



# Informe de Resultados 1Q21



Grupo Energía Bogotá

# Destacados

# 1Q21

## Cifras GEB 12M y 1Q

(COP bn)

### Ingresos



### EBITDA



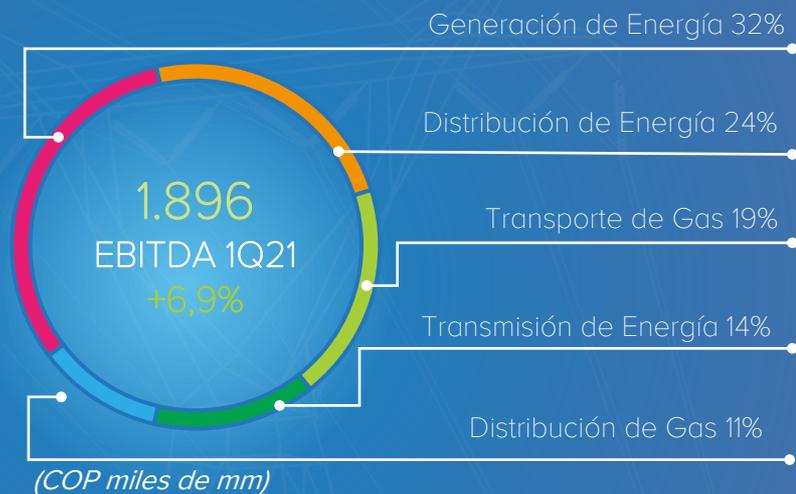
### Utilidad Neta Controlada



AAA / BBB, Baa2  
Calificación GEB Nal / Intl.

## GEB

- La Asamblea General de Accionistas aprobó reformas estatutarias cambiando:
  - ✓ El número mínimo de miembros independientes a 5/9.
  - ✓ Inclusión requisito de contar con al menos tres mujeres con aplicación inmediata.
  - ✓ Incorporación de medidas para transición escalonada de los miembros de Junta.
- Aportamos COP 5.132 mm al Distrito para apoyar la estrategia de detección, aislamiento y reporte por contagios Covid-19.
- Entregamos COP 2.500 mm en implementos médicos para los colaboradores del sector público de salud en Bogotá.
- Logramos la posición No. 15 entre las mejores empresas para trabajar en el País (Great Place To Work).



Ingresos Operacional EBITDA Utilidad Neta Controlada Capex y Adquisiciones

1.234	403	1.896	502	USD 63 mm	1Q21
-6,7% YoY	-6,0% YoY	6,9% YoY	-21,3% YoY	-83,8%	

## TGI

- Iniciamos nuestra estrategia de incentivos a la demanda (casos industriales de cogeneración/sustitución).
- Se completó la debida diligencia de la Regasificadora del Pacífico.
- Culminamos el último hito del Proyecto Cusiana Fase IV con la puesta en operación del Loop Porvenir-Miraflores
- Obtuvimos el mejor puntaje de las empresas del Grupo en la medición de Great Place To Work.
- Iniciamos el proyecto de regasificación rural en los municipios de Jesús María, Florián y Miraflores.

## Cálida

- Seguimos avanzando en el número de conexiones de gas natural en Perú (1,1 mm).
- Llegamos a más de 12,500 km de redes.
- Obtuvimos por segundo año consecutivo la certificación de Cero Corrupción otorgada por "Empresarios por la Integridad".
- Incrementamos a 21% la participación femenina en nuestro directorio.

## Mensaje del presidente

En el Grupo Energía Bogotá estamos dispuestos a seguir aportando al desarrollo y progreso de Colombia, como lo hemos hecho en 125 años de historia, más ahora cuando las circunstancias nos convocan a estar más unidos, a respaldar la institucionalidad y a trabajar por un futuro mejor.

Por supuesto, no somos ajenos a la coyuntura y también afrontamos grandes desafíos en este primer trimestre del año. Los ingresos consolidados disminuyeron debido principalmente al impacto anunciado desde hace varios trimestres de los vencimientos contractuales del tramo Ballena-Barranca en TGI y algunas afectaciones que continúan por efecto de la COVID-19. Sin embargo, el Ebitda consolidado ajustado registró un comportamiento positivo con un crecimiento del 6,9%, al pasar de \$1,77 billones a \$1,90 billones, impulsado por el decreto de dividendos de Emgesa y Codensa del 90% sobre sus resultados de 2020 (vs 70% en años anteriores), así como una fuerte disciplina en costos y gastos a lo largo de todas las compañías del Grupo. Aunque la utilidad neta disminuyó, esto fue como consecuencia de efectos cambiarios que no tienen impacto en la generación de caja.

Para el Grupo, el primer valor corporativo es 'Primero la vida'. Por eso, la atención de la emergencia provocada por la pandemia nos motivó a aportar \$5.157 millones para ayudar a miles de hogares que se han visto afectados en sus ingresos y entregar \$2.500 millones en implementos médicos para el sector salud de Bogotá.

Igualmente, nuestra filial Cálidda, en Perú, se unió al programa Ollas Solidarias junto a Un Techo Para Mí País y la Municipalidad de Lima, para contribuir en la lucha contra la emergencia alimentaria generada por la COVID-19. Gracias a esta iniciativa más 108.000 de raciones de comida fueron distribuidas, beneficiando a 1.500 personas en situación de necesidad.

En el primer trimestre de 2021 logramos importantes avances en prácticas Ambientales, Sociales y de Gobernanza (ASG) para seguir fortaleciendo el Gobierno Corporativo y nuestra política de sostenibilidad. Entre los hechos más destacados se encuentra la aprobación por parte de la Junta Directiva del nuevo Modelo de Gobierno Corporativo, que tiene como objetivo actualizar el esquema de gobernanza del Grupo Empresarial.

Así mismo, la Asamblea General de Accionistas realizada el 29 de marzo, aprobó una reforma a los Estatutos Sociales, al Reglamento de la Asamblea y a la Política de Nominación, Sucesión y Remuneración de la Junta Directiva e incrementó el número mínimo de miembros independientes en la Junta Directiva de cuatro a cinco, fortaleciéndose a su vez los criterios de independencia.

Además, se incluyó por primera vez en los estatutos sociales, el requisito de contar con la participación de por lo menos tres mujeres en la Junta Directiva, con aplicación inmediata. Este requisito se cumple actualmente con la participación de las doctoras María Mercedes Cuéllar, María Lorena Gutiérrez y Martha Veleño. De esta manera, en el Grupo reiteramos nuestro compromiso en materia de diversidad e inclusión, tema que está siendo impulsado por Mónica Contreras, presidente de TGI.

Otro hecho sobresaliente fue el hito logrado en Trecsa, en Guatemala, con la decisión del Ministerio de Energía y Minas de ese país, que aprobó una prórroga por 38 meses para terminar el PET, el proyecto de transmisión energética más importante de Centroamérica y que permitirá aportar a la confiabilidad del servicio de energía eléctrica y mejorar la vida de los guatemaltecos. Realizaremos todos los esfuerzos técnicos y financieros para completar las obras en el cronograma establecido que tienen actualmente un avance del 87,9%.

En ambiente laboral fuimos reconocidos por la firma Great Place To Work, posicionándonos como una de las mejores empresas para trabajar en Colombia. La compañía alcanzó el puesto 15 en este escalafón.

Seguiremos trabajando con un impulso renovado en los próximos meses para generar valor a nuestros accionistas y llevar progreso y bienestar a las comunidades, en línea con nuestro propósito superior de “Mejorar vidas con energía sostenible y competitiva”. Lo lograremos en un sector como el energético, vital para el bienestar de las personas y para el crecimiento de los países. La energía jugará un rol fundamental en momentos en que la transición energética se está acelerando ante los impactos del cambio climático, la urgencia de detener el calentamiento global, impulsar la descarbonización y la digitalización.

En este escenario hay que incentivar al gas natural como energético de transición y de alta competitividad, razón por la cual su mayor uso en el transporte debe estar en el centro del debate nacional. Pero también es fundamental lograr mayor coordinación de todas las entidades del sector para avanzar en los proyectos de infraestructura de transmisión eléctrica, que permitirán evacuar las energías renovables que se producirán en el norte de Colombia hacia los centros de consumo.

La posibilidad de desarrollar las energías renovables no convencionales es inmensa si se logra una mayor presencia del Estado y un diálogo más fluido y transparente con las comunidades. El desarrollo de esta energía traerá enormes beneficios sociales y económicos para La Guajira y los demás departamentos de la Costa Caribe. Pero para que esto sea una realidad se necesita acelerar la construcción de los proyectos o Colombia quedaría rezagado en este proceso de transición energética.

Debemos entender que el sector energético es el presente y futuro para el progreso del país y debe posicionarse como un sector ganador y de vanguardia.

Los invito a conocer más información de los resultados de la gestión de la compañía en el primer trimestre del año.

