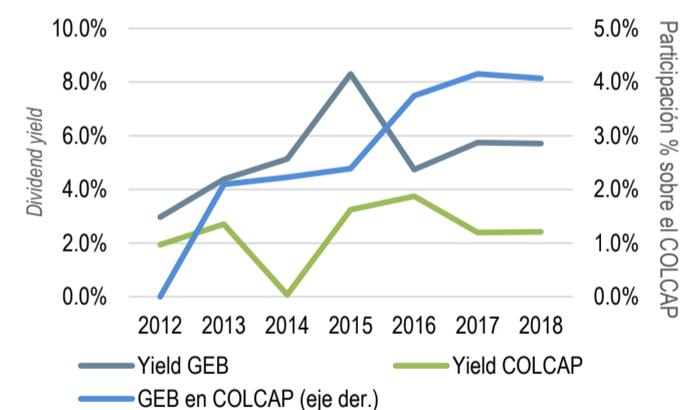
Fuente: GEB, BVC. Cálculos: Corficolombiana.

Gráfico 4: Aporte al EBITDA por segmento



Fuente: GEB.

Gráfico 5: Dividend yield y participación en COLCAP



Fuente: Bloomberg, BVC. Cálculos: Corficolombiana.

II. Contextualización de Grupo Energía Bogotá—GEB

exterior, y se informó que simultánea a la oferta en el mercado de valores colombiano, se adelanta una oferta en EEUU bajo la regla 144A (le aplica a inversionistas institucionales). Pasada la Primera Etapa, adjudicada a destinatarios de condiciones especiales, quedan por vender 1,817 millones de acciones (19.79% del capital suscrito y pagado), equivalentes a 3.8 billones de pesos al precio de cierre de ayer (2,090 pesos). En términos generales, se divide a los inversionistas dos capas, la Capa 1 corresponde a personas naturales y la Capa 2 corresponde a los inversionistas de la Capa 1 con demanda insatisfecha, y las personas jurídicas con número de identificación tributaria (NIT), bajo un esquema de construcción de libro que resultará en un precio de suscripción, y que busca una mayor adjudicación a las personas naturales.

El número de acciones mínimo a demandar por los inversionistas de la segunda etapa es de cinco mil. El precio mínimo es 2,018 pesos por acción. Nuestro precio objetivo para GEB es de 2,385 pesos por acción. 2,385 es el precio justo arrojado por un modelo de suma de partes calculado al cierre de 2018. Consideramos que la inversión en GEB es atractiva para el inversionista *retail*, en la medida en que se trata de una acción defensiva, con un nivel de repartición de dividendos elevado, además de otras características positivas (Cuadro 4). Nuestra valoración por descuento de dividendos es de 2,151 pesos por acción.

A continuación explicamos las actividades a las que se dedica GEB, junto su remuneración. Este entendimiento es importante pues índice directamente en la valoración de GEB.

Transporte de Gas Natural: TGI

Esta actividad, consiste en el transporte de gas natural a alta presión desde los campos de exploración y producción (E&P) hasta la entrada de los centros de consumo y ciudades (puerta de ciudad o *citygates*) y grandes consumidores como las generadoras termoeléctricas. Al conjunto de tuberías por donde se transporta este combustible se le denomina Sistema Nacional de Transporte (STN). Actualmente, la Red Nacional de Gasoductos en Colombia está conformada por dos subsistemas claramente definidos por su propiedad, operación así como su funcionamiento.

En términos de remuneración, el esquema tarifario vigente para el transporte de gas en Colombia divide la tarifa a los usuarios en una parte que reconoce las inversiones y los costos y gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM). La porción que reconoce las inversiones está indexada al USD y se ajusta anualmente con el IPP "Equipos de Capital" de EEUU y se paga en COP a la tasa de cambio vigente de final de cada mes, mientras que la porción que reconoce los AOM, está definida en pesos y es indexada anualmente con el IPC colombiano. La remuneración final se paga de acuerdo con proporción entre costos fijos y variables.

Distribución de Gas Natural: Cálidda

Aunque en primera instancia el enfoque de la compañía se encamina hacia el desarrollo de la actividad de distribución en Perú, incluimos en este aparte una descripción de la remuneración del segmento en Colombia teniendo en cuenta la exposición de GEB a la actividad a través de su participación en Gas Natural Fenosa y Promigas, las compañías más relevantes en términos de participación de mercado y usuarios conectados en Colombia.

Esta actividad corresponde a la distribución de gas combustible a través de redes de gasoductos desde las estaciones ubicadas a la entrada de las ciudades o *citygates* hasta las conexiones de los usuarios. Por su parte, en Perú, la masificación de este combustible se circunscribe a algunos distritos de su capital Lima y al departamento de Ica donde se ha hecho posible la convergencia de factores que facilitan las conversiones domiciliarias y comerciales al gas natural.

Para determinar el cargo de distribución se tiene en cuenta el área de la prestación del servicio a partir del cual se obtiene un cargo promedio que es la suma de las inversiones y gastos AOM, remuneradas a un WACC regulatorio de 14.84% antes de impuestos y dividido sobre la demanda de gas de dicha área de servicio. Los usuarios residenciales pagan de acuerdo a su consumo mientras que para los demás usuarios (industriales, GNV, entre otros), existe una canasta de tarifas diferenciada de acuerdo a su consumo.

La peruana garantiza una tasa de remuneración al capital de 12%. Esto soporta el hecho de que no exista riesgo de demanda dado que las tarifas se fijan respecto a una proyección de 4 años y se ajustan cada 2 dependiendo de la demanda real observada y en ese sentido, los ingresos sean estables y previsibles.

Cuadro 4: Racional de Inversión

Puntos destacados:

Dividendos altos: Evidente por el *dividend yield* superior respecto a su mercado, así como por el *payout* alto.

Masivo regulado: Más del 80% de los ingresos provienen de actividades reguladas, el resto corresponde a la actividad de generación, dentro de la que solo el 26% de sus ventas son en el mercado spot (61% corresponde a contratos bilaterales y 13% al cargo por confiabilidad). La empresa domi-

Pocos competidores: Monopolios naturales y oligopolios que garantizan

Inversión de capital alta: Completan las barreras de entrada relaciona-

Beta bajo: Su acción es menos volátil que el mercado en general.

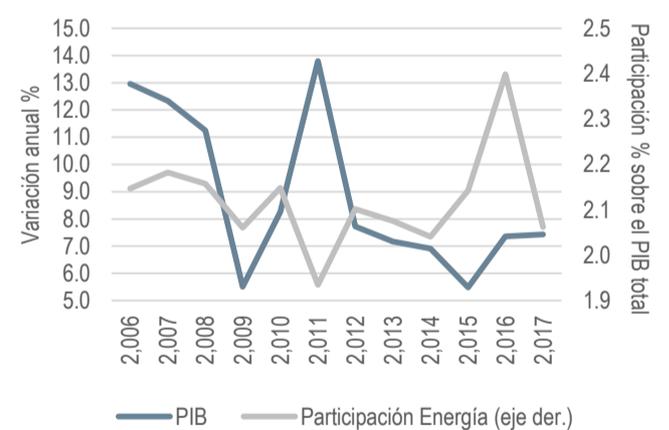
Relación precio a ganancias relativamente bajo: Bajo para *utilities* (12.5x), normal para los comparables cercanos en LATAM.

Actividades dolarizadas: Dado que las operaciones de transporte (Colombia) y distribución (Perú) de gas natural y de transmisión de energía eléctrica (Colombia, Perú, Brasil y Guatemala), están atadas al USD, los ingresos a nivel consolidado del Grupo mantienen una relación positiva ante variaciones de esta moneda frente al COP. Siendo este el caso, que el 84% de la deuda de GEB esté denominada en dólares es perfectamente razonable.

Limitaciones sobre la deuda: En caso de perder el grado de inversión, e incumplir los *covenants* sobre las emisiones de GEB y TGI, i) que la Empresa ni sus filiales puedan fusionarse o consolidarse con ninguna otra sociedad, ii) que la Empresa ni sus filiales puedan crear o adquirir ninguna subsidiaria, ni podrán efectuar ninguna inversión en otra sociedad o iii) que la Empresa ni sus filiales puedan enajenar ningún activo.

Fuente: GEB. Análisis: Corficolombiana.

Gráfico 6: PIB total y PIB del subsector energía



Fuente: DANE. Cálculos: Corficolombiana.

* Subsector energía (servicios públicos) como % del PIB total.

II. Contextualización de Grupo Energía Bogotá—GEB

Generación de Electricidad: Emgesa

La generación de energía eléctrica consiste en producir electricidad mediante la utilización de diferentes fuentes de energía, como el agua, el gas, el viento, el sol, los combustibles, entre otras. Esta actividad se realiza principalmente a partir de centrales hidráulicas y plantas térmicas. Actualmente en Colombia, gracias al potencial hidrológico del país, entre el 60% y el 80% de la energía se produce con agua y el restante a través de unidades térmicas con gas, carbón y combustibles líquidos, fundamentalmente.

Respecto a la remuneración del segmento, el mercado a través del cual se transa toda la energía que se requiere para abastecer la demanda de los usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) se denomina Mercado de Energía Mayorista (MEM). El MEM está conformado por un conjunto de sistemas de intercambio de información entre los generadores, quienes conectan sus plantas o unidades de generación al SIN y los comercializadores y que permite a estos agentes realizar sus transacciones de compra y venta de electricidad tanto de corto como de largo plazo. De esta manera, cualquier generador que ingrese a este mercado puede desarrollar la actividad de generación mediante su participación libre, en cualquiera de las siguientes transacciones o en todas ellas: Transacciones horarias en la bolsa de energía, Contratos bilaterales financieros de energía, y Subastas para la asignación de Obligaciones Energía Firme del Cargo por Confiabilidad.

En relación con las transacciones en bolsa de energía, el MEM en Colombia corresponde a un sistema de nodo único en el cual, con base en las ofertas más económicas, son seleccionados los recursos que serán despachados para abastecer la demanda hora a hora. En ese sentido, las ofertas de precio que presenten los generadores que participan en el MEM deben reflejar los costos variables de generación y los costos de oportunidad. Así, el precio del último recurso utilizado para atender la demanda total de energía en cada hora es el que fija el precio al que serán remunerados todos los recursos a esa misma hora y se denomina Precio de Bolsa. Por su parte, los Contratos Bilaterales son compromisos adquiridos por generadores y comercializadores para vender y comprar energía a precios, cantidades y condiciones contractuales negociadas libremente entre los agentes. La función de estos contratos es reducir la exposición a la volatilidad de precios en el mercado de corto plazo del generador y del usuario final.

Por último, el esquema de remuneración que permite hacer viable la inversión en recursos de generación eléctrica necesarios para garantizar de manera eficiente la atención de la demanda de energía en especial, bajo condiciones críticas de abastecimiento hídrico, es el Cargo por Confiabilidad. Este esquema, consiste en el pago de una prima asumida por la demanda para que los generadores tengan disponible activos de generación capaces de producir energía durante condiciones de escasez. Para estos propósitos, se subastan entre los generadores Obligaciones de Energía en Firme (OEF) que se requieren para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable (Cargo por Confiabilidad) durante un plazo determinado (1, 10 o 20 años) y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG y denominado Precio de Escasez.

Transmisión de electricidad: GEB Transmisión

La transmisión de electricidad comprende la primera parte de la actividad de transporte (siendo la segunda, la distribución) y consiste en el transporte de energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los grandes centros de consumo (entrada a las regiones, ciudades o entrega a grandes consumidores), a través de cables que operan a tensiones iguales o superiores a los 220 Kilo Voltios (kV), que permiten llevar grandes cantidades de energía por largas distancias por todo el país. El conjunto de elementos y equipos que conforman el sistema eléctrico se denomina Sistema de Transmisión Nacional (STN).