**Juan Ricardo Ortega**  
Presidente Grupo Energía Bogotá

## Resultados Financieros

Este informe presenta las variaciones correspondientes bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), de los estados financieros comparativos del 1Q20 y del 1Q21 (3 meses).

### Ingresos actividades operacionales

Tabla N°1 – Ingresos operacionales por línea de negocio

(COP mm)	1Q20	1Q21	Var	
			\$	%
Distribución Gas Natural	633.153	626.061	-7.092	- 1,1
Transporte Gas Natural	427.062	343.344	-83.718	- 19,6
Transmisión Electricidad	161.249	164.134	2.885	1,8
Distribución Electricidad	100.328	100.201	-127	- 0,1
<b>Total</b>	<b>1.321.792</b>	<b>1.233.740</b>	<b>-88.052</b>	<b>- 6,7</b>

Los ingresos del 1Q21 alcanzaron COP 1,2 bn, una disminución de 6,7% frente al 1Q20, como consecuencia del menor resultado en Transporte de Gas Natural. El comportamiento en cada una de las líneas de negocio se explica a continuación:

Distribución de gas natural: -1,1%; -COP 7.092 mm

- Cálida (-1,4%; -USD 2,3 mm):
  - Reducción en ingresos Pass through – gas, transporte y ampliación de la red (-USD 5,2 mm) por la contracción de la demanda de clientes como consecuencia del impacto generado por la COVID-19.
  - Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por un incremento en los ingresos por distribución de gas natural (+USD 2,3 mm) y crecimiento en otros ingresos (+USD 0,6 mm), principalmente en derechos de conexión y reubicaciones.
- El efecto cambiario de la conversión a pesos contribuyó positivamente, reduciendo la variación negativa real de los ingresos en cerca de 18,7%.

Transporte de gas natural: -19,6%; -COP 83.718 mm

- TGI (-20,0%; -USD 24,1 mm): por menor capacidad contratada del tramo Ballena-Barranca, luego de los vencimientos en Dic-20 de 205 Mpcd de capacidad que se tenía contratada desde 2012. El comportamiento en el 1Q21 por tipo de cargo fue el siguiente:
  - Los ingresos por capacidad correspondientes a cargos fijos en USD y AO&M (85,2% de los ingresos totales) disminuyeron USD 30,1 mm (-26,8%) entre el 1Q20 (USD 112,5 mm) y el 1Q21 (USD 82,3 mm), explicado por:
    - Los cargos fijos por capacidad descendieron a USD 58,3 mm, una variación de -USD 19 mm (-24,6%), principalmente por: i) vencimiento contractual del Ballena Barranca (-USD 14,8 mm); y ii) modificación de contratos que tenían pareja de cargos 100%-0% por contratos con pareja de cargos 80%-20% (-USD 5,8 mm), lo que hace que el componente en firme sea menor y el componente variable sea mayor (razón por la cual en 1Q21 los cargos fijos representan un menor porcentaje del total de ingresos).
    - Los cargos fijos por AO&M, que se remuneran en COP, descendieron a COP 85.626 mm, un decrecimiento de COP 38.778 mm (-31,2%), explicado por los vencimientos contractuales. Expresados en USD disminuyeron a USD 24,1 mm, una variación de -USD 11,1 mm (-31,5%), de los cuales -USD 10,5 mm son explicados por los vencimientos Ballena-Barranca.
  - Los cargos variables (13,2% de los ingresos totales) ascendieron a USD 12,8 mm, una variación de USD 6,2 mm (+93,8%), por la modificación de contratos que tenían pareja de

cargos 100%-0% por contratos con pareja de cargos 80%-20% y los desvíos asociados, contrarrestado parcialmente por un menor volumen transportado durante el trimestre.

- Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios (1,6% de los ingresos totales) fueron de USD 1,5 mm en 1Q21 (-11,5%), disminución explicada principalmente por menores ingresos por otros servicios no gravados – pérdidas de gas (-USD 142 mil) y servicios de parqueo (-USD 105 mil).
- El efecto cambiario de la conversión a pesos contribuyó positivamente, reduciendo la variación negativa real de los ingresos en cerca de 1,9%.

Transmisión electricidad: +1,8%; +COP 2.885 mm

- Los ingresos de esta línea de negocio crecieron a través de la Sucursal de Transmisión, principalmente por:
  - Activos de convocatoria y contratos privados (+2,4%; +COP 2.380 mm):
    - Contrato privado de conexión en La Loma Municipio el Paso: Genera ingresos desde el 2Q20 y representó COP 1.293 mm en los ingresos 1Q21.
    - El crecimiento de los ingresos por activos de convocatoria en 1,0% (COP 1.013 mm) de los cuales el 96% se encuentran denominados en USD.
  - Activos de uso (+3,3%; +1.308 mm):
    - Por la indexación natural de los activos de uso a indicadores económicos, en este caso al IPP de oferta interna (Índice de Precios al Productor), cuyo promedio pasó de 122,7 en el 1Q20 a 128,7 en el 1Q21.
  - Por contribuciones (gravamen que se registra tanto en el ingreso como en el costo) se contabilizaron COP 20.046 mm en el 1Q21, -COP 800 mm respecto al 1Q20.
- Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por menores resultados en las filiales en Guatemala que presentan una disminución de 5,5% frente al 1Q20.

Distribución de electricidad: -0,1%; -COP 127 mm

- Los ingresos del Grupo Dunas en PEN (moneda funcional) crecieron 6,8% comparado con el 1Q20 principalmente por los mayores ingresos por venta de energía a clientes regulados.
- El efecto negativo de la conversión a pesos, por la disminución de la tasa de cambio promedio COP/PEN en cerca de 7%, explica la disminución en pesos.

## Costos actividades operacionales

Tabla N°2 – Costos operacionales por línea de negocio

(COP mm)	1Q20	1Q21	Var	
			\$	%
Distribución Gas Natural	455.094	439.878	-15.216	- 3,3
Transporte Gas Natural	144.673	123.015	-21.658	-15,0
Transmisión Electricidad	51.649	52.167	518	1,0
Distribución Electricidad	60.628	59.191	-1.437	- 2,4
<b>Total</b>	<b>712.044</b>	<b>674.251</b>	<b>-37.793</b>	<b>- 5,3</b>

Los costos de las actividades operacionales pasaron de COP 712.044 mm en 1Q20 a COP 674.251 mm en 1Q21, una disminución del 5,3% (-COP 37.793 mm). El comportamiento de cada una de las líneas de negocio fue el siguiente:

Distribución de gas natural: -3,3%; -COP 15.216 mm

- Cálidda (-4,3%; -USD 4.5 mm):

- Reducción de los costos *Pass through* – gas, transporte y ampliación de la red – (-USD 5,2 mm), por menores volúmenes consumidos.
- Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por mayores costos por instalaciones internas y otros servicios (+USD 0.7 mm).
- Efecto cambiario de la conversión a pesos, fue negativo disminuyendo la variación real de los costos en aproximadamente 22,2%.

Transporte de gas natural: -15,0%; -COP 21.658 mm

- TGI (-14,9%; -USD 6,0 mm): principalmente por menores costos de mantenimiento, impuestos y otros costos.
  - Mantenimiento (-74,1%; - USD 4,1 mm): explicado principalmente por un efecto base de mayores costos en 1Q20 de: i) -USD 1,3 mm de costos asociados a la Integridad de Gasoductos (servicios de inspección, diagnóstico y evaluación de los sistemas de protección catódica de los gasoductos pertenecientes a TGI), relacionados a la ejecución del plan de integridad mecánica de la infraestructura de la compañía; ii) - USD 1,4 mm en mantenimiento de derechos de vía; y iii) -USD 1,2 mm asociado a la reparación y cambio de revestimiento, suministro e instalación de cintas de refuerzo mecánico y reparaciones de revestimiento para restablecimiento de la integridad mecánica, con base en el plan de manejo de integridad de la infraestructura de TGI.
  - Otros costos (-13,8%; -USD 1,0 mm): i) -USD 632 mil asociado a mayores costos ejecutados en 1Q20 principalmente de gas combustible y mayor valor reconocido por la provisión de costos de gas de OBA's; y ii) - USD 361 mil, asociado a mayores costos ejecutados en 1Q20 relacionado al soporte y mantenimiento de licencias requeridas para el funcionamiento de la operación, adquisición de licencias para módulos adicionales, servicios de enlaces de comunicación y servicios técnicos especiales para la generación de indicadores de gestión.
  - Impuestos, tasas y contribuciones (-51,4%; -USD 419 mil): por menor ejecución en -USD 378 mil de conversiones de vehículos a Gas Natural Vehicular y otros rubros menores producto de la contribución de solidaridad.

Transmisión de electricidad: +1,0%; +COP 518 mm

- Los costos en la Sucursal de Transmisión incrementaron 3,2% en el 1Q21 (+COP 1.301 mm) por el aumento en depreciaciones (+COP 1.307 mm) en línea con la entrada en operación de proyectos.
- Lo anterior fue contrarrestado por la disminución en los costos en USD en las filiales en Guatemala en aproximadamente 4,6% (-USD 143 mil).

Distribución de electricidad: -2,4%; -COP 1.437 mm

- Grupo Dunas: Explicado por la disminución de costos de compras de energía en ElectroDunas y el efecto negativo de la conversión a pesos.

## Utilidad bruta

Como consecuencia de lo anterior, el resultado bruto se redujo en 8,2%, pasando de COP 609.748 mm en 1Q20 a COP 559.489 mm en 1Q21, y cerró con un margen de 45,3% (vs. 46,1% en 1Q20).

## Gastos administrativos

Tabla N°3 – Gastos administrativos por línea de negocio

(COP mm)	1Q20	1Q21	Var	
			\$	%
Distribución Gas Natural	90.819	86.905	-3.914	- 4,3
Transporte Gas Natural	23.119	32.075	8.956	38,7
Transmisión Electricidad	79.359	42.966	-36.393	- 45,9
Distribución Electricidad	17.392	14.983	-2.409	- 13,9
Otros	194	0	-194	- 100,0
<b>Total</b>	<b>210.882</b>	<b>176.928</b>	<b>-33.954</b>	<b>- 16,1</b>

Pasaron de COP 210.882 mm en 1Q20 a COP 176.928 mm en 1Q21, una disminución de 16,1% (-COP 33.954 mm), principalmente por el comportamiento de los gastos en la línea de transmisión de energía en Colombia con una reducción del 45,9% explicado principalmente por menor impuesto causado de Industria y Comercio (-COP 16.868 mm) porque el mismo pasó a contabilizarse sobre los dividendos efectivamente recibidos y no sobre el valor decretado, menor impuesto bancario generado por la compra de Argo registrada en el 1Q20 (-COP 4.472 mm) y disminución en gastos por honorarios, servicios y publicidad producto de la menor ejecución por la Covid-19, e iniciativas de ahorro.

De igual manera, las demás líneas de negocio presentaron una reducción en sus gastos administrativos en comparación con el 1Q20, exceptuando Transporte de Gas Natural, donde en TGI crecen al 32% en USD (+USD 2,0 mm) por mayor gasto en servicios de personal asociados a una reclasificación desde costos de personal por estandarización de la información con el Grupo Energía Bogotá, por lo cual se ve compensado con un menor valor en el costo de operaciones.

## Otros ingresos (gastos) netos

El saldo neto de esta cuenta es un ingreso por COP 20.793 mm, evidenciándose una disminución del 30,9% (-COP 9.318 mm) frente al 1Q20 (COP 30.111 mm), como resultado de mayor gasto por Donaciones realizadas por GEB para atender la emergencia por Covid-19 (+COP 5.157 mm), disminución de otros ingresos principalmente en TGI por menores recuperaciones de provisiones asociados a gastos laborales (- USD 1,3 mm) y Contugas por un reembolso de seguros registrado en el 1Q20 por USD 399 mil.

## Resultado de las actividades operacionales

El menor resultado bruto junto con la disminución mencionada a nivel de otros ingresos neto y la compensación de la reducción en gastos administrativos, ubicaron el resultado operacional del 1Q21 en COP 403.354 mm frente a COP 428.977 mm en 1Q20, una disminución del 6,0% y margen operacional del 32,7% (vs 32,5% en 1Q20).

## EBITDA consolidado ajustado

El EBITDA consolidado ajustado pasó de COP 1.773.040 mm en 1Q20 a COP 1.895.788 mm en 1Q21, un crecimiento del 6,9%, sobre el cual se resalta lo siguiente:

- El 31% del EBITDA fue generado por las empresas controladas y el 69% restantes por las no controladas, teniendo en cuenta que en el 1Q se decretan la mayoría de los dividendos.
- La distribución de dividendos de Emgesa y Codensa sobre las utilidades del 2020 fue de 90% (vs 70% en años anteriores), generando así 31,8% y 20,9% del EBITDA Consolidado, respectivamente.

- Los dividendos de REP y CTM decrecen 24,2% (- COP 50.696 mm) en línea con la disminución del 24,3% de la utilidad de ISA REP que pasó de USD 57.454 mil en el 2019 a USD 46.208 mil en el 2020, debido a que en 2019 se registraron ingresos extraordinarios no recurrentes.
- Con relación a la porción del EBITDA controlado, TGI aporta el 48,0%, seguido por Cálidda con 21,6% y Grupo Dunas representa el 7,7%.

**Tabla N°4 – EBITDA consolidado por compañía**

(COP mm)	1Q20	1Q21	Var	
			\$	%
TGI	357.012	284.379	- 72.632	- 20,3
Cálidda	135.259	128.181	- 7.079	- 5,2
GEB	86.310	84.325	- 1.985	- 2,3
Dunas	45.323	45.596	274	0,6
Contugas	19.398	21.080	1.681	8,7
Trecsa & EEBIS	16.128	15.426	- 702	- 4,4
Gebbras	10.320	13.091	2.771	26,9
Otros	121	508	387	318,7
<b>Total controladas</b>	<b>669.871</b>	<b>592.586</b>	<b>- 77.285</b>	<b>- 11,5</b>
Emgesa	453.384	603.425	150.040	33,1
Codensa	301.983	396.585	94.602	31,3
REP & CTM	209.752	159.056	- 50.696	- 24,2
Promigas	67.092	79.887	12.796	19,1
Vanti	61.834	60.341	- 1.493	- 2,4
EMSA	9.124	3.908	- 5.216	- 57,2
<b>Total Asociadas</b>	<b>1.103.169</b>	<b>1.303.202</b>	<b>200.033</b>	<b>18,1</b>
<b>Total EBITDA</b>	<b>1.773.040</b>	<b>1.895.788</b>	<b>122.749</b>	<b>6,9</b>

## Ingresos Financieros

Los ingresos financieros pasaron de COP 30.817 mm en 1Q20 a COP 16.832 mm en 1Q21, una variación de -45,4% (-COP 13.985 mm), por menores ingresos por valoración de operaciones de cobertura en Cálidda principalmente por efecto de un cambio contable aplicado desde el 2Q20, a partir del cual los ingresos en operaciones de cobertura de esta filial se empiezan a registrar en la consolidación de forma neta.

## Gastos Financieros

Los gastos financieros se redujeron 5,3% (-COP 8.638 mm), pasando de COP 164.096 mm en 1Q20 a COP 155.458 mm en 1Q21, como resultado de las operaciones de cobertura de tasa de interés realizadas sobre USD 500 mm del crédito sindicado en May-20, y el efecto de los menores niveles de los índices de referencia sobre la porción de la deuda a tasa variable.

## Diferencia en Cambio

La diferencia en cambio pasó de un gasto de COP 112.290 mm en 1Q20 a uno de COP 170.244 mm 1Q21, un crecimiento de COP 57.954 mm, principalmente por el efecto de la variación de la tasa de cambio durante el trimestre generando un menor ingreso por diferencia en cambio en TGI (COP 61.722 mm), EEB Gas (COP 22.803 mm) y GEB (COP 4.267 mm), lo cual fue contrarrestado por el efecto de la variación del Real en Gebbras donde el gasto por diferencia en cambio fue menor (-COP 31.018 mm).

## Método de Participación

El método de participación del 1Q21 incrementó COP 79.080 mm (+20,1%) frente al 1Q20, al pasar de COP 393.127 mm a COP 472.207 mm, principalmente por el aporte de Argo (+COP 34.295 mm), el cual se reconoce desde Abr-20, y el buen desempeño de Codensa y Emgesa, las cuales representan un incremento de +COP 19.542 mm y +COP 16.453 mm, respectivamente.

**Tabla N°5 – Método de participación**

(COP mm)	1Q20	1Q21	Var	
			\$	%
Emgesa	190.597	207.050	16.453	8,6
Codensa	102.466	122.008	19.542	19,1
Argo	-	34.295	34.295	1,0
Promigas	40.626	41.268	642	1,6
CTM	19.108	22.235	3.127	16,4
REP	16.563	18.933	2.370	14,3
Vanti	15.403	19.378	3.975	25,8
Gebbras	6.020	4.973	- 1.047	-17,4
EMSA	2.344	2.068	- 276	-11,8
<b>Total</b>	<b>393.127</b>	<b>472.207</b>	<b>79.080</b>	<b>20,1</b>

## Impuestos

El impuesto corriente, pasó de un gasto de COP 100.401 mm en 1Q20 a uno de COP 88.470 mm en 1Q21, una disminución del 11,9% principalmente por el comportamiento de los ingresos de TGI que representan una disminución en el impuesto de renta por COP 25.141 mm, compensado principalmente por el incremento en GEB individual (+COP 10.471 mm).

El impuesto diferido pasó de un ingreso de COP 189.296 mm en 1Q20 a uno de COP 51.440 mm en 1Q21, una disminución de COP 137.856 mm, principalmente en GEB por la posición pasiva en moneda extranjera y el efecto del diferencial entre las tasas fiscales y la tasa de cambio del período.