En términos de remuneración, el esquema tarifario vigente para el transporte de gas en Colombia divide la tarifa a los usuarios en una parte que reconoce las inversiones, y otra que reconoce a los costos y gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM). La porción que reconoce las inversiones está indexada al USD y se ajusta anualmente con el IPP "Equipos de Capital" de EEUU y se paga en COP a la tasa de cambio vigente de final de cada mes, mientras que la porción que reconoce los AOM, está definida en pesos y es indexada anualmente con el IPC colombiano. La remuneración final se paga de acuerdo con proporción entre costos fijos y variables. En primer lugar, los cargos por capacidad o cargos fijos obligan al transportador a mantener una capacidad de transporte disponible para el momento en que el cliente lo requiera. Aquí, el cliente se compromete a pagar por dicha capacidad independientemente del volumen transportado. Por el contrario, la remuneración de los cargos variables implica que el cliente solo paga lo efectivamente transportado.

Distribución de Electricidad: Codensa

La distribución de energía eléctrica consiste en el transporte de electricidad desde el punto donde el Sistema de Transmisión Nacional (STN) la entrega hasta las instalaciones del consumidor final. Se realiza, mediante cables sostenidos por estructuras de menor tamaño que en el STN (niveles de tensión inferiores a 220 kV), los cuales llevan menores cantidades de energía a través de una misma región para luego distribuirlas para el consumo de cada usuario. De esta manera, la distribución de electricidad en Colombia se realiza en diferentes niveles de tensión, los cuales se clasifican en baja, media y alta tensión. Los dos primeros grupos interconectan municipios ubicados dentro de una región o los domicilios ubicados dentro de los municipios y se denominan sistemas de Distribución Local (STL) mientras que el tercer grupo, interconecta las regiones del país y corresponde a los Sistemas de Transmisión Regional (STR).

La metodología tarifaria para remunerar la actividad de distribución depende de los niveles de tensión. Para los niveles bajo y medio, la CREG determina un cargo máximo unitario que puede cobrar el distribuidor por unidad de energía o *Price Cap*, mientras que para el nivel de tensión alto se determina un ingreso máximo o *Revenue Cap*. Los cargos tienen en cuentas el valor de los activos de distribución y el WACC, así como los gastos AOM necesarios para la prestación del servicio, los cuales dependen además del rendimiento en calidad.

III. Actualización de variables

Balance de Gas Natural

Dado que Colombia no es un país holgado a nivel de reservas de gas, la confiabilidad en el suministro de gas (ya sea producción local o importada) es un tema vital para Colombia. El balance de gas natural proyectado para Colombia se espera negativo a partir del año 2024 bajo la gran mayoría de escenarios de oferta y demanda. La explicación desde el punto de vista de la demanda, se da tanto por el consumo vehicular y familiar proyectado, como por el hecho de que parte de la matriz de generación energética del país es térmica y utiliza gas.

GEB participa de las actividades de Transporte y Distribución de gas, pero no participa en el segmento de exploración y producción. Las siguientes variables van a afectar la disponibilidad de gas y su precio durante los siguientes años: 1) La apuesta de producción y reservas de Ecopetrol para los siguientes años, se basa en la recuperación secundaria o el recobro mejorado, técnicas que resultan en una mayor demanda de gas, 2) Los anuncios de grandes hallazgos de reservas de Gas Offshore por parte de Ecopetrol, 3) La construcción de la Planta de Regasificación del Pacífico, y 4) El retraso de la entrada en funcionamiento de Hidroituango.

La sobredemanda de gas por parte de Ecopetrol y la demanda requerida por los generadores térmicos de electricidad a raíz de una demora en la entrega de Hidroituango, serán los factores con mayor incidencia para los siguientes años, teniendo en cuenta que la entrada en funcionamiento de la Planta Regasificadora de Occidente no se espera antes de 2022, y la excesiva profundidad de las reservas de gas offshore halladas por Ecopetrol (junto con Anadarko), que seguramente requerirán de elevados niveles de precio de gas internacional para considerar su explotación, lo cual no se espera en el mediano plazo.

A pesar de lo anterior, debemos recordar que los hallazgos por parte de Ecopetrol en la Costa Caribe colombiana, son lo suficientemente grandes para soportar el consumo nacional durante varios años, en la medida en que se doblarían las reservas. En este punto es fundamental recordar que no se reconocen reservas de gas mientras no esté garantizado su transporte.

Por otro lado, la estructura de mercado de la actividad de Distribución de gas natural no debe cambiar demasiado durante los siguientes años, con Promigas participando de alrededor del 70% directa e indirectamente, y Gas Natural participando del 30% restante. A lo que se le debe prestar atención es a que Brookfield pase a ser el controlante de Gas Natural, y lo aparentemente barato que pagó por dicho control (múltiplo EBITDA cercano a 8x, por debajo del múltiplo al que se transan los comparables de entre 10x y 11x). Si este valor corresponde al efecto del descuento de la actualización regulatoria sobre el EBITDA, el desempeño futuro de Gas Natural va a ser complicado, el Capex requerido por la empresa elevado, y esto seguramente deteriorará el elevado *dividend yield* actual de la compañía (7.1%).

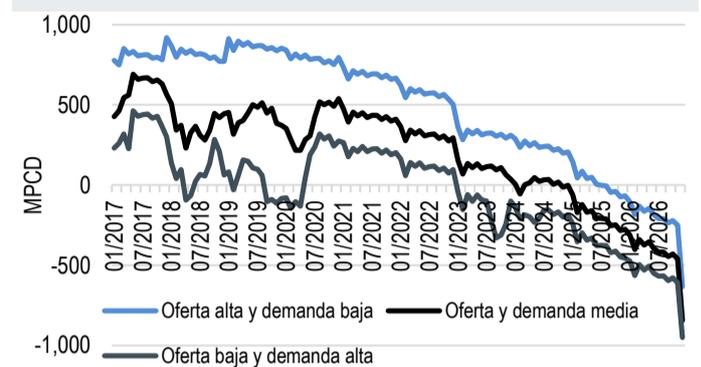
Valor de Promigas

Durante la primera fase del proceso de enajenación de Promigas, se estableció un precio de COP 5,201 para los inversionistas del sector solidario con condiciones especiales. Mientras tanto, el valor de mercado de la acción se incrementó de manera importante, llegando a un máximo de 8,271.69 (cierre diario), junto con volúmenes de negociación inusualmente elevados para dicha acción, al punto de ser incluida en el índice de capitalización local (índice COLCAP). En términos de valoración relativa, la acción se ajustó a sus pares, luego de haber estado subvalorada durante años, pasando de un múltiplo EBITDA (Valor Empresarial/EBITDA) promedio anual en septiembre de 2017 de 5.2x (promedio de los pares: 11.1x) a 9.1x en septiembre de 2017, mucho más ajustado con el promedio de sus pares, ubicado en 12.3x. El desempeño de la acción resultó en la liquidación de posiciones por parte de inversionistas institucionales, sin embargo, quienes movieron la acción inicialmente fueron personas naturales, lo cual resulta paradójico en la medida en que precisamente durante la primera etapa de enajenación identificaron el valor atrapado de esta acción.

Aunque el precio actual de Promigas luce más ajustado a la situación de sus pares y sin duda alguna se trata de una inversión atractiva, una vez que la acción entró al índice de capitalización, disminuyó su volumen de negociación y su precio. El precio actual está 46.2% por encima del precio establecido para la primera etapa en el proceso de enajenación, y el precio de la segunda etapa no puede estar por debajo del de la primera. Creemos que la dispersión entre la valoración fundamental (valoración realizada para establecer el precio de venta de la primera etapa) y los precios de mercado, así como la dispersión entre los precios de mercado desde la segunda mitad del año pasado, retrasaron el inicio de la segunda etapa del proceso de democratización. El valor de Promigas nos genera una variabilidad de 2.1% en valor objetivo de GEB (actualmente positivo dado que se está incluyendo el valor de Promigas a mercado), esta diferencia aplica independientemente de que se reparta entre sus accionistas o se reinvierta.

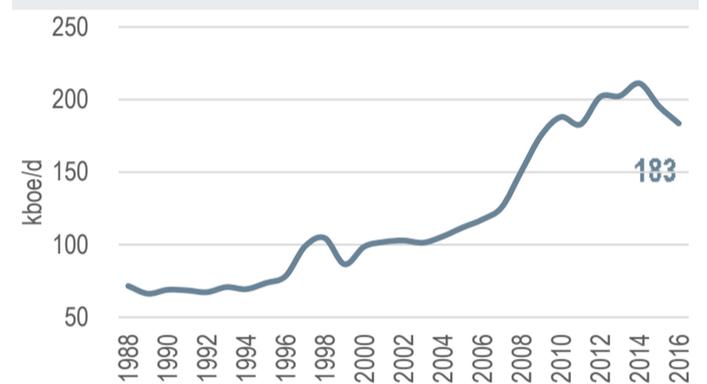
Teniendo en cuenta la urgencia del Distrito por contar con recursos para su plan de inversión, es probable que GEB realice un *cashout*, sin embargo, esta posibilidad se materializará únicamente si el precio de venta resulta atractivo para el mercado. Por otro lado, es importante recordar que la participación de Promigas en las actividades de Distribución y Transporte de gas obedece a que estas participaciones son anteriores

Gráfico 7: Balance de Gas Natural



Fuente: UPME.

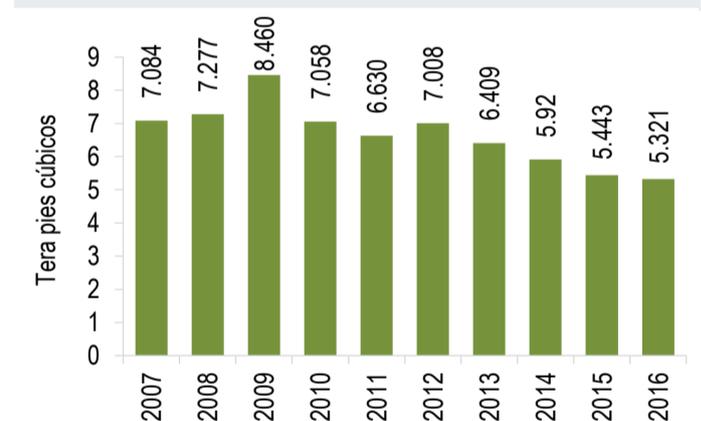
Gráfico 8: Producción de gas en Colombia



Fuente: ACP, ANH. Cálculos: Corficolombiana.

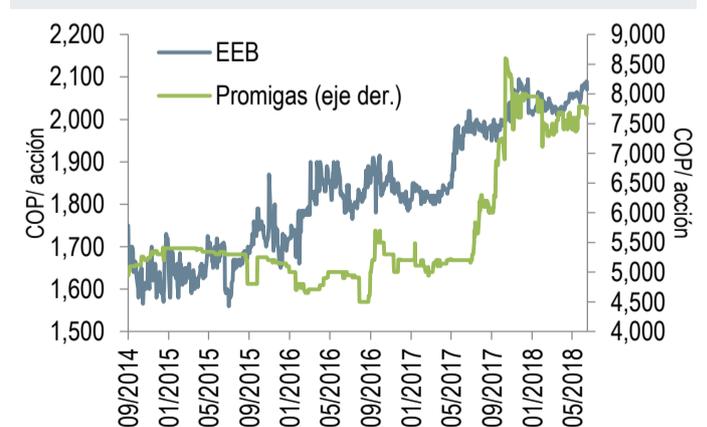
* La producción de gas está expresada en unidades de petróleo equivalente.

Gráfico 9: Reservas de gas en Colombia



Fuente: ACP, ANH. Cálculos: Corficolombiana.