## Utilidad neta

La utilidad neta consolidada del 1Q21 fue COP 529.661 mm, lo que corresponde a una disminución de 20,4% frente al mismo periodo de 2020 (COP 665.430 mm). La participación controlada se ubicó en COP 502.136 mm (-21,3%) y la no controlada en COP 27.525 mm (+0,9%).

## Perfil de deuda

**Tabla N°6 – Clasificación de la deuda y ratios**

(COP mm)	Mar-20	Mar-21	Var	
			\$	%
EBITDA UDM	3.489.560	3.784.766	295.207	8,5
Deuda total neta	13.085.449	11.977.223	-1.108.225	- 8,5
Deuda total bruta	14.146.359	13.826.700	-319.660	- 2,3
Gastos financieros neto UDM	488.843	592.104	103.261	21,1
Deuda total neta / EBITDA	3,7x	3,2x	-0,6x	
EBITDA / Gastos financieros neto	7,1x	6,4x	-0,7x	

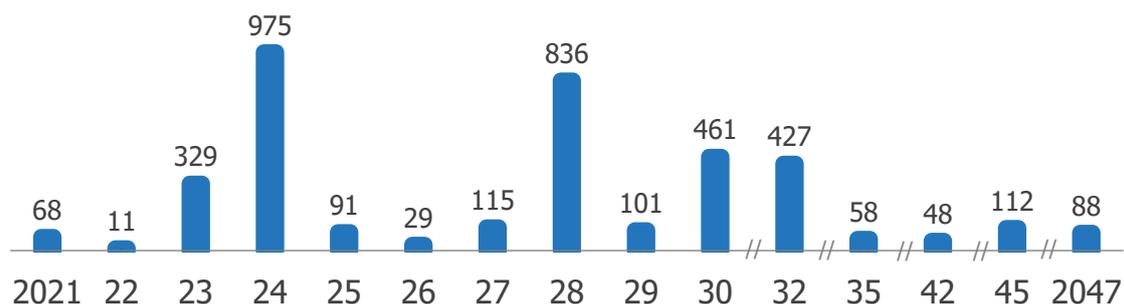
*Los saldos de la deuda incluyen el costo amortizado y difieren de los saldos nominales*

- Respecto al comportamiento del endeudamiento en cada una de las empresas que consolidan se destaca lo siguiente:

- Cálidda:
  - Entre Ene y Mar-21 se desembolsaron los USD 10 mm restantes del crédito aprobado con el IDB Invest totalizando USD 100 mm, con vencimiento en 2028 (Libor 6M + 2,10 hasta 2024 y en adelante Libor 6M + 2,35%), para financiar la expansión del sistema de distribución. El riesgo de tasa de este préstamo está cubierto a través de un Swap de tasa de interés.
  - Mantenimiento general de créditos de corto plazo para capital de trabajo.
- Grupo Dunas
  - PPC: Pagaré con BCP por USD 4,8 mm cancelado y renovado con pagaré por USD 4,6 mm con vencimiento May-21 y tasa 1,57%.
  - Cantalloc: Canceló el pagaré con BCP por PEN 199 mm (USD 0,5 mm).
- Efecto por conversión de los saldos en moneda extranjera a COP por las variaciones de la TRM:
  - TRM Mar-20: COP 4.064,81.
  - TRM Dic-20: COP 3.432,50.
  - TRM Mar-21: COP 3.736,91.

El Grupo alcanza a Mar-21 un indicador Deuda Neta/EBITDA de 3,2x y de EBITDA/Gastos Financieros Neto de 6,4x, ubicándose dentro de los límites razonables de endeudamiento.

Gráfica N°1 – Perfil de la deuda Mar-21 - USD 3.747 mm



## CAPEX / Adquisiciones

El CAPEX ejecutado durante el 1Q21 fue USD 63,2 mm, concentrándose principalmente en Cálidda con el 47,3% (USD 29,9 mm), seguido por la Sucursal de Transmisión con el 29,5% (USD 18,6 mm), y TGI con el 11,8% (USD 7,4 mm).

**Tabla N°7 – CAPEX / Adquisiciones ejecución trimestral y proyección anual<sup>1</sup>**

<i>(USD mm)</i>	1Q21	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2021P-2025P
Transmisión	19	106	166	158	139	88	658
TGI	7	46	98	209	97	55	505
Cálidda	30	144	122	115	129	125	635
Contugas	0	5	16	0	0	0	21
Trecsa y EEBIS	4	38	45	31	1	2	118
Grupo Dunas	3	23	21	34	20	18	116
Subtotal Filiales	63	362	468	547	387	288	2.053
Otros proyectos		30	30	30	30	30	150
<b>Total</b>	<b>63</b>	<b>392</b>	<b>498</b>	<b>577</b>	<b>417</b>	<b>318</b>	<b>2.203</b>

## Avances en prácticas ASG

El Grupo Energía Bogotá se encuentra comprometido con estar a la vanguardia en temas Ambientales, Sociales y de Gobierno (ASG).

### Ambiental y Social

A continuación relacionamos los hechos relevantes durante el 1Q21:

- GEB fue reconocido por la firma Great Place To Work por su ambiente laboral que lo posicionó como una de las mejores empresas para trabajar en Colombia, la compañía alcanzó el puesto 15 en el grupo de las empresas con menos de 300 colaboradores.
- Durante el trimestre aportamos COP 5.132 mm al Distrito para apoyar la estrategia de detección, aislamiento y reporte por contagios del Covid-19 y se entregó COP 2.500 mm en implementos médicos para los colaboradores del sector público de salud en Bogotá, con el objetivo de contener y mitigar el contagio de la Covid-19 y brindarles todas las garantías en las diferentes labores que realizan para atender la pandemia.
- TGI, en conjunto con aliados estratégicos inició proyectos de gasificación rural en los municipios de Jesús María, Florián y Miraflores, con impacto en 16 veredas del área de influencia directa y 738 familias beneficiadas.
- Cálidda fue reconocida por el Ministerio del Ambiente como la primera empresa en el Perú en medir y verificar su huella de carbono en la plataforma digital “Huella de Carbono Perú”. Asimismo, obtuvo, por segundo año consecutivo, la certificación de Cero Corrupción otorgada por “Empresarios por la Integridad”. Adicionalmente, el 25 de marzo de 2021 se nombró miembros alternos del directorio a María Fernanda Suárez y Karen Copete, llevando el porcentaje de representación femenina a un 21%. Finalmente, Cálidda se unió al programa Ollas Solidarias junto a Un Techo Para Mí País y la Municipalidad de Lima, gracias a esta iniciativa más de 108.000 raciones de comida fueron distribuidas, beneficiando a 1.500 personas.

### Gobierno

GEB continúa implementando su estrategia de fortalecimiento permanente del Gobierno Corporativo a través de la adopción de las mejores prácticas sobre la materia, así como las recomendaciones del Índice de Sostenibilidad Dow Jones, del reconocimiento Investor Relations de la Bolsa de Valores de Colombia (BVC) y de la Circular 028 de 2014 de la Superintendencia Financiera de Colombia - Código País. La estructuración de un sólido Gobierno Corporativo es

<sup>1</sup> Las proyecciones son estimaciones que puede variar en el futuro por el cambio en los supuestos incorporados para su cálculo.

fundamental para nosotros con el fin de garantizar que las decisiones se tomen de forma adecuada, transparente y salvaguardando los derechos de todos nuestros grupos de interés.

A continuación detallamos los hechos más relevantes en materia de Gobierno Corporativo que tuvieron lugar en el 1Q21:

- La Junta Directiva aprobó el 25 de febrero, el nuevo Modelo de Gobierno Corporativo, el cual tiene como objetivo actualizar integralmente el esquema de gobernanza del Grupo Empresarial. La actualización se desarrollará en 4 ejes principales orientados a: (i) el fortalecimiento de la organización corporativa, (ii) la asegurabilidad de los procesos de decisión, (iii) el modelo de intervención y (iv) la cultura de gobernanza corporativa, contemplando elementos tales como:
  - La incorporación de principios de gobernabilidad y disciplina del uso del capital.
  - El fortalecimiento de los mecanismos adecuados para la toma de decisiones.
  - La asignación de responsables.
  - La articulación del modelo de intervención entre matriz y filiales para generar valor, reconocer la diversidad y necesidades particulares de las empresas, la eficiencia y eliminación de instancias, y la incorporación de los factores Ambientales, Sociales y de Gobierno (ASG).
  - El fortalecimiento de la ética y la transparencia dentro del concepto de gobernabilidad, para el apalancamiento de la estrategia empresarial.
- El 29 de marzo se celebró con éxito la reunión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas, la cual fue realizada de forma no presencial, logrando el 95,2% de quórum y la aprobación de todas las proposiciones puestas a consideración, en especial, de los informes de fin de ejercicio, de los Estados Financieros y el Proyecto de Distribución de Utilidades y Pago de Dividendos. El Informe Anual de Gobierno Corporativo de 2020 fue debidamente presentado y aprobado, y ya se encuentra publicado en nuestra página web.

Así mismo, durante la Asamblea General de Accionistas, fue aprobada una reforma a sus Estatutos Sociales, al Reglamento de la Asamblea General de Accionistas y a la Política de Nominación, Sucesión y Remuneración de la Junta Directiva. Las principales modificaciones efectuadas fueron:

- I. Implementación de las recomendaciones de Código País tendientes a regular el derecho de los accionistas, independientemente de su participación accionaria, a solicitar adiciones al orden del día de la reunión ordinaria de la Asamblea, con el objetivo de reforzar y garantizar su derecho de inspección, información y participación en las reuniones del máximo órgano social.
- II. Cambios en lo que respecta a la composición y funcionamiento de la Junta Directiva:
  - Se incrementó el número mínimo de miembros independientes en la Junta Directiva de cuatro a cinco, fortaleciéndose a su vez los criterios de independencia aplicables y superando en más del doble el porcentaje requerido por el artículo 44 la Ley 964 de 2005.
  - Se incluyó por primera vez en los estatutos sociales, el requisito de contar con la participación de por lo menos tres mujeres en la Junta Directiva con aplicación inmediata.
  - Se modificaron las funciones de la Junta Directiva en los Estatutos Sociales, con el fin de reforzar la función de evaluar el desempeño del Presidente de la Sociedad y de conocer las evaluaciones de los miembros de la Alta Gerencia, así como incluir las funciones de aprobar las operaciones de crédito y de financiamiento con partes vinculadas, y

supervisar las prácticas de gobierno corporativo y las normas éticas y de conducta adoptadas por la Sociedad.

- Se incluyeron tres nuevas causales para la aplicación del quórum y mayoría especial en las decisiones que adopte la Junta Directiva en lo relacionado con la adopción y modificación del Manual de Contratación, de la Política de Inversiones y del Modelo de Gobierno Corporativo del GEB.
- Se incorporaron medidas que propenden por una transición escalonada de la Junta Directiva con el fin de velar por la continuidad de la estrategia corporativa.
- Se fortalecieron los criterios, cualidades y habilidades de los candidatos a miembros de la Junta Directiva
- En atención a los esfuerzos de fortalecimiento de los estándares éticos y en la adopción de una política de cero tolerancia frente a la corrupción, se incluyen distintas medidas dirigidas a administradores y colaboradores para el rechazo de las mismas.
- Fue diligenciada La Encuesta Código País para la vigencia de 2020. Actualmente GEB cuenta con un nivel de cumplimiento del 92,6% de las recomendaciones efectuadas.
- Con el apoyo del consultor externo Governance Consultants S.A. se culminó satisfactoriamente el proceso de Evaluación y Autoevaluación de las Juntas Directivas, Directorios y Consejos de Administración de las sociedades que componen el Grupo Empresarial, evidenciando una gestión sobresaliente de los órganos colegiados de dirección, sus comités de apoyo y del relacionamiento con la Alta Gerencia. Durante el 2021 serán implementadas las oportunidades de mejora.
- Se llevó a cabo el proceso de recomposición de las Juntas Directivas, Directorios y Consejos de Administración de las sociedades del Grupo Empresarial con el fin de designar a personas con las más altas calidades personales y profesionales, cultivar y aprovechar el talento interno del GEB, eliminar como regla general las suplencias e incrementar los indicadores de diversidad de los candidatos.

## Gestión de la COVID-19

### Plan de Atención asociado a la Pandemia por COVID-19

En adición a las medidas y acciones descritas en los informes de resultados previos, que son de continua aplicación, durante el 1Q21 se llevaron a cabo las siguientes actividades:

- Observancia a las medidas de bioseguridad por los nuevos picos de contagios, nuevas cepas, y bajo ritmo de vacunación en Colombia, Perú, Brasil y Guatemala.
- Gestiones de vacunación para Colombia a partir de la reglamentación del Gobierno Nacional de permiso de vacunación para privados.
- Continuación de medida de trabajo en casa prioritario durante 2021 para GEB y TGI por emergencia sanitaria.
- Continuidad de la estrategia de acompañamiento, seguimiento de signos y síntomas, y seguimiento diario de casos activos.
- Actualización de protocolos de bioseguridad en Colombia en línea con la nueva normatividad expedida por el Gobierno Nacional.
- Visitas a los frentes de obra para verificar la implementación de los protocolos de bioseguridad.
- Avance en la definición con ciertas áreas de la nueva forma de trabajo postcovid con un componente importante de teletrabajo.

- Participación en Naturgas y Congreso Esri Latam para intercambio de experiencias.

Durante el primer trimestre del año no se presentaron nuevos brotes en frentes de obra y sedes operativas y el número de casos confirmados acumulados es de 562 colaboradores de las filiales de Colombia, Perú, Brasil y Guatemala, 1.391 contratistas y 319 familiares.

## Actualización Regulatoria durante el 1Q21

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
Colombia	CREG 001/21	Por el cual se regula el mecanismo de asignación de la capacidad de transporte de gas cuando hay congestión contractual	Transporte Gas Natural	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 002/21	Se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional	Varios	Proyecto	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 004/21	Define el procedimiento para el cálculo de la tasa de descuento aplicable en las metodologías tarifarias	Varios	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 006/21	Modifica los mecanismos centralizados dentro de los cuales se debe adelantar la ejecución de proyectos prioritarios del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAG)	Transporte Gas Natural	Proyecto	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 007/21	Modifica los procedimientos particulares que deben aplicarse en la ejecución mediante procesos de selección de la infraestructura de importación de gas del Pacífico	Transporte Gas Natural	Proyecto	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 014/21	Modifica algunos aspectos de los principios y condiciones generales que deben cumplir los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica para que sus precios sean reconocidos en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado	Varios	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
Perú	052-2021-OS/CD	Modifica el Procedimiento Técnico del COES N°31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación"	Varios	Proyecto	<a href="#">Ver más</a>

## Resultados Compañías Controladas



Tabla N°8 – Indicadores financieros GEB Transmisión

<i>(COP mm)</i>	1Q20	1Q21	Var	
			\$	%
Ingresos	139.778	141.939	2.161	1,5
Utilidad bruta	98.671	99.532	861	0,9
EBITDA	97.199	100.191	2.992	3,1
Margen EBITDA	69,5%	70,6%	1,0 pp	
Utilidad operacional	34.265	59.927	25.662	74,9

Tabla N°9 – Ingreso por tipo de activo

<i>(COP mm)</i>	1Q20	1Q21	Var	
			\$	%
Activos de Uso	39.499	40.807	1.308	3,3
Activos de Convocatoria	97.993	99.007	1.013	1,0
Proyectos privados	606	1.974	1.367	225,4

- El 29 de enero GEB fue adjudicatario del mecanismo de ampliación del proyecto instalación de dispositivos tipo FACTS en los dos circuitos de la línea Ternera - Candelaria 220 kV.
- Ministerio de Minas y Energía:
  - Resolución 40074: Aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto UPME 05-2009 Subestación Quimbo (Tesalia) 230 kV y líneas de transmisión asociadas en 226 días calendario, la nueva fecha de puesta en operación es 12 de octubre, 2021.
  - Resolución 40077: Resuelve el recurso de reposición interpuesto a la resolución 40409 de 2020 que aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto UPME 03-2010 Subestación Chivor II y Norte 230 kV y líneas de transmisión asociadas en 21 días calendario, la nueva fecha de puesta en operación es 30 de mayo, 2021.
  - Resolución 40082: Resuelve el recurso de reposición interpuesto a la resolución 40407 de 2020 que aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto UPME 01-2013 Subestación Norte 500 kV y Líneas de Transmisión Sogamoso – Norte 500 kV – Nueva Esperanza en 13 días calendario, la nueva fecha de puesta en operación es 11 de enero de 2022.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG):
  - Publicó la Resolución 190 de 2020 por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para el Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. por el proyecto Bonda - Río Córdoba, 220 kV, de acuerdo con la convocatoria UPME 10-2019.
  - Expidió la resolución 004 de 2021, por la cual se define el procedimiento para el cálculo de la tasa de descuento aplicable en las metodologías tarifarias.