Gráfico 10: Precio de la acción de Promigas



Fuente: Bloomberg. Cálculos: Corficolombiana.

III. Actualización de variables

a la publicación de los límites de participación en servicios públicos (1996). Gas Natural tiene aproximadamente el 31% de la participación de mercado en Distribución de gas en Colombia, lo demás corresponde mayoritariamente a Promigas (40% directamente y el resto a través de filiales). Al ser dueña de TGI (Transporte), GEB no puede aumentar su actual participación de 25% en Gas Natural, por lo que al salir de su participación de 15.2% sobre Promigas, la participación de GEB sobre el mercado de Distribución de Gas baja de 18.2% a 7.7%, y su desempeño futuro va a depender de la administración de Brookfield en Gas Natural.

Efecto Hidroituango

Consecuencia de la situación de Hidroituango, la UPME aceleró el proceso relacionado con la planta de regasificación de occidente, proyecto por el que está pujando GEB. Adicionalmente, la CREG activó un mecanismo adicional de OEF (Obligaciones en firme).

A nivel cuantitativo, incorporamos el aplazamiento en la entrada de Hidroituango a través de un ajuste en los precios de la electricidad (bolsa y contratos), asumiendo que el retraso en la entrada de la planta es de cuatro años.

Cambios regulatorios esperados y escenario de precios

Los aspectos de la regulación que resultan de mayor interés son: la tasa regulatoria de retorno (WACC), la metodología de valoración de los activos y los gastos de administración y mantenimiento, AOM. Así mismo, nos concentramos en las líneas de negocio más importantes para GEB: transporte de gas natural en Colombia, distribución de gas natural en Perú y generación, transmisión y distribución de electricidad en Colombia. Estas líneas de negocio, exceptuando la correspondiente a generación de energía eléctrica, corresponden a actividades con cargos o tarifas reguladas. Esto, implica una valoración formal de los activos (redes eléctricas, transformadores eléctricos, redes y tuberías de gas, estaciones de compresión de gas, entre otros) y el reconocimiento de los AOM. Respecto a la duración del periodo tarifario, se manejan en Colombia ciclos regulatorios-tarifarios de aproximadamente cinco años (en la práctica los ciclos son más largos) y el ajuste regulatorio abarca desde la actualización de las tarifas, hasta el cambio de las metodologías de valoración de activos y el reconocimiento de los gastos por AOM.

La transmisión de energía eléctrica es un monopolio nacional con cargos regulados, la distribución de electricidad es un monopolio con cargos regulados, así como el transporte y la distribución de gas natural. Mientras tanto, la generación eléctrica es un oligopolio con precios de competencia fijados por contratos de suministro y transacciones spot en la bolsa de energía. GEB participa en monopolios naturales regulados, en actividades con ingresos altamente predecibles y estables. A falta de eventos puntuales extraordinarios, los cambios y actualizaciones regulatorias se constituyen en el factor con mayor incidencia sobre los ingresos de la *hoding*.

Durante los siguientes años, en Colombia se espera la actualización regulatoria para la fijación de cargos de distribución de electricidad (comienza a aplicar este año), la transmisión de electricidad (no aplica a los activos asignados en las convocatorias de transmisión), y el transporte de gas natural. Adicionalmente pueden presentarse algunos cambios en el mecanismo de cargos por confiabilidad debido a la situación de Hidroituango.

En línea con lo anterior, este año termina la vigencia de las tarifas de distribución en Perú por lo que deberá haber una actualización tarifaria allá el próximo año. Actualmente Cálidda trabaja de la mano con el regulador local en Perú en temas tarifarios. Mientras tanto, el mes pasado el gobierno de Brasil abrió la consulta pública para la reducción en las tarifas de la electricidad.

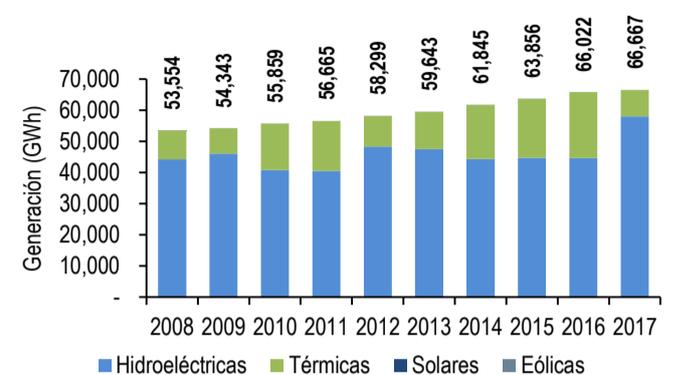
En general, los procesos de actualización regulatoria a nivel de la remuneración de los activos y su valoración resultan en impactos negativos para los ingresos de las diferentes líneas de negocio, efectos que son superados en la medida en que las empresas logran mayores eficiencias operativas.

El principal cambio en las metodologías regulatorias para la fijación de cargos es el WACC. La expectativa de GEB en relación al resultado de esta actualización regulatoria en curso es la siguiente:

- Transmisión (STN) – 70 bps aprox. / Incremento
- Distribución (STR) – 170 bps aprox. / Disminución
- Distribución (SDL) – 80 bps aprox. / Disminución
- Transporte Gas Natural – 300 bps aprox. / Disminución

Nuestra valoración incluye los cambios tarifarios esperados de la aplicación de los nuevos WACCs para las actividades de Transporte de gas, Transmisión de electricidad y Distribución de electricidad.

Gráfico 11: Generación de electricidad por fuente



Fuente: UPME, XM. Cálculos: Corficolombiana.

* Hay generación eólica durante todo el periodo analizado, y generación solar desde 2017, pero se trata de montos insignificantes que no alcanzan a verse en el gráfico.

Cuadro 5: Estructura Institucional Sector Energético



Fuente: CREG.

IV. Otros elementos relevantes

Generación por fuentes renovables no convencionales

Para noviembre de 2018 se esperaba la entrada en operación de la Hidroituango (EPM). Si bien era probable que la entrega de la obra se retrasara varios meses (máximo 12), y en todo caso, el incremento en la utilización de su capacidad sería paulatino. La realización de Hidroituango aplazaba la necesidad de subastas de cargo por capacidad durante varios años, por lo que se podría pensar que el retraso en su entrega, va a incentivar un desarrollo más acelerado de los proyectos de generación eléctrica renovable no convencional.

Los hechos recientes son un nuevo recuerdo de la necesidad de diversificar el parque de generación, sin embargo, el mayor potencial del país sigue estando en La Guajira, y la conexión de esta región al Sistema Interconectado Nacional no se va a dar antes de 2022. Siendo este el caso, estos proyectos no van a impactar a la matriz de generación nacional durante los siguientes años. GEB ganó la convocatoria de transmisión para conectar a La Guajira con el SIN al inicio de 2018.

Como recordamos, una vez lanzada la estrategia corporativa en 2016, surgió la confusión de si el desarrollo de la Generación de Baja Emisión en lo relacionado con Generación Renovable No Convencional se realizaría a través de Emgesa o no, dado que esta hace parte del Grupo Enel, multinacional del sector de la energía, que cuenta con amplia experiencia en el desarrollo de proyectos de generación renovable no convencional. Lo cierto es que Enel no va a desarrollar este tipo de proyectos a través de Emgesa, sino a través de una compañía especializada como Enel Green Power. En todo caso, de acuerdo con el área de relación con inversionistas de Emgesa y Codensa, GEB será invitada a participar en estos proyectos.

Estrategia de inversión y desinversión

Como resultado de la aplicación de la estrategia corporativa anunciada por la compañía durante 4T16, GEB inició el proceso de enajenación sobre inversiones no estratégicas, junto con la búsqueda de oportunidades de inversión en negocios estratégicos. La desinversión en ISA y el inicio del proceso de enajenación de la participación accionaria sobre Promigas hacen parte de este proceso. De acuerdo con la *holding*, el criterio de inversiones y desinversiones no corresponde a la optimización de un portafolio de inversión (desde la óptica del sector financiero), sino al logro de su estrategia competitiva, a través de los tres grupos estratégicos de negocios: 1) Soluciones Energéticas Urbanas, 2) Interconexión Desarrollo de Mercados y 3) Generación de Baja emisión.

Teniendo en cuenta el éxito de GEB anterior al cambio de estrategia, bajo diferentes esquemas de negocio, la reestructuración de su portafolio de inversión es un tema crítico, similar a “cambiar el juego cuando se está ganando”, especialmente si se presenta inconsistencia o falta de claridad en la aplicación de la estrategia. Más allá de la elevada dificultad de reemplazar una inversión como Promigas en términos de EBITDA, dividendos, etc., es posible que GEB haga un *cashout* con estos recursos.

Por otro lado, la empresa anunció su intención de participar en la construcción de la Regasificadora de Occidente, junto con los tubos para el transporte de gas hasta el gasoducto troncal. La intención se planteó antes de conocer el esquema de remuneración de la inversión, teniendo en cuenta que la razón de ser de esta regasificadora es garantizar el suministro de gas para el país, no el suministro de gas para las plantas térmicas, como es el caso de la regasificadora de Cartagena.

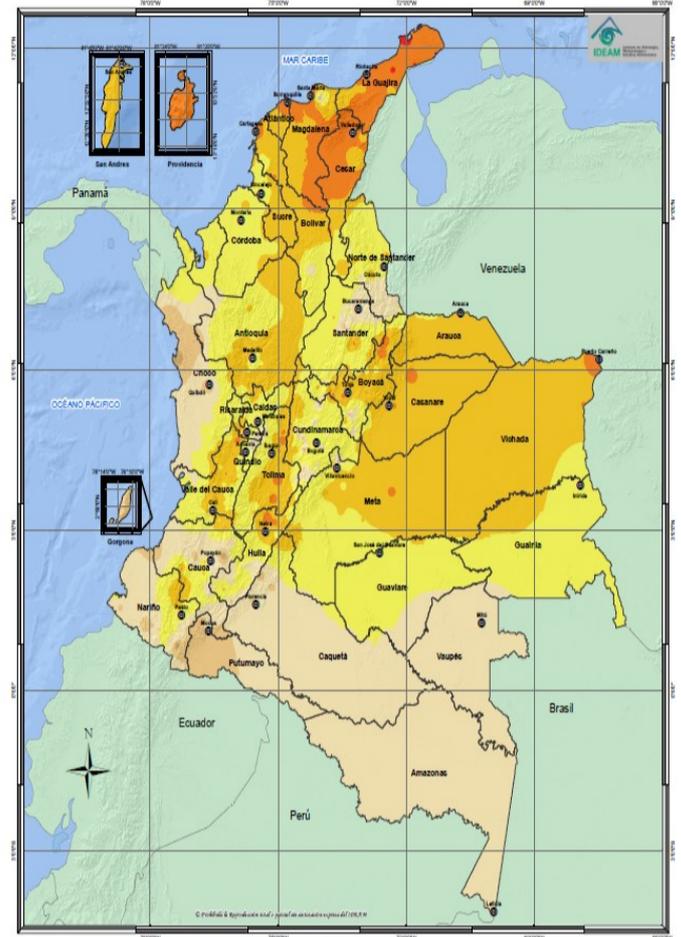
Tratándose de una *holding* de negocios regulados, la confianza de los inversionistas se basa en los resultados y la estrategia anteriores, creemos que para generar confianza y reducir la incertidumbre sobre la nueva estrategia corporativa de GEB hace falta mayor claridad y comunicación hacia el mercado, por ejemplo, aclarando que la razón por la cual la empresa no pujó por una mayor participación sobre Gas Natural es el hecho de que los límites regulatorios no se lo permiten, no que hubo falta de interés o esté desalineado con su estrategia corporativa. Algo similar ocurrió durante la puja que se dio durante la venta de Isagén en 2015, cuando no fue permitida la participación de GEB, en esa ocasión, GEB (en ese entonces GEB) sí informó al mercado sobre su intención de participar en la puja.