Tabla N°10 – Panorámica general GEB Transmisión	Mar-20	Mar-21
Disponibilidad de la infraestructura	99,97%	99,92%
Compensación por indisponibilidad	0,001%	0,021%
Cumplimiento programa mantenimiento	100,0%	100,0%
Participación en la actividad de transmisión	21,8%	20,2%

Tabla N°11 – Estatus proyectos GEB Transmisión	Avance	Ingresos Anuales Estimados (USD mm)	Fecha Oficial Puesta en Operación(*)
<b>Proyectos UPME</b>			
Tesalia 230 kv	87,2%	10,9	4Q21
Chivor II 230 kv	46,6%	5,5	2Q21
La Loma STR 110 kv	67,5%	7	3Q21
Sogamoso Norte 500 kv	40,6%	21,1	1Q22
Refuerzo Suroccidental 500 kv	54,1%	24,4	1Q22
Colectora 500 kv	21,6%	21,5	4Q22
Río Córdoba–Bonda 220kv	1,6%	1,2	4Q23
<b>Proyectos Privados</b>		10,8	

*\*No incluye las prórrogas que se puedan generar posteriormente*



Tabla N°12 – Indicadores financieros TGI

(USD miles)	1Q20	1Q21	Var	
			\$	%
Ingresos	120.783	96.640	-24.143	- 20,0
Utilidad operacional	73.850	53.738	-20.112	- 27,2
EBITDA	96.654	77.743	-18.911	- 19,6
Margen EBITDA	80,0%	80,4%	0,4 pp	
Utilidad neta	60.214	23.762	-36.453	- 60,5
Deuda total bruta / EBITDA	3,1x	3,4x	0,3x	
EBITDA / Gastos financieros	5,2x	4,7x	-0,4x	

Calificación crediticia internacional:

Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 29 | 20:

BBB, estable

Moody's – Calificación Bono – Jul. 24 | 20:

Baa3, estable

— Desempeño Estratégico, Comercial y Operacional:

- Iniciamos con nuestra estrategia de incentivos a la demanda (casos industriales de cogeneración/sustitución).
- Se completó la debida diligencia de La Regasificadora del Pacifico.
- Culminamos el último hito del Proyecto Cusiana Fase IV con la puesta en operación del Loop Porvenir-Miraflores.
- Se crea la Vicepresidencia de Transformación mediante reorganización de equipos de trabajo.
- La estimación inicial, producto de la Resolución CREG 004, indica que el WACC para TGI puede ser de doble dígito

- Great Place to Work - obtuvimos el índice más alto que se ha registrado históricamente desde el inicio de su medición en 2008, y el mejor puntaje de las empresas del GEB.
- Inicia proyectos de gasificación rural en los municipios de Jesús María, Florián y Miraflores con 738 familias beneficiadas.
- Desempeño financiero:
  - Mantenemos nuestro margen EBITDA en 80%, luego de esfuerzos en eficiencia que buscan proteger nuestra generación de caja.

Tabla N°13 – Panorámica general TGI	Mar 20	Mar 21	Var
Volumen transportado – Promedio Mpcd	501	480	-4,1%
Capacidad contratada en firme – Mpcd	760	564	-25,8%


**Tabla N°14 – Indicadores financieros Cálidda**

<i>(USD miles)</i>	1Q20	1Q21	Var	
			\$	%
Ingresos	162.806	160.458	-2.348	- 1,44
Ingresos ajustados*	69.843	72.724	2.882	4,13
Utilidad operacional	32.607	34.352	1.744	5,35
EBITDA	40.919	43.271	2.352	5,75
Margen EBITDA - Ingresos	25,1%	27,0%	1,8 pp	
Margen EBITDA - Ingresos ajustados	58,6%	59,5%	0,9 pp	
Utilidad neta	19.294	19.385	92	0,47
Deuda total bruta / EBITDA	3,4x	3,9x	0,5x	
EBITDA / Gastos financieros	8,0x	6,7x	-1,3x	

\*Ingresos Ajustados = Ingresos sin considerar ingresos del tipo pass-through

- Desempeño estratégico, comercial y operacional:
  - Durante el 1Q21 se realizaron cerca de 53.000 nuevas conexiones.
  - Llegamos a más de 12.500 km de redes, en el 1Q21 se construyeron 369 km.

Tabla N°15 – Panorámica general Cálidda	Mar-20	Mar-21
Clientes acumulados	986.504	1.099.035
Clientes potenciales	1.107.943	1.193.490
Extensión total de la red (Km)	11.525	12.513
Volumen facturado (Mpcd)	625	738
Penetración de la red (%)	90,0%	92,1%


**Tabla N°16 – Indicadores financieros Contugas**

<i>(USD miles)</i>	1Q20	1Q21	Var	
			\$	%
Ingresos	19.877	19.708	-169	- 0,8
Utilidad Bruta	10.231	10.818	587	5,7
Margen bruto	51,5%	54,9%	3,4 pp	
Utilidad operacional	-1.132	548	1.679	- 148,4
EBITDA	7.095	7.752	657	9,3
Margen EBITDA	35,7%	39,3%	3,6 pp	
Utilidad neta	-4.374	-2.563	1.811	- 41,4

- Desempeño estratégico, comercial y operacional:
  - Inicio de la cesión de transporte en el mercado secundario.
  - En febrero se logró Resolución del Tribunal de Solución de Controversias del Osinergmin (RTSC) N° 025-2021-OS/TSC-103 que anula resolución del Cuerpo Colegiado, con la cual Contugas está habilitado para el cobro de lo adeudado por CAASA.

**Tabla N°17 – Panorámica general Contugas**

	Mar-20	Mar-21
Número de clientes	61.670	64.469
Volumen de ventas (Mpcd)	146	151
Volumen transportado (Mpcd)	1.492	1.794
Capacidad contratada en firme (Mpcd)	160	158
Longitud de la red (km)	1.411	1.414


**Tabla N°18 – Indicadores financieros ElectroDunas**

<i>(USD miles)</i>	1Q20	1Q21	Var	
			\$	%
Ingresos	29.243	28.966	-277	- 0,9
Utilidad Bruta	12.943	12.586	-356	- 2,8
Margen Bruto	44,3%	43,5%	-0,8 pp	
Utilidad operacional	6.075	6.874	799	13,1
Margen operacional	20,8%	23,7%	3,0 pp	
EBITDA	7.594	8.155	561	7,4
Margen EBITDA	26,0%	28,2%	2,2 pp	
Utilidad neta	1.260	3.384	2.124	168,5

- Desempeño estratégico, comercial y operacional:
  - La venta de energía en el área de concesión totalizó 287.642 MWh, en el 1Q21.
- Desempeño Financiero:
  - Las inversiones en el 1Q21 ascendieron a USD 2,5 mm principalmente en ampliación de redes de distribución y transmisión.

Tabla N°19 – Panorámica general Electrodonas	Mar-20	Mar-21
Venta de Energía de ELD	286.241	287.642
Venta de energía a clientes propios (GWh)	190.474	190.474
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (GWh)	95.767	100.005
Compra de energía y generación propia (MWh)	222.698	221.761


**Tabla N°20 – Indicadores financieros Perú Power Company**

(USD miles)	1Q20	1Q21	Var	
			\$	%
Ingresos	2.194	1.969	-225	-10,3
Utilidad operacional	1.664	1.513	-151	-9,1
Margen operacional	75,9%	76,9%	1,0 pp	
EBITDA	2.136	1.876	-260	-12,2
Margen EBITDA	97,4%	95,3%	-2,1 pp	
Utilidad neta	1.032	971	-61	-5,9

- Durante el 1Q21 el Capex totalizó USD 342 mm.


**Tabla N°21 – Indicadores financieros Cantalloc**

(USD miles)	1Q20	1Q21	Var	
			\$	%
Ingresos	2.347	2.535	189	8,0
Utilidad operacional	157	274	117	74,4
Margen operacional	6,7%	10,8%	4,1 pp	
EBITDA	205	318	113	55,1
Margen EBITDA	8,7%	12,6%	3,8 pp	
Utilidad neta	78	165	87	110,6

- Se pagó el crédito con el Banco de Crédito de Perú por PEN 199 mm.



TRECSA:

- Se alcanzó un 87.9% de avance constructivo del Proyecto PET-01-2009.
- Mediante la Resolución No. MEM-RESOL-618-2021, el Ministerio de Energía y Minas aprobó el Programa de Ejecución de Obras asociado a la prórroga del Contrato del PET -01-2009 por 38 meses.
- Se obtuvo la licencia de construcción para la ejecución del proyecto de Subestación Río Dulce II (Interfaz) en el municipio de Livingston, departamento de Izabal, proyecto cuya finalidad es la activación de los ingresos por canon asociados al Lote D del Proyecto PET-01-2009 y que tiene remuneración propia a través de peaje.

**Tabla N°22 – Indicadores financieros Trecca**

(USD miles)	1Q20	1Q21	Var	
			\$	%
Ingresos	4.650	4.563	-87	- 1,9
Utilidad bruta	3.766	3.604	-162	- 4,3
EBITDA	2.946	2.702	-244	- 8,3
Margen EBITDA	63,3%	59,2%	-4,1 pp	
Utilidad neta	12	-247	-258	- 2.185

## Resultados Compañías No Controladas

### emgesa

**Tabla N°23 – Indicadores financieros de Emgesa**

(COP mm)	1Q20	1Q21	Var	
			\$	%
Ingresos operacionales	1.070.137	1.032.847	-37.290	- 3,5
Margen de contribución	707.744	697.716	-10.028	- 1,4
EBITDA	652.205	642.005	-10.199	- 1,6
Margen EBITDA	60,9%	62,2%	1,2 pp	
EBIT	590.015	581.724	-8.292	- 1,4
Utilidad neta	362.298	393.801	31.502	8,7

#### Desempeño estratégico, comercial y operacional:

- Emgesa se mantuvo como la primera compañía de generación de energía con respecto a capacidad instalada neta con una participación del 20% del Sistema Interconectado Nacional.
- Se posicionó como el tercer generador del sistema con participación del 18,6%.
- Fue el segundo comercializador de energía en el mercado de clientes libres del país con una participación del 17% y un portafolio de más de 485 clientes en el territorio nacional.

#### Desempeño Financiero:

- Disminución en los ingresos operacionales (-3,5%; -COP 37.290) explicados por: i) menores precios de energía en el mercado spot por la alta hidrología; ii) menor demanda de energía por la lenta dinámica de recuperación en un escenario de pandemia que aún prevalece; y iii) disminución en la prestación de los Servicios Auxiliares de Regulación de Frecuencia – AGC. Lo anterior fue parcialmente balanceado por: i) mejores precios de venta en contratos en los distintos mercados; ii) menores costos de combustible por menor generación de las centrales térmicas; y iii) ingresos por venta de bonos de carbono generados desde finales del 2020.
- Aumento en los costos fijos por incremento en los costos de pólizas de seguros por el endurecimiento del mercado asegurador en medio de la pandemia aunado a una mayor siniestralidad.
- EBITDA disminuyó en 1,6%, cerrando en COP 642.005 mm, mientras que la utilidad neta fue de COP 393.801, 8,7% adicional frente al 1Q20, explicado por una reducción del gasto financiero como resultado del menor saldo de deuda promedio y disminución del Índice de Precios al Consumidor al que se indexa el 73% del total de la deuda.
- Reducción de la deuda financiera neta en 4,9% por el vencimiento del Bono Internacional Global en Ene-21 el cual se cubrió en su mayoría con generación de caja (COP 436.760 mm) y COP 300.000 mm con deuda de corto plazo.

- Durante el 1Q21 las inversiones alcanzaron un total de COP 36.322 mm enfocadas principalmente a obras civiles, trabajos para la mejora de desempeño ambiental de Termozipa y en la modernización y la recuperación de equipos e infraestructura en las Centrales del Río Bogotá.

Tabla N°24 – Panorámica general Emgesa		Mar-21
Generación total Colombia (MW)		17.650
Generación Emgesa (Gwh)		3.283
Ventas totales (Gwh)		4.098
Disponibilidad de plantas (%)		88,4
Control	Enel Energy Group	
Participación de GEB	51,5% correspondiente a: 37,4% acciones ordinarias y 14,1% preferenciales sin derecho a voto	

Tabla N°25 – Transacciones de Generación - Ventas	Mar-20	Mar-21	Var %
Total Ventas (GWh)	4.183	4.098	-2,0
Contratos (GWh)	3.305	3.260	-1,4
Spot (GWh)	878	838	-4,5
Total Generación (GWh)	3.524	3.283	-6,8
Compras Contratos (GWh)	131	150	14,8
Compras Spot (GWh)	575	691	20,3

## codensa

Tabla N°26 – Indicadores financieros Codensa				
(COP mm)	1Q20	1Q21	Var	
			\$	%
Ingresos operacionales	1.416.228	1.468.173	51.945	3,7
Margen de contribución	589.244	608.392	19.147	3,2
EBITDA	458.560	492.536	33.977	7,4
Margen EBITDA	32,4%	33,5%	1,2 pp	
EBIT	335.017	373.945	38.927	11,6
Utilidad neta	191.930	230.639	38.709	20,2

- Desempeño estratégico, comercial y operacional:
  - Récord histórico en la disminución de la frecuencia en las interrupciones del servicio por cliente (SAIFI) de 31% y en la duración de dichas interrupciones (SAIDI) en 42% con respecto al 1Q20.
- Desempeño Financiero:
  - Aumento en los ingresos operacionales (+3,7%; +COP 51.945) explicados por: i) un incremento en el Cargo de Distribución, por el reconocimiento de la mayor base regulatoria de activos aprobada con la nueva resolución CREG 122 de 2020 y a su vez por la aplicación de incentivos de calidad que no impactaron el 1Q20; ii) el mejor margen registrado por efecto del Índice de Precios al Productor (IPP) al cual se encuentra indexado el componente de remuneración de distribución; iii) mayores ingresos producto del cargo de comercialización, por incremento del Índice de Precios al Consumidor (IPC); iv) mejor comportamiento de productos de valor agregado por la entrada en operación de los tres

patios de buses eléctricos entre Dic-20 y Feb-21; y v) mayores ingresos en el segmento de seguros y en el recaudo del servicio de aseo en la factura de Enel-Codensa, por el contrato de recaudo con dos nuevos operadores de aseo en los municipios de Facatativá y Soacha. Lo anterior fue parcialmente balanceado por: i) una menor prima regulatoria por efecto de un mayor volumen de pérdidas y ajustes en la facturación de consumos no registrados; ii) el incremento por otros gastos de aprovisionamientos variables y servicios, en particular, relacionados con mayores costos del Impuesto de Industria y Comercio (ICA); y iii) un menor margen en el negocio de tarjetas de Crédito Fácil Codensa, debido a los efectos en la cartera generados por la pandemia.

- Disminución en los costos fijos (17%) por disminución en las operaciones de mantenimiento en Bogotá, que se adelantaron de forma intensivamente en el 2020 para dar cumplimiento al Plan de Mejoramiento en la Calidad del Servicio, firmado con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- El EBITDA aumentó 7,4% y la utilidad neta creció 20,2%, cerrando en COP 492.536 mm y COP 230.639 mm respectivamente.
- Incremento en la deuda neta financiera en 4,4%, en línea con la financiación del robusto plan de inversiones.
- Durante el 1Q21 Codensa realizó inversiones por COP 228.694 mm, enfocadas en el plan de calidad, reposición de activos, alumbrado público y mayores inversiones en el proyecto Metro Bogotá.

**Tabla N°27 – Panorámica general Codensa**

	Mar-21
Número de clientes	3.635.882
Participación de mercado	21%
Demanda energía nacional (Gwh)	17.839
Demanda zona Codensa (Gwh)	3.723
Índice de pérdidas	7,7%
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	51,5% (36,4% ordinarias; 15,1% preferenciales sin derecho a voto)

\*Demanda neta sin incluir pérdidas.



**Tabla N°28 – Indicadores financieros Argo**

(BRL mm)	1Q21
Ingresos	235
EBITDA	213
Margen EBITDA	90,3%
Utilidad neta	121
Margen Neto	51,4%

- Cierre final del resultado auditado de 2020 cambió ligeramente frente al presentado en 4Q20. La utilidad neta de Argo desde el 25.03.20 al 31.12.20 ascendió a BRL 298.
- El IPCA (inflación) en Brasil ha mostrado un incremento mayor al esperado pasando de 1,88% en Mar-20 a 6,21% en Mar-21. Incrementos inflacionarios afectan el reconocimiento del activo financiero (ingresos IFRS 15), así como los gastos financieros de la deuda de los vehículos operativos.
- Argo II continúa con las pruebas para la entrada en operación de los compensadores síncrono.
- Argo III a la espera de la energización de la SE CPV.


**Tabla N°29 – Indicadores financieros Promigas**

<i>(COP mm)</i>	1Q20	1Q21	Var		
			\$	%	
Ingresos	1.202.346	1.113.941	-88.405	-	7,4
EBITDA	412.845	443.687	30.842		7,5
Margen EBITDA	34,3%	39,8%	5,5 pp		
Utilidad operacional	355.210	373.123	17.913		5,0
Margen Operacional	29,5%	33,5%	4,0 pp		
Utilidad neta	264.277	270.963	6.686		2,5
Margen neto	22,0%	24,3%	2,3 pp		

— Desempeño estratégico, comercial y operacional:

- Promigas logró el puesto No. 6 de 51 en el Sustainability Yearbook 2021- S&P Global en la Industria de Gas y Servicios Público y ocupó 4° en la industria por su desempeño económico y de gobierno corporativo.
- Lanzamiento de programa de financiación no bancaria Brilla en Quavii, distribuidora de gas natural en Perú.
- En el marco de la campaña 'Más solidaridad, más vida', Promigas y Fundación Promigas entregan 9.200 ayudas humanitarias a las familias atlanticenses en condición de vulnerabilidad por la emergencia de la COVID-19.

— Desempeño Financiero:

- Crecimiento del 7% del EBITDA y crecimiento del 2,5% de Utilidad Neta en comparación al 1Q20.
- Ratificación de calificación AAA por parte de Fitch Ratings a filial GDO.