En el mismo sentido, formalizar una estructura de capital objetivo le daría mayor certeza a los inversionistas, de cara a las nuevas inversiones y desinversiones, mientras la empresa continúa procurando una alta repartición de dividendos.

La búsqueda de un nuevo dueño para Electricaribe se constituye en una oportunidad de inversión en la actividad de Distribución de Electricidad, actividad que actualmente realiza a través de Codensa, que participa del 22% del mercado Colombiano aproximadamente. La inversión en Distribución se daría en caso de que Codensa opte por participar en la adquisición de empresas o activos. En todo caso, los límites de participación no permitirían que Codensa adquiriera la totalidad de Electricaribe.

Teniendo en cuenta que durante los últimos meses GEB viene fortaleciendo su equipo de Generación de Baja Emisión, y el operador de la actividad de Distribución es Codensa, es probable que las inversiones directas e importantes de GEB se concentren en los proyectos de generación no convencional, más enfo-

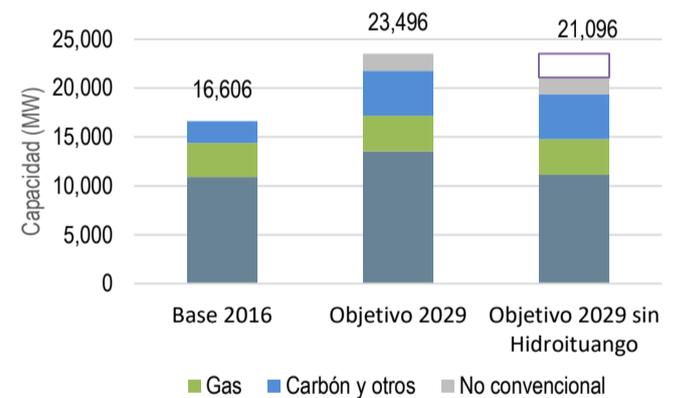
Imagen 2: Altas Solar de Colombia



Fuente: IDEAM, UPME. Cálculos: Corficolombiana.

* El naranja tiene más potencial, el amarillo claro menos

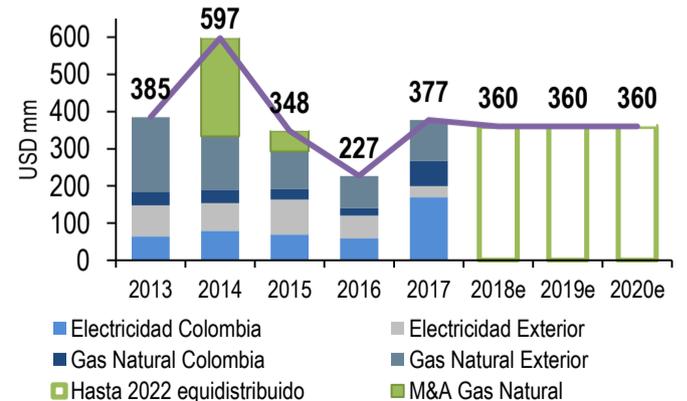
Gráfico 12: Matriz de generación eléctrica actual y esperada



Fuente: UPME. Cálculos: Corficolombiana.

* El cuadro morado corresponde a 2,400 MW de capacidad de Hidroituango

Gráfico 13: Inversión por actividad



Fuente: GEB. Cálculos: Corficolombiana.

* Los 360 mm USD corresponden a 1,800 millones de 2018 a 2022 distribuidos uniformemente.

IV. Otros elementos relevantes

cados fuera de Colombia, con socios estratégicos que tengan *know how* en este tipo generación. En este sentido, descartamos que GEB adquiera activos de Electricaribe.

Gobierno Corporativo

En nuestro informe de inicialización, hicimos énfasis en el impacto de eventos de tipo político sobre la volatilidad del precio de la acción de GEB. Tomamos a las actuaciones del Distrito, junto con su elevada participación accionaria como un factor limitante claro sobre la valorización de la acción más allá de los COP 2,000 pesos. No se han presentado eventos de gobierno corporativo con efectos negativos sobre la cotización de la acción de GEB desde la publicación de nuestro informe de inicialización.

Podemos asumir que la publicación de la estrategia corporativa junto con la publicación del Acuerdo de Accionistas son factores que han contribuido positivamente para evitar que el ruido político afecte el precio de la acción. Por otro lado, creemos que el acuerdo de accionistas no cambia el poder de decisión del Distrito, pero sí incrementa notablemente la transparencia la toma de decisiones de impacto para los accionistas diferentes al Distrito.

Lo cierto es que la variabilidad de la acción ha tenido que ver más con información fundamental del sector, la expectativa del proceso de democratización accionaria por parte del distrito, y la incidencia de la venta de Promigas sobre el precio de la acción y en general sobre el desarrollo del proceso de reestructuración del portafolio de la *holding*.

Evaluación de desempeño: Objetivos estratégicos

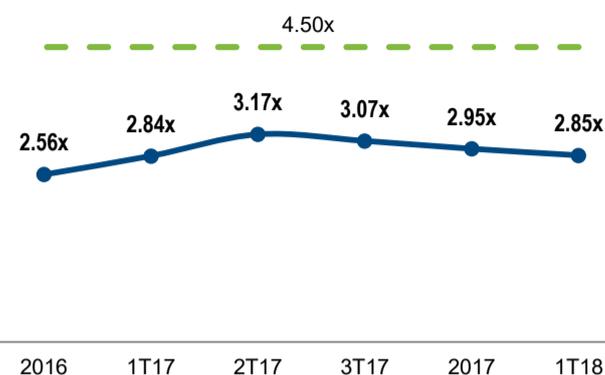
Respecto a los objetivos de la estrategia corporativa anunciada durante el cuarto trimestre de 2016, insistimos en la observación relacionada con el espacio de crecimiento en Colombia, que recae principalmente en la actividad de Transmisión de electricidad, y en menor medida en la Generación eléctrica. Lo anterior es especialmente cierto si asumimos que la actividad de Distribución de electricidad va a realizarla a través de Codensa únicamente. El crecimiento en Distribución de energía y Distribución de gas dependen del crecimiento de Colombia principalmente, y poco de un crecimiento en la participación de mercado. La Distribución de gas requiere de una tasa de crecimiento compuesta anual (TACC) de 8.8%, mientras que la de Distribución de electricidad requiere de un TAAC de 3.8%. Los ingresos y el EBITDA consolidados requieren de TACCs superiores al 10%, y a nuestro modo de ver, esto requiere de un mayor crecimiento fuera de Colombia.

Cuadro 6: Cumplimiento de los objetivos estratégicos

Presencia regional	Situación 2015	Objetivo 2025	Avance en 2017
	Perú	Principal transportador y comercializador de energía y gas en MILA	
	Colombia		
	Guatemala		
	Perú		
Soluciones energéticas urbanas			
Distribución de gas (mm clientes)	2.5	5.8	2.7
Distribución de energía (mm clientes)	3.5	5.1	3.5
Consolidado			
Ingreso (Bn COP)	3.4	9.3	3.3
EBITDA (Bn COP)	2.4	6.5	2.4
Transmisión de Energía			
De la transmisión en Colombia (%)	12.5	23	15.2
De la transmisión en Brasil (%)	1.1	1.1	0.9
De la transmisión en Guatemala (%)	20.8	50	19.9
Generación de energía			
De la generación en Colombia (%)	22.1	25	22.2
Transporte de Gas en Colombia			
Km de Tubería de gas (Km)	4,000	4,657	4,000
MMPCD Transportados (MMPCD)	522	1,082	494
Participación en el Mercado (%)	52,2	55	53.1
Distribución de Gas en Perú			
Clientes (k clientes)	440	1,500	580
MMPCD Transportados	465	1,391	618
Participación en el Mercado (%)	100	90	80

Fuente: GEB.

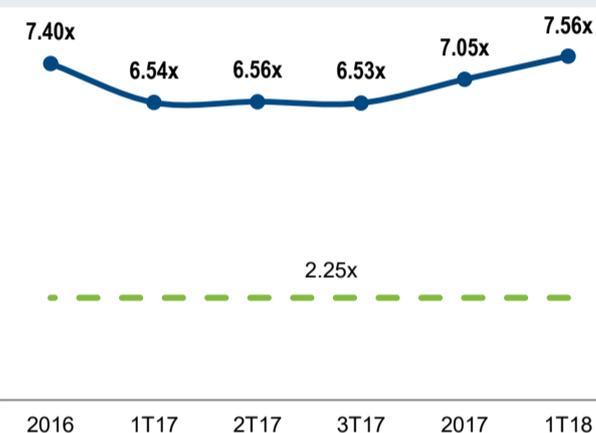
Gráfico 14: Deuda neta/EBITDA



Fuente: Bloomberg, GEB. Cálculos: Corficolombiana

* Con el incremento en 450 mm USD previsto por GEB para financiar el plan de inversión, el indicador incrementa 0.54 (EBITDA de 2017).

Gráfico 15: EBITDA/intereses



Fuente: GEB. Cálculos: Corficolombiana.

Imagen 3: Elementos de gobierno corporativo



Fuente: GEB.

V. Valoración de las participaciones de GEB

Cuadro 7: Presencia de GEB

Fuente: EEB, Compañías Filiales

(1) EEB a través de participaciones directas e indirectas. (2) Propiedad a través de GEBBRAS (Special Purpose Vehicle), adquirido el 21 de agosto de 2015.

	Distribución Electricidad	Distribución Gas Natural	Distribución Gas Natural Perú	Compañías
Soluciones Energéticas Urbanas				
Total Clientes	3.5 mm Clientes en Colombia	2.1 mm Clientes en Colombia	440K Clientes	
Interconexión Desarrollo De Mercados				
Total Red de transmisión	1,500 KM Red de transmisión en Colombia	400 KM Red de transmisión en Centroamérica	4,000 KM de Gasoductos	
	9,500 KM Red de transmisión en Perú	1,100 KM Red de transmisión en Brasil		
Generación de Baja Emisión	Generación Electricidad			Compañías
	14,975 GWh Energía Producida en 2016			

Fuente: GEB.

Cuadro 8: Estadísticas operativas Emgesa

	2015	2016	2017
Generación (GWh)	3,329	14,975	14,765
Ventas (GWh)	3,913	18,015	18,156
Spot (GWh)	1,337	13,329	15,701
Contratos (GWh)	2,576	4,666	2,455
Capacidad Instalada (MW)	3,059	3,509	3,509

Fuente: Emgesa, GEB.

Cuadro 9: Variables financieras Emgesa

(COP mm)	2014	2015	2016	2017
Ingresos	2,639,978	3,268,223	3,514,106	3,425,081
Var. %	n/a	23.80%	7.52%	-2.53%
EBITDA	1,731,036	1,725,666	1,984,481	2,045,277
Var. %	n/a	-0.31%	15.00%	3.06%
Margen	65.57%	52.80%	56.47%	59.71%
Ut. Neta	1,015,972	885,497	753,725	887,056
Margen	38.48%	27.09%	21.45%	25.90%
CAPEX (Bn)	0.87	0.75	0.26	0.23
Deuda Neta	2,860,487	3,802,431	3,755,068	3,476,970
DN/EBITDA	1.65x	2.20x	4.00x	5.4x

Fuente: Emgesa, GEB.

Emgesa

- Tal como lo mencionamos en nuestro informe de inicialización, no esperamos inversiones importantes por parte de Emgesa para grandes proyectos de generación. Más allá de los factores críticos para el desarrollo de infraestructura en Colombia, como las licencias ambientales y las consultas previas, está el hecho de que con Hidroituango en funcionamiento (así sea de manera atrasada), no había necesidad de realizar nuevas Subastas de Cargo por Confiabilidad durante varios años.
- En todo caso, al incluir la capacidad de Hidroituango en la capacidad total del país, la participación de Emgesa pasa de 20.8% a 18.25% por lo que se genera un espacio/incentivo de crecimiento futuro para esta empresa. Por lo pronto, estamos proyectando la participación de Emgesa en el mercado energético nacional, beneficiándose del incremento en los precios de la electricidad en bolsa y en contratos durante los años de retraso de Hidroituango, manteniendo su capacidad instalada actual.
- Calculamos un valor patrimonial de COP 15.7 billones, con un múltiplo EBITDA de 9.2x, levemente superior al 9.0x de los pares.

Codensa

- Además del proceso de consolidación posterior a la fusión de Codensa con EEC y DECSA (siendo Codensa la absorbente) desde la segunda mitad de 2016, Codensa incrementó notablemente su CAPEX, adelantándose a la actualización regulatoria del sector, que entre otras cosas busca incentivar la inversión.
- La tasa anual de crecimiento compuesto (TACC) del CAPEX desde el cierre de 2013 es 29.4%, muy superior al 8.8% del EBITDA. Mientras tanto, la deuda ha crecido a un TACC de 22.8% y la utilidad neta un 3.9%. Hacia el futuro, si bien los requerimientos de inversión (junto con el endeudamiento requerido) deberían bajar un poco, habiendo logrado ajustar la base regulatoria de activos para el nuevo ciclo tarifario. En todo caso, al llevarse a la práctica el ajuste tarifario, se espera una reducción en los ingresos de la compañía (ajuste a nivel de modelo de acuerdo con las nuevas tarifas esperadas a partir del cuarto trimestre de 2018).
- Estimamos un valor patrimonial de COP 8.6 billones, con un múltiplo EBITDA (EV/EBITDA) de 6.8x, inferior al 8.1x de los pares. La valoración incluye el efecto de la actualización del WACC que comienza a aplicar durante este año.

TGI

- Estimamos un valor patrimonial de COP 6.6 Bn, con un múltiplo EBITDA de 8.8x, inferior al 12.6x de los pares.
- Más allá de la demanda gas por parte de las familias y los vehículos de transporte, junto con la de-

Cuadro 10: Estadísticas operativas Codensa

	2016	2017	Variación
Número de Clientes	3,248,570	3,340,457	2.83%
Participación de Mercado %	22.10%	22.46%	0.36%
Demanda Codensa (GWh)	14,646	14,690	0.30%
Índice de Pérdidas (%)	7.06%	7.84%	0.78%

Fuente: Codensa, GEB.

Cuadro 11: Variables financieras Codensa

(COP mm)	2014	2015	2016	2017
Ingresos	3,443,835	3,711,866	4,189,696	4,556,608
Var. %	n/a	7.78%	12.87%	8.76%
EBITDA	1,179,943	1,238,636	1,409,479	1,550,076
Var. %	n/a	4.97%	13.79%	9.98%
Margen	34.26%	33.37%	33.64%	34.02%
Utilidad Neta	549,562	516,935	542,880	623,486
Margen	15.96%	13.93%	5.02%	14.85%
CAPEX	338,305	537,343	643,446	786,484
Deuda Neta	665,056	778,801	997,756	1,240,061
D/EBITDA	0.56x	0.63x	0.7x	0.8x

Fuente: Codensa, GEB.

V. Principales inversiones

manda de gas por parte de los generadores térmicos, destacamos como upside, la actual licitación para la provisión de flota de Transmilenio S.A. con gas natural en la que participará TGI. No estamos incluyendo al impacto de este negocio en la valoración, por lo que el tema hace parte de las variables no cuantificables que pueden incidir en la valoración.

- Por otro lado, la variabilidad que viene presentando el EBITDA de TGI en función al ingreso genera algo de preocupación, no solo por la sensibilidad del EBITDA, sino porque el ingreso viene cambiando de acuerdo a variaciones en los volúmenes transportados, lo cual no debería ocurrir bajo un esquema de parejas de ingreso, en donde la capacidad pesa más del 90% (el volumen menos del 10%).
- Deuda de TGI con GEB:** Dentro de las transacciones intercompañía vigentes, resaltamos en crédito que actualmente tiene TGI con GEB, otorgado en 2011, con vencimiento en 2022 y un saldo de aproximadamente a USD 370 millones al cierre de 2017. Las operaciones con TGI generan un ruido particular luego de la recompra de participación realizada en 2014 por parte de GEB. Los indicadores de endeudamiento publicados por TGI no incluyen a esta operación intercompañía (los covenants que actualmente tiene TGI tampoco incluyen esta operación). Adicionalmente, en 2022 TGI tiene un vencimiento de bonos por USD 750 millones, una carga excesivamente elevada por lo que se esperaría un rollover para esta deuda, así como una “reestructuración” de la operación con GEB.

Cálidda

- No esperamos mayores cambios respecto al desempeño de Cálidda; el aporte marginal de los clientes residenciales seguirá siendo muy bajo y los crecimientos más significativos se presentarán en la medida en que entren más clientes industriales. Para los siguientes años no se tienen previstos cambios en el monopolio de la empresa en la región de Lima, por lo que no hacemos consideraciones relacionadas con la competencia; los ingresos irán aumentando en la medida en que crezca la red, con los correspondientes ajustes tarifarios.
- Más allá del crecimiento que presente la empresa en Perú, participando cada vez más del EBITDA que recibe GEB (de 5.1% en 2013 a 15.7% en 2017 sobre el EBITDA consolidado), destacamos que el *know how* adquirido podrá ser utilizado en otros países que estén trabajando en la masificación del consumo de gas natural.
- Estimamos un valor patrimonial de COP 2.0 bn para Cálidda. Incluimos el efecto de actualizar las tarifas en la valoración.

Cuadro 12: Estadísticas operativas TGI

	2015	2016	2017
Capacidad Total (mmpc/d)	734	733.8	753.8
Capacidad Contratada en	671	673	690
Firme (mmpc/d)			
Volumen Transportado (mmpc/d)	499.5	453.3	437.9
Disponibilidad (%)	100	99.90	100
Factor de uso (%)	66.20	56.10	52.10
Longitud Gasoductos (km)	3,957	3957	3957
Demanda de Gas Natural (GBTU/d)	1,103.80	984.2	955.3

Fuente: TGI, GEB.

Cuadro 13: Variables Financieras TGI

(COP mm)	2014	2015	2016	2017
Ingresos	946,752	1,215,232	1,299,866	1,233,287
Var. %	8.24%	28.36%	106.96%	94.88%
EBITDA	753,904	998,702	1,065,710	966,518
Var. %	11.83%	32.47%	6.71%	-9.31%
Margen	79.63%	82.18%	81.99%	78.37%
Utilidad Neta	144,943	127,766	333,822	418,357
Margen	15.31%	10.51%	161.28%	25.32%
CAPEX	86,510	91,794	10,507	81,762
Deuda Neta	1,583,874	2,735,740	2,472,120	2,274,855
DN/EBITDA	2.10x	2.74x	2.32x	2.35x

Fuente: TGI, GEB.

Cuadro 14: Estadísticas operativas Cálidda

	2015	2016	2017
Longitud de la red (km)	5,246	7425	8347
Clientes Acumulados	299,790	438,400	576,813
Generadoras eléctricas	17	18	22
Industrial	507	535	577
Estaciones GNV	232	240	257
Vehículos convertibles	188,466	197,718	184,009
Residencial & Comercial	344,380	437,607	575,957
Clientes Potenciales*	529,465	746,658	828,257
Volumen vendido (mmpc/d)	700	738	763

Fuente: Cálidda, GEB.

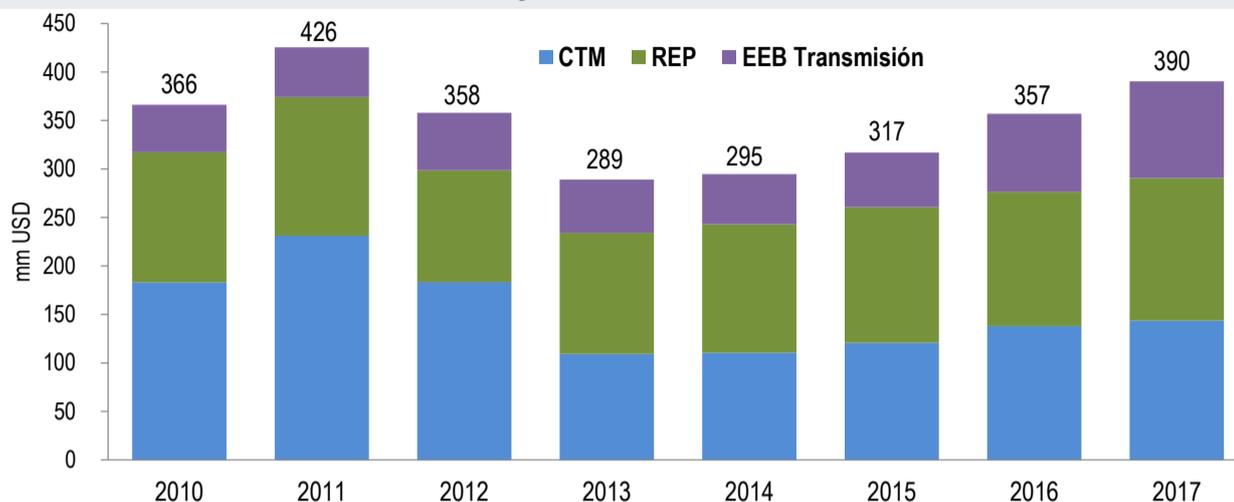
Cuadro 15: Variables financieras Cálidda

(USD mm)	2013	2014	2015	2016	2017
Ingresos	460.89	512.06	540.78	535.8	578.8
Var. %	24.55%	11.10%	5.61%	-0.92%	8.03%
EBITDA	65.12	91.24	103.98	124.3	137.9
Var. %	11.65%	40.11%	13.97%	19.54%	10.94%
Margen	14.13	17.80%	19.20%	23.20%	23.83%
Utilidad Neta	16.73	35.3	33.84	55.4	58.6
Margen	3.63%	6.89%	6.26%	63.71%	5.78%
CAPEX	97	83	85	85	88
Deuda Neta	286.54	319.34	332.75	348.04	399.91
DN/EBITDA	4.40x	3.50x	3.20x	2.80x	2.90x

Fuente: Cálidda, GEB.

V. Principales inversiones

Gráfico 16: Ingresos de transmisión eléctrica



Fuente: GEB. Cálculos: Corficolombiana.

Actividad de transmisión

- Si asumimos que durante los siguientes años, la expansión de GEB en las actividades de Generación (sin incluir no convencional) y –especialmente- Distribución de Electricidad se van a dar a través de Emgesa y Codensa, el único segmento en el que la holding puede incrementar notablemente su participación es la Transmisión de Electricidad. La meta de GEB es participar del 23% del total en Colombia en 2025, partiendo de su participación actual, cercana al 15%.
- El espacio regulatorio es lo suficientemente amplio como para esperar un aumento considerable en esta actividad. El ingreso y los márgenes de este negocio deberán aumentar en la medida en que la participación de los activos sujetos al cambio tarifario disminuyan su participación, mientras aumenta lo relacionado a los procesos de asignación por subasta de la UPME.
- Este segmento se valoró considerando cada uno de los activos de transmisión. En términos generales, la valoración consiste en el cálculo de una tarifa sobre el activo de transmisión, la proyección en un ingreso anual equivalente y su tasa de descuento. Se diferencia entre los activos de “No Convocatoria” existentes antes del 31 de diciembre de 1999 y aquellos adjudicados en convocatorias UPME, a partir del 2000.
- Con corte diciembre de 2017, el 40% de los ingresos de transmisión provienen de remuneración con cargo regulado (activos anteriores al 200) y 60% provienen del ingreso ofertado para los proyectos de convocatoria.
- Estimamos un valor patrimonial de COP 1.2 Bn para esta actividad, teniendo en cuenta el cambio regulatorio esperado para los activos anteriores al 2000.

Cuadro 16: Estadísticas operacionales transmisión

	2016	2017	Variación
Inversiones (COP mm)	91,969	440,531	379.00%
Disponibilidad Infraestructura (%)	99.79%	99.89%	0.10%
Compensación por indisponibilidad (%)	0.21%	0.03%	-0.18%
Participación de mercado	12.60%	15.20%	2.60%

Fuente: GEB. Cálculos: Corficolombiana.

Cuadro 17: Variables financieras transmisión

(COP mm)	2016	2017	variación
Ingresos operacionales	231,995	296,675	27.88%
Utilidad operacional	144,595	191,935	32.74%
Margen	62.33%	64.70%	2.37%
EBITDA	159,574	207,232	29.87%
Margen	68.78%	69.85%	1.07%
Utilidad neta	96,797	97,313	0.53%
Margen	41.72%	32.80%	-8.92%

Fuente: GEB. Cálculos: Corficolombiana.

Cuadro 18: Proyectos de transmisión GEB

Proyecto UPME	Avance	IAE (USD mm)	Inicio Operación
Chivor II	58.63%	5.5	6/02/2018
Cartagena Bolívar	87.30%	11.6	13/05/2018
Río Córdoba	92.94%	1.8	4/01/2018
Armenia	98.00%	1.28	26/03/2018
Tesalia	90.00%	10.9	23/08/2018
Sogamoso Norte	70.55%	21.1	8/05/2019
La Loma 500kV	65.50%	1.3	30/06/2018
Refuerzo Suroccidental	32.00%	24.4	30/09/2018
Ecopetrol San Fernando	72.28%	6	26.06/2018
Río Córdoba Transformado-	96.57%	0.6	4/01/2018
La Loma STR 110 kV	50.44%	6.96	30/06/2018
Conexión Drummond Ltd	93.73%	0.87	4/01/2018
Transformador Altamira	7.83%	0.66	31/03/2019
Ampliación La Loma 500 kV	0.01%	0.35	30/06/2018

Fuente: UPME, GEB. Cálculos: Corficolombiana.

VI. Valoración

Nuestra valoración se basa en el crecimiento esperado de las filiales que actualmente hacen parte de GEB. No se incluye el efecto de un posible crecimiento inorgánico fuera de Colombia. Nuestro precio objetivo es de 2,385 pesos por acción, con recomendación de Comprar. Se justifica en un Modelo de Suma de Partes que incluye tanto la valoración a través de la metodología de Flujo de Caja Libre Descontado (FCLD) de las filiales TGI, Cálidda, Codensa y Emgesa, como la valoración de los activos del Negocio de Transmisión y el uso de Múltiplos de Valoración, Valor en Libros y Precios de Mercado para las participaciones de las compañías restantes dentro del portafolio de inversiones de la *holding*.

El precio de mercado puede alejarse del precio objetivo calculado, en la medida en que se presenten situaciones atípicas que afecten la liquidez en el mercado y las primas de riesgo país. El múltiplo EBITDA de esta valoración es 10.02x, acorde con los múltiplos de los emisores que realizan las actividades de la *holding*.

Cuadro 19: Resultados de la Valoración (Suma de Partes)

País	Compañía	Método de Valoración	Valor Patrimonial (COP mm)	Participación GEB (%)	Valor participación (COP mm)	Participación sobre el valor patrimonial total (%)
Soluciones Energéticas Urbanas						
Colombia	Codensa	FCLD	8,677,287	51.30	4,468,803	17.12
Perú	Cálidda	FCLD	2,030,831	66.00	1,340,348	5.13
Perú	Contugas	Valoración relativa	294,747	1000.00	294,747	1.13
Colombia	EMSA	Valor en libros	256,012	16.20	41,474	0.16
Colombia	Natury (Gas Natural)	Valor de mercado	3,322,583	25.00	830,646	3.18
Interconexión Desarrollo de Mercados						
Colombia	Activos de transmisión	Ingreso Anual Equivalente	1,235,025	100.00	1,235,025	4.73
Colombia	TGI	FCLD	6,059,677	99.97	6,057,859	23.21
Brasil	GEBBRAS	Valor en libros	437,500	100.00	437,500	1.68
Guatemala	TRECSA	Valor en libros	469,538	95.30	447,470	1.71
Perú	ISA-REP	Valoración relativa	1,573,116	40.00	629,246	2.41
Perú	ISA-TRANSMANTARO	Valoración relativa	2,263,416	40.00	905,367	3.47
Generación de baja emisión						
Colombia	Emgesa	FCLD	15,740,846	51.50%	8,106,536	31.05
Activos para la venta						
	Promigas	Valor de mercado	8,397,876	15.60%	1,340,069	5.02
(+) Suma de partes					26,105,063	100.00
(+) Caja						968,678
(-) Gastos de Holding en Valor Presente						1,510,745
(-) Obligaciones Financieras GEB						3,665,230
Equity Value						21,897,766
Acciones en Circulación						9,181,177,017
Precio Objetivo						2,385
Precio al cierre de junio						2,040
Potencial Upside (Downside %)						16.92%

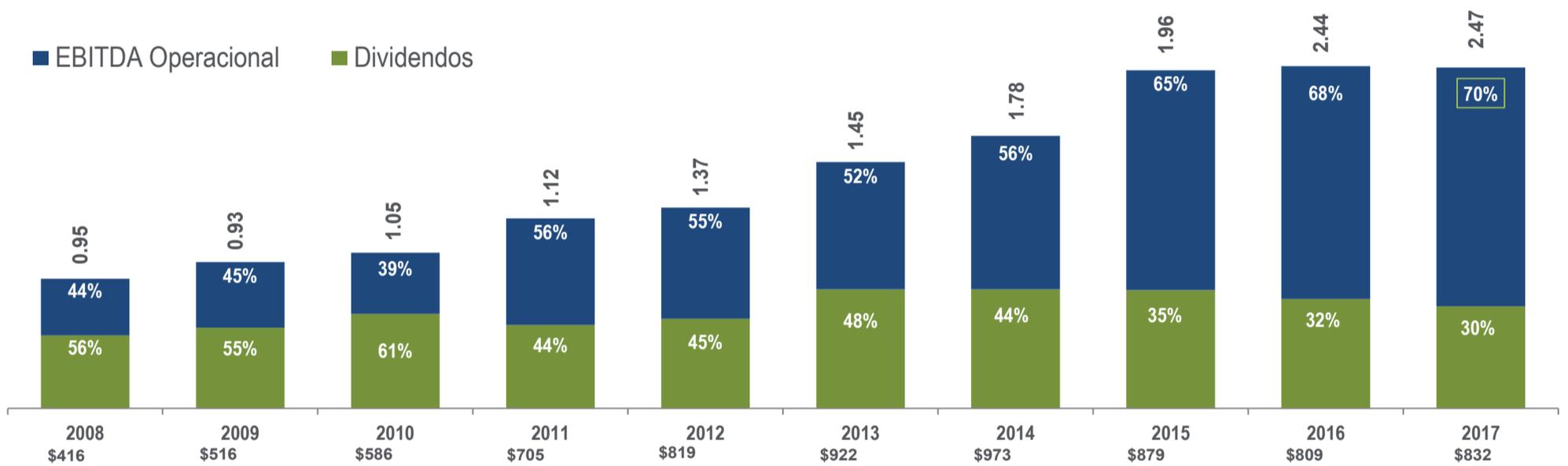
Cálculos: Corficolombiana.

VI. Valoración

Descuento de dividendos: Adicional al ejercicio de valoración de suma de partes, calculamos el precio de la acción utilizando un modelo de descuento de dividendos de dos fases, con crecimiento constante a partir de 2022. Para este ejercicio nos basamos en el comportamiento histórico de la compañía en términos de rentabilidad sobre el patrimonio y reinversión. Como crecimiento perpetuo de los dividendos utilizamos el promedio del crecimiento nominal del PIB en 2017 y el crecimiento nominal potencial de Colombia. La tasa de descuento utilizada fue 11.5%.

El precio por acción obtenido con esta metodología fue COP 2,161. Consideramos que este valor es una referencia del precio mínimo de la acción, para la compra de una participación minoritaria en la empresa. Esta valoración se justifica tanto en los ingresos esperados del portafolio actual de GEB, como en el histórico de repartición de dividendos de la empresa. El múltiplo EBITDA de esta valoración es 9.14x, menor a la valoración realizada bajo la metodología de suma de partes.

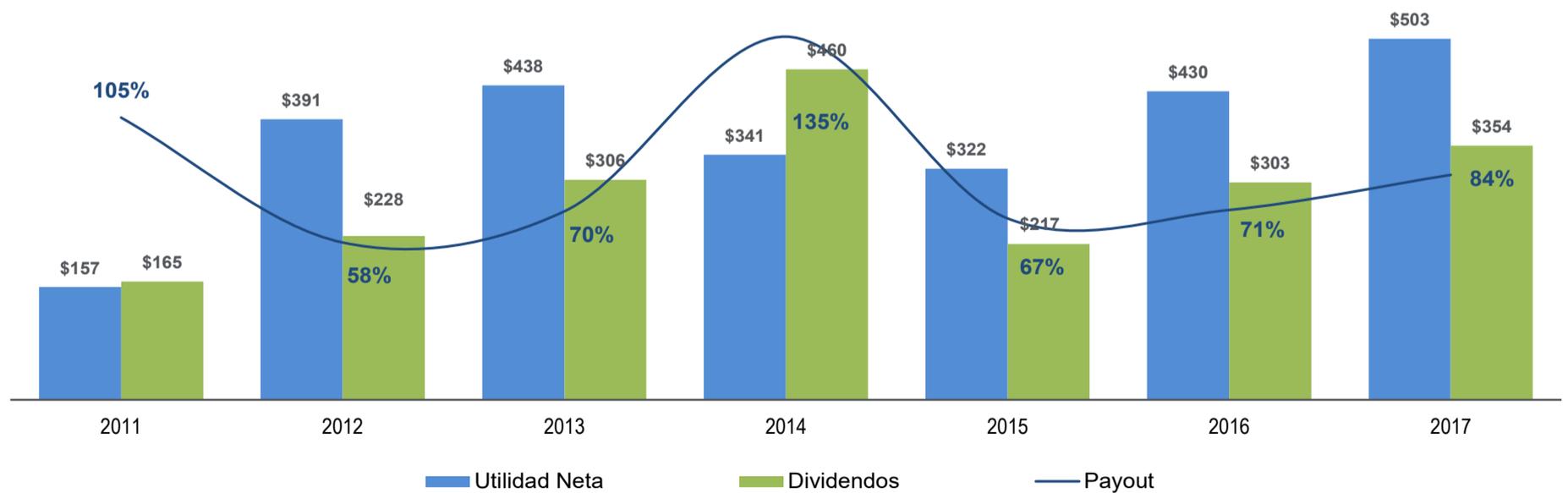
Gráfico 17: EBITDA ajustado de GEB



Fuente: GEB. Cálculos: Corficolombiana.

* Cifra encima del gráfico en billones de pesos, cifra debajo del gráfico en millones de dólares.

Gráfico 18: Repartición de dividendos de GEB



Fuente: GEB. Cálculos: Corficolombiana.

* Cifras en millones de dólares, utilizando la TRM del cierre del año.

Anexo I. Escenario Macroeconómico

Cuadro 20: Proyecciones Macroeconómicas

Año		2016	2017	2018E	2019E	2020E
Colombia						
Inflación (fin del periodo)	%	3.30%	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%
IPP	%	3.30%	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%
PIB	%	2.60%	3.30%	4.00%	4.20%	4.20%
Tasa de cambio interbancario (fin de año)	COP/USD	2,900	2,900	2,941	2,983	3,024
Tasa de cambio interbancario (promedio anual)	COP/USD	2,900	2,900	2,920	2,962	3,003
Devaluación anual por diferencial de tasas	%	-2.82%	0.00%	1.40%	1.44%	1.36%
DTF T.A.	%	4.14%	4.61%	4.61%	4.61%	4.61%
Tasa BanRep	%	4.25%	4.75%	4.75%	4.75%	4.75%
Forward de inflación implícita anual	%	3.52%	3.28%	3.21%	3.23%	3.31%
Salario Mínimo (puntos sobre la inflación)		1.74%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%
EEUU						
Inflación PCE fin de año	%	2.57%	2.25%	2.07%	2.03%	2.11%
IPP	%	2.57%	2.25%	2.07%	2.03%	2.11%
PIB	%	2.60%	3.30%	4.00%	4.20%	4.20%
LIBOR (6 meses)	%	3.50%	3.75%	3.75%	3.75%	3.75%
PERÚ						
Inflación (cierre de año)	%	2.31%	2.03%	2.00%	2.00%	2.00%
PIB Perú	%	3.71%	3.98%	3.93%	3.93%	3.92%
Tasa de cambio interbancario (fin de año)	%	3.23	3.23	3.22	3.22	3.22
WACC						
Rf Yield UST 10 YR	%	3.00%	3.25%	3.50%	3.50%	3.50%
Riesgo País	%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Tasa Marginal de Impuestos (Colombia)	%	37%	33%	33%	33%	33%
Tasa Marginal de Impuestos (Perú - Cálida*)	%	30%	30%	30%	30%	30%

Fuente: Corficolombiana..

Cuadro 21: Prefijos Decimales

Prefijos Decimales		
Prefijo	Factor de Multiplicación	Símbolo
Peta	10 ¹⁵	P
Tera	10 ¹²	T
Giga	10 ⁹	G
Mega	10 ⁶	M
Kilo	10 ³	K
Billones	10 ⁹	B

Fuente: Corficolombiana.

Escenario de proyección base: Corresponde a las proyecciones macroeconómicas de Corficolombiana. Las proyecciones de Perú son tomadas del Fondo Monetario Internacional.

Anexo II. Glosario

- **Autogenerador:** Es aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del SIN, y puede o no, ser el propietario del sistema de generación.
- **Boca de Pozo:** Extremo del pozo que se hace en la tierra con el propósito de extraer o inyectar hidrocarburos, el cual conecta las instalaciones de producción con las instalaciones de suministro de gas y que consiste usualmente en equipos que se usan para regular o medir el fluido.
- **Bolsa de Energía:** Sistema de información, en donde los generadores y comercializadores ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ejecute los contratos resultantes en la bolsa de energía, y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores.
- **Brownfield:** Proyectos aquellos en los que se aprovechan unas instalaciones ya existentes y que son modificadas, aumentadas y/o mejoradas tras su adquisición por nuevos inversores.
- **Cadena Energética:** Es el conjunto de todos los procesos y actividades tendientes al aprovechamiento de la energía que comienza con la fuente energética misma y se extiende hasta su uso final.
- **Canasta de Tarifas:** Metodología de control tarifario consistente en la fijación, por parte del Distribuidor, de cargos máximos diferenciados por rangos de consumo.
- **Capacidad Efectiva:** Es la máxima cantidad de potencia neta (expresada en valor entero en MW) que puede suministrar una unidad de generación en condiciones normales de operación.
- **Capacidad en Firme:** Capacidad que de acuerdo con los contratos suscritos no es interrumpible por parte del transportador, salvo en casos de emergencia o de fuerza mayor.
- **Capacidad Instalada:** Es la carga instalada o capacidad nominal que puede soportar el componente limitante de una instalación o sistema eléctrico.
- **Cargo por Confiabilidad:** Remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación que garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces.
- **Ciclo Abierto:** Tecnología que utiliza gas natural para generar energía eléctrica como combustible, solo se da en primera fase en donde los gases de combustión del gas natural pasan a través de una turbina de gas para generar electricidad.
- **Ciclo Combinado:** Tecnología que utiliza gas natural para generar energía eléctrica como combustible. Consta de dos partes; en la primera, los gases de combustión del gas natural pasan a través de una turbina de gas para generar electricidad; en la segunda, se aprovecha la energía calorífica de los gases de escape, mediante un intercambiador, para producir vapor y alimentar una turbina de vapor para generar aun mas electricidad.
- **Distribución-Comercialización de Gas:** Corresponde a las actividades de administración, gestión comercial, planeación, expansión, operación y mantenimiento de todo o parte de la capacidad de un sistema de distribución de gas. Es el agente encargado del transporte de gas combustible a través de redes de tubería, desde las estaciones reguladoras de puerta de ciudad, o desde un sistema de distribución, hasta la conexión de un usuario. Además, estas empresas son comercializadores cuya actividad es el suministro de gas combustible a título oneroso.
- **Distribución-Comercialización de Energía Eléctrica:** Corresponde a las actividades de administración, gestión comercial, planeación, expansión, operación y mantenimiento de todo o parte de la capacidad de un sistema de distribución de energía eléctrica. Los distribuidores ejercen simultáneamente las actividades de comercialización.
- **Energía Firme:** Es el aporte incremental de las plantas de generación de una empresa al sistema interconectado, el cual se efectúa con una confiabilidad de 95% y se calcula con base en una metodología aprobada por la Comisión y en los modelos de planeamiento operativo utilizados en el sistema interconectado nacional.
- **Factor de Utilización:** Es un indicador de utilización de un gasoducto o grupo de gasoductos con relación a su utilización potencial máxima.
- **Gas combustible:** Cualquier gas que pertenezca a una de las tres familias de gases combustibles (gases manufacturados, gas natural y gas licuado de petróleo) y cuyas características permiten su empleo en artefactos a gas.
- **Gas licuado de petróleo (GLP):** Hidrocarburo derivado del petróleo compuesto principalmente por propano y butano, extraído del procesamiento del gas natural o del petróleo, gaseoso en condiciones atmosféricas, que se licua fácilmente. Es combustible y se distribuye principalmente en cilindros y redes urbanas.
- **Gas Natural:** Mezcla de gases de composición variable que se encuentra en función del yacimiento del que se extrae. Esta compuesto principalmente por metano en cantidades que comúnmente pueden superar 90 % o 95 %, puede contener otros gases como nitrógeno, etano, CO₂, H₂S, butano y propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburos mas pesados.
- **Gas Natural vehicular (GNV):** Gas natural cuya presión se aumenta a través de un proceso de compresión y se almacena en recipientes de alta resistencia.
- **Greenfield:** Se refiere a la realización de un proyecto desde cero, o aquel existente que se cambia en su totalidad.
- **Licencia ambiental:** Es un proceso utilizado para la planeación y administración de proyectos que asegura que las actividades humanas y económicas se ajusten a las restricciones ecológicas y de recursos y de esta forma se constituye en un mecanismo clave para promover el desarrollo sostenible.
- **Mercado secundario:** Es el mercado de gas natural y de capacidad de transporte donde los remitentes con capacidad disponible secundaria y/o agentes con derechos de suministro de gas pueden comercializar libremente sus derechos contractuales.

Anexo II. Glosario

- **Obligaciones de Energía en Firme:** Vínculo que impone a un generador el deber de generar una cantidad diaria de energía cuando el Precio de Bolsa supere el precio de escasez.
- **Off shore:** Fuera o mas allá de la costa marítima.
- **On shore:** Situado o que se desarrolla en tierra.
- **Pague lo Contratado:** Tipo de contrato en el que el comercializador se compromete a pagar toda la energía contratada, independiente de que esta sea consumida o no. Si el consumo es mayor que la energía contratada, la diferencia se paga al precio de la Bolsa correspondiente, según se trate de transacciones domésticas o internacionales. Si el consumo es menor que la energía contratada, este excedente se le paga al comercializador al precio de la Bolsa correspondiente, según se trate de transacciones domésticas o internacionales.
- **Pague lo demandado:** Tipo de contrato en el que el agente comprador solamente paga (a precio de contrato) su consumo, siempre y cuando éste sea inferior o igual a la cantidad de energía contratada (Tope máximo). Si el consumo es superior, la diferencia se liquida al precio de la Bolsa correspondiente, según se trate de transacciones domésticas o internacionales.
- **Precio en Bolsa:** Precio de oferta más alto en la hora respectiva, en la Bolsa de Energía, correspondiente a los recursos de generación que no presenten inflexibilidad, requeridos para cubrir la demanda total.
- **Precio de Escasez:** Valor definido por la CREG y actualizado mensualmente que determina el nivel del precio de bolsa a partir del cual se hacen exigibles las Obligaciones de Energía Firme, y constituye el precio máximo al que se remunera esta energía.
- **Price Cap:** Metodología de remuneración mediante la cual la Comisión aprueba, para cada Operador de Red, los cargos máximos por unidad de energía transportada en los Niveles de Tensión 1, 2 y 3 de su sistema.
- **Región Andina:** Incluye a Bogotá, los departamentos de Antioquia, Arauca, Boyacá, Cundinamarca, Huila, Risaralda, Quindío, Caldas, Santander, Norte de Santander y Tolima.
- **Región Caribe:** Incluye los departamentos de La Guajira, Atlántico, Cesar, Magdalena, Bolívar, Sucre y Córdoba.
- **Región Orinoquía y Amazonía:** Incluye los departamentos de Caquetá, Casanare, Meta y Guaviare.
- **Región Pacífica:** Incluye los departamentos de Valle del Cauca, Cauca, Nariño y Choco.
- **Reservas:** Aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada
- **Reservas probadas:** Cantidades de hidrocarburos que, de acuerdo con el análisis de la información geológica y de ingeniería, se estima con razonable certeza podrán ser comercialmente recuperadas, a partir de una fecha dada, desde acumulaciones conocidas y bajo las condiciones económicas operacionales y regulaciones gubernamentales existentes. Estas pueden clasificarse en reservas probadas desarrolladas y reservas probadas no desarrolladas.
- **Reservas posibles:** Aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables mas posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 % de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.
- **Revenue Cap:** Metodología de remuneración mediante la cual la Comisión establece los ingresos que requiere cada Operador de Red, para remunerar los activos de uso del Nivel de Tensión 4 y que sirven para calcular los cargos de los STR.
- **Shale oil/gas:** Es una formación sedimentaria que contiene gas y petróleo (*shale gas/oil*). La característica definitoria del *shale* es que no tiene la suficiente permeabilidad para que el petróleo y el gas puedan ser extraídos con los métodos convencionales, lo cual hace necesario la aplicación de nuevas tecnologías.
- **Tasa de retorno:** Tasas calculadas a partir de la estimación del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) establecido para la actividad de distribución de energía eléctrica en términos constantes y antes de impuestos. Se determina una Tasa de Retorno para remuneración con la Metodología de Ingreso Regulado y otra para remuneración con la Metodología de Precio Máximo.
- **Transporte de gas:** Actividades ejecutadas por los transportadores desde un punto de entrada hasta un punto de salida del sistema nacional de transporte y que reúnen las siguientes condiciones: i) capacidad de decisión sobre el libre acceso a un sistema de transporte, siempre y cuando dicho acceso sea técnicamente posible; y ii) que realice la venta del servicio de transporte a cualquier agente mediante contratos de transporte.
- **Transmisión:** Transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.
- **Usuarios conectados:** Usuarios que adquirieron los derechos de conexión frente al distribuidor de gas.
- **Usuarios potenciales:** Usuarios que reporta el Ministerio de Minas y Energía con base en el catastro del municipio o la localidad, en algunos casos no corresponde a fuente oficial. De igual manera, en el reporte se ajusto la información publicada por Minminas, teniendo en cuenta que los usuarios potenciales deben ser iguales o superiores a los usuarios anillados y conectados.
- **Usuarios Regulados:** Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas.
- **Usuarios No Regulados:** Para todos los efectos regulatorios, es una persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a un valor en MW o a un consumo mensual mínimo de energía en MWh, definidos por la Comisión, por instalación legalizada, a partir de la cual no utiliza redes públicas de transporte de energía eléctrica y la utiliza en un mismo predio o en predios contiguos. Sus compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor.

Anexo III. Siglas

- **ANH:** Agencia Nacional de Hidrocarburos
- **ANLA:** Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
- **AOM:** Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento
- **BI:** Barril
- **Btu:** British thermal unit
- **CNE:** Comisión Nacional de Energía
- **CNO:** Consejo Nacional de Operación
- **COP MM\$:** Millones de pesos colombianos
- **CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas
- **DANE:** Departamento Administrativo Nacional de Estadística
- **Dt:** Cargo de distribución
- **Ecogas:** Empresa Colombiana de Gas
- **Ecopetrol:** Empresa Colombiana de Petróleos
- **EDS:** Estaciones de servicio
- **EEB:** Empresa de Energía de Bogotá
- **EIA:** Energy Information Administration (USA)
- **EPM:** Empresas Publicas de Medellín
- **ESP:** Empresa de Servicios Públicos
- **Gbtud:** Giga british thermal unit per day
- **GLP:** Gas Licuado de Petróleo
- **GNC:** Gas Natural Comprimido
- **GN:** Gas Natural
- **GPC:** Giga pie cubico
- **GNL:** Gas Natural Licuado (Liquid Natural Gas)
- **GNV o GNCV:** Gas Natural Vehicular
- **GPCD:** Giga pie cubico diario
- **GWh:** Gigawatts hora
- **IPC:** Índice de Precios al Consumidor
- **IPP:** Índice de Precios al Productor
- **ISA:** Interconexión Eléctrica SA
- **Kboe/d:** Miles de barriles equivalentes por día
- **Km:** Kilómetro/kilómetros
- **KPC:** Mil pies cúbicos
- **kV:** Kilovoltios
- **kWh:** Kilovatios hora
- **M2:** Metros cuadrados
- **M3:** Metros cúbicos
- **MBTU:** Millones de unidades térmicas británicas
- **Mboe/d:** Millones de barriles equivalentes de petróleo
- **Mm3:** Millón de metros cúbicos
- **Mm3/d:** Millones de metros cúbicos por día
- **MPCD:** Millones de pies cúbicos diarios
- **MWh:** Megavatios hora
- **MW:** Megavatios
- **OEF:** Obligaciones de Energía Firme
- **Osinergmin:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería de Perú
- **OR:** Operador de Red
- **Pcd:** Pie cubico día
- **PIB:** Producto Interno Bruto
- **PPI:** Producer Price Index
- **R/P:** Relación reservas/producción
- **SDL:** Sistema de Distribución Local
- **SIN:** Sistema Interconectado Nacional
- **SNT:** Sistema Nacional de Transporte
- **SRT:** Sistema Regional de Transporte
- **SSPD:** Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
- **STN:** Sistema de Transmisión Nacional (Energía Eléctrica)
- **TACC (CAGR):** Tasa de Crecimiento Anual Compuesto
- **TGI:** Transportadora de Gas Internacional
- **Tpc:** Tera pies cúbicos
- **UPME:** Unidad de Planeación Minero Energética
- **USD MM\$:** Millones de dólares
- **WACC:** Weighted Average Cost of Capital
- **WTI:** West Texas Intermediate

Contáctenos

Gerencia de Inversiones

Alejandro Pieschacon
Director de Inversiones
alejandro.pieschacon@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22724

Mesa Institucional Acciones

Alejandro Forero
Head de acciones Institucional
alejandfo.forero@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22843

Distribución

Ricardo Herrera
Vicepresidente Comercial
ricardo.herrera@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 2226

Análisis y Estrategia

Juan David Ballén
Director de Investigaciones
juan.ballen@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22622

Juan Pablo Serrano
Trader de acciones Institucional
juan.serrano@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22630

Guillermo A. Magdalena Buitrago
Gerente Comercial Cali
gmagdalena@casadebolsa.com.co
Tel: (572) 898 06 00 Ext. 3881

Angela Pinzón
Analista de Renta Fija
angela.pinzon@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22814

Mesa Institucional Renta Fija

Juan Pablo Vélez
Gerente Comercial Medellín
jvelez@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22861

Diego Velásquez
Analista de Renta Fija
diego.velasquez@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22710

Enrique Fernando Cobos
Gerente Mesa Institucional
enrique.cobos@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22717

John Alexander Jiménez
Gerente Comercial Bogotá
jjimenez@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22721

Omar Suarez
Gerente de Renta Variable
omar.suarez@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22619

Ivette Cepeda
Gerente Comercial
i.cepeda@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 23624

Roberto Carlos Paniagua
Analista de Renta Variable
roberto.paniagua@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22703

Adda Padilla
Gerente Comercial
adda.padilla@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22607

Raúl Moreno
Analista de Renta Variable
raul.moreno@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22602

Investigaciones económicas Corficolombiana (Renta Variable)

Andrés Duarte Pérez
Director de Renta Variable
andres.duarte@Corficolombiana.com
Tel: (571) 286 33 00 Ext. 6163

Luis Miguel Alcega Spadei
Analista de Renta Variable
luis.alcega@corficolombiana.com
Tel: (571) 286 33 00 Ext. 6194

Daniel Felipe Duarte Fandiño
Analista de Renta Variable
daniel.duarte@corficolombiana.com
Tel: (571) 286 33 00 Ext. 6193

ADVERTENCIA

El presente informe fue elaborado por el área de Investigaciones Económicas de Corficolombiana S.A. ("Corficolombiana") y el área de Análisis y Estrategia de Casa de Bolsa S.A. Comisionista de Bolsa ("Casa de Bolsa").

Este informe y todo el material que incluye, no fue preparado para una presentación o publicación a terceros, ni para cumplir requerimiento legal alguno, incluyendo las disposiciones del mercado de valores.

La información contenida en este informe está dirigida únicamente al destinatario de la misma y es para su uso exclusivo. Si el lector de este mensaje no es el destinatario del mismo, se le notifica que cualquier copia o distribución que se haga de éste se encuentra totalmente prohibida. Si usted ha recibido esta comunicación por error, por favor notifique inmediatamente al remitente.

La información contenida en el presente documento es informativa e ilustrativa. Corficolombiana y Casa de Bolsa no son proveedores oficiales de precios y no extienden ninguna garantía explícita o implícita con respecto a la exactitud, calidad, confiabilidad, veracidad, integridad de la información presentada, de modo que Corficolombiana y Casa de Bolsa no asumen responsabilidad alguna por los eventuales errores contenidos en ella. Las estimaciones y cálculos son meramente indicativos y están basados en asunciones, o en condiciones del mercado, que pueden variar sin aviso previo.

LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE DOCUMENTO FUE PREPARADA SIN CONSIDERAR LOS OBJETIVOS DE LOS INVERSIONISTAS, SU SITUACIÓN FINANCIERA O NECESIDADES INDIVIDUALES, POR CONSIGUIENTE, NINGUNA PARTE DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE DOCUMENTO PUEDE SER CONSIDERADA COMO UNA ASESORÍA, RECOMENDACIÓN U OPINIÓN ACERCA DE INVERSIONES, LA COMPRA O VENTA DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS O LA CONFIRMACIÓN PARA CUALQUIER TRANSACCIÓN. LA REFERENCIA A UN DETERMINADO VALOR NO CONSTITUYE CERTIFICACIÓN SOBRE SU BONDAD O SOLVENCIA DEL EMISOR, NI GARANTÍA DE SU RENTABILIDAD. POR LO ANTERIOR, LA DECISIÓN DE INVERTIR EN LOS ACTIVOS O ESTRATEGIAS AQUÍ SEÑALADOS CONSTITUIRÁ UNA DECISIÓN INDEPENDIENTE DE LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS, BASADA EN SUS PROPIOS ANÁLISIS, INVESTIGACIONES, EXÁMENES, INSPECCIONES, ESTUDIOS Y EVALUACIONES.

El presente informe no representa una oferta ni solicitud de compra o venta de ningún valor y/o instrumento financiero y tampoco es un compromiso por parte de Corficolombiana y/o Casa de Bolsa de entrar en cualquier tipo de transacción.

Corficolombiana y Casa de Bolsa no asumen responsabilidad alguna frente a terceros por los perjuicios originados en la difusión o el uso de la información contenida en el presente documento.

Certificación del analista

EL(LOS) ANALISTA(S) QUE PARTICIPÓ(ARON) EN LA ELABORACIÓN DE ESTE INFORME CERTIFICA(N) QUE LAS OPINIONES EXPRESADAS REFLEJAN SU OPINIÓN PERSONAL Y SE HACEN CON BASE EN UN ANÁLISIS TÉCNICO Y FUNDAMENTAL DE LA INFORMACIÓN RECOPIADA, Y SE ENCUENTRA(N) LIBRE DE INFLUENCIAS EXTERNAS. EL(LOS) ANALISTA(S) TAMBIÉN CERTIFICA(N) QUE NINGUNA PARTE DE SU COMPENSACIÓN ES, HA SIDO O SERÁ DIRECTA O INDIRECTAMENTE RELACIONADA CON UNA RECOMENDACIÓN U OPINIÓN ESPECÍFICA PRESENTADA EN ESTE INFORME.

Información de interés

Algún o algunos miembros del equipo que participó en la realización de este informe posee(n) inversiones en alguno de los emisores sobre los que está efectuando el análisis presentado en este informe, en consecuencia, el posible conflicto de interés que podría presentarse se administrará conforme las disposiciones contenidas en el Código de Ética aplicable.

CORFICOLOMBIANA Y CASA DE BOLSA O ALGUNA DE SUS FILIALES HA TENIDO, TIENE O POSIBLEMENTE TENDRÁ INVERSIONES EN ACTIVOS EMITIDOS POR ALGUNO DE LOS EMISORES MENCIONADOS EN ESTE INFORME, SU MATRIZ O SUS FILIALES, DE IGUAL FORMA, ES POSIBLE QUE SUS FUNCIONARIOS HAYAN PARTICIPADO, PARTICIPEN O PARTICIPARÁN EN LA JUNTA DIRECTIVA DE TALES EMISORES.

Las acciones de Corficolombiana se encuentran inscritas en el RNVE y cotizan en la Bolsa de Valores de Colombia, por lo tanto algunos de los emisores a los que se hace referencia en este informe han, son o podrían ser accionistas de Corficolombiana.

Corficolombiana hace parte del programa de creadores de mercado del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, razón por la cual mantiene inversiones en títulos de deuda pública, de igual forma, Casa de Bolsa mantiene este tipo de inversiones dentro de su portafolio.

ALGUNO DE LOS EMISORES MENCIONADOS EN ESTE INFORME, SU MATRIZ O ALGUNA DE SUS FILIALES HAN SIDO, SON O POSIBLEMENTE SERÁN CLIENTES DE CORFICOLOMBIANA, CASA DE BOLSA, O ALGUNA DE SUS FILIALES.

Corficolombiana y Casa de Bolsa son empresas controladas directa o indirectamente por Grupo Aval Acciones y Valores S.A.

Corficolombiana y Casa de Bolsa son empresas controladas directa o indirectamente por Grupo Aval Acciones y Valores S.A.