**Tabla N°30 – Panorámica general Promigas**

	Mar-21
Red de gasoductos (Km)	3.292
Capacidad instalada - máxima (Mpcd)	1.153
Capacidad contratada (Mpcd)	868
Usuarios acumulados	5.099.834


**Tabla N°31– Indicadores financieros CTM**

<i>(USD miles)</i>	1Q20	1Q21	Var		
			\$	%	
Ingresos	49.253	52.126	2.874		5,8
Utilidad operacional	30.024	33.299	3.275		10,9
EBITDA	44.169	46.937	2.769		6,3
Margen EBITDA	89,7%	90,0%	0,4 pp		
Utilidad neta	13.511	15.646	2.135		15,8
Deuda neta / EBITDA	4,2x	5,4x	1,2x		
EBITDA / Gastos financieros	4,5x	4,3x	-0,2x		

- Moody's ratificó la calificación crediticia del bono internacional de CTM en Baa3 con perspectiva estable.
- En Ene-21 se obtuvo la resolución de Intendencia General SMV No. 001-2021-SMV/11.1 para la exclusión de valores del Primer Programa de Papeles Comerciales hasta por USD 200 mm.
- En Feb-21 se obtuvo la resolución de Intendencia General SMV No. 005-2021-SMV/11.1 para la exclusión de valores del Segundo Programa de Bonos Locales hasta por USD 500 mm.

Tabla N°32 – Panorámica general CTM	Mar 21
Demanda del mercado (Gwh)	4.444
Disponibilidad de la infraestructura (%)	100
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	68
Líneas de transmisión o Red (Km)	4.294



Tabla N°33 – Indicadores financieros REP	1Q20	1Q21	Var	
(USD miles)				
			\$	%
Ingresos	40.859	43.529	2.669	6,5
Utilidad operacional	19.937	22.849	2.911	14,6
EBITDA	30.356	33.312	2.956	9,7
Margen EBITDA	74,3%	76,5%	2,2pp	
Utilidad neta	11.711	13.323	1.611	13,8
Deuda neta / EBITDA	1,9x	2,0x	0,0x	
EBITDA / Gastos financieros	11,3x	10,0x	-1,3x	

- ISA REP, junto a empresas mineras e hidrocarburíferas que forman parte de la SNMPE, contribuyeron con la ONG Soluciones Empresariales contra la Pobreza – SEP con el fin de solventar junto a otras empresas privadas los gastos del traslado aéreo y desaduanaje del primer lote de un millón de vacunas adquiridas por el Gobierno del Perú.

Tabla N°34 – Panorámica general REP	Mar-21
Disponibilidad de la infraestructura (%)	100
Cuota de mercado (%)	28
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	68
Líneas de trasmisión o Red (Km)	6.349


**Tabla N°35 – Indicadores financieros Vanti**

<i>(COP mm)</i>	1Q20	1Q21	Var	
			\$	%
Ingresos	696.060	697.477	1.418	0,2
Utilidad operacional	65.986	77.530	11.544	17,5
EBITDA	81.062	88.561	7.499	9,3
Margen EBITDA	11,6%	12,7%	1,1 pp	
Utilidad neta	61.614	77.515	15.900	25,8
Deuda neta / EBITDA UDM	0,8x	1,5x	0,7x	
EBITDA / Gastos financieros UDM	4,3x	3,3x	-1,0x	

- El 29 de marzo de 2021, se llevó a cabo la asamblea general de accionistas en la cual se aprobaron los Estados Financieros de 2020 y la distribución de COP 283,32 por acción en de dividendos pagaderos en tres cuotas iguales en mayo, agosto y noviembre. Adicionalmente, se estableció una reserva por COP 1.400 millones para readquisición de acciones.

**Tabla N°36 – Panorámica general Vanti**
**Mar-21**

Volumen de ventas (Mm3)	590
Número de clientes	2.370.198
Control	Brookfield
Participación de GEB	25%

## Anexo: Estados Financieros

Tabla N°37 – Estados Consolidados de Resultados Trimestrales

<i>(COP mm)</i>	1Q20	1Q21	Var \$	Var %
Distribución de gas natural	633.153	626.061	-7.092	- 1,1
Transporte de gas natural	427.062	343.344	-83.718	- 19,6
Transmisión de electricidad	161.249	164.134	2.885	1,8
Distribución de electricidad	100.328	100.201	-127	- 0,1
<b>Total ingresos</b>	<b>1.321.792</b>	<b>1.233.740</b>	<b>-88.052</b>	<b>- 6,7</b>
Distribución de gas natural	-455.094	-439.878	15.216	- 3,3
Transporte de gas natural	-144.673	-123.015	21.658	- 15,0
Transmisión de electricidad	-51.649	-52.167	-518	1,0
Distribución de electricidad	-60.628	-59.191	1.437	- 2,4
<b>Total costos</b>	<b>-712.044</b>	<b>-674.251</b>	<b>37.793</b>	<b>- 5,3</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>609.748</b>	<b>559.489</b>	<b>-50.259</b>	<b>- 8,2</b>
Gastos administrativos y de operación	-210.882	-176.928	33.954	- 16,1
Otros ingresos (gastos), neto	30.111	20.793	-9.318	- 30,9
<b>Resultado de actividades operacionales</b>	<b>428.977</b>	<b>403.354</b>	<b>-25.623</b>	<b>- 6,0</b>
Ingresos financieros	30.817	16.832	-13.985	- 45,4
Gastos financieros	-164.096	-155.458	8.638	- 5,3
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	-112.290	-170.244	-57.954	51,6
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	393.127	472.207	79.080	20,1
<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>576.535</b>	<b>566.691</b>	<b>-9.844</b>	<b>- 1,7</b>
Gasto por impuesto corriente	-100.401	-88.470	11.931	- 11,9
Gasto por impuesto diferido	189.296	51.440	-137.856	- 72,8
<b>Utilidad neta</b>	<b>665.430</b>	<b>529.661</b>	<b>-135.769</b>	<b>- 20,4</b>
Participación Controladora	638.138	502.136	-136.002	- 21,3
Participación no Controladora	27.292	27.525	233	0,9

**Tabla N°38 – Estados Consolidados de Situación Financiera**

<i>(COP mm)</i>	Mar-20	Mar-21	Var \$	Var %
<b>ACTIVOS</b>				
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.060.911	1.849.476	788.565	74,3
Inversiones	25.314	4.305	-21.009	-83,0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.340.070	1.237.026	-103.044	-7,7
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	926.626	1.330.462	403.836	43,6
Inventarios	250.926	230.460	-20.466	-8,2
Activos por impuestos	104.865	141.030	36.165	34,5
Operaciones de coberturas	0	120.773	120.773	101,0
Otros activos no financieros	30.944	41.827	10.883	35,2
Activos clasificado como mantenidos para la venta	184.751	181.693	-3.058	-1,7
<b>Total activos corrientes</b>	<b>3.924.407</b>	<b>5.137.052</b>	<b>1.212.645</b>	<b>30,9</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	9.242.376	8.963.641	-278.735	-3,0
Propiedades, planta y equipo	13.583.075	12.937.337	-645.738	-4,8
Activos por derecho de uso	78.786	42.647	-36.139	-45,9
Propiedades de inversión	29.835	29.832	-3	0,0
Inversiones	15.246	16.897	1.651	10,8
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	192.703	177.396	-15.307	-7,9
Crédito mercantil	348.432	295.159	-53.273	-15,3
Activos intangibles	6.079.634	5.737.596	-342.038	-5,6
Activos por impuestos	128.944	101.564	-27.380	-21,2
Activos por impuestos diferidos	1.168	1.526	358	30,7
Otros activos no financieros	21.721	20.928	-793	-3,7
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>29.721.920</b>	<b>28.324.523</b>	<b>-1.397.397</b>	<b>-4,7</b>
<b>Total activo</b>	<b>33.646.327</b>	<b>33.461.575</b>	<b>-184.752</b>	<b>-0,5</b>
<b>PASIVOS Y PATRIMONIO</b>				
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>				
Obligaciones financieras	1.774.395	379.490	-1.394.905	-78,6
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	1.727.292	2.106.385	379.093	21,9
Obligaciones por arrendamientos	30.348	16.166	-14.182	-46,7
Cuentas por pagar a partes relacionadas	116.285	95.942	-20.343	101,0
Instrumentos financieros derivados de cobertura	52.202	76.055	23.853	45,7
Beneficios a empleados	92.020	98.939	6.919	7,5
Provisiones	40.403	49.120	8.717	21,6
Ingresos recibidos por anticipados	166.903	18.278	-148.625	-89,0
Pasivo por impuestos	262.830	235.112	-27.718	-10,5
Otros pasivos no financieros	80.159	83.001	2.842	3,5
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>4.342.837</b>	<b>3.158.488</b>	<b>-1.184.349</b>	<b>-27,3</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>				
Obligaciones financieras	12.534.726	13.577.826	1.043.100	8,3
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	16.036	30.599	14.563	90,8
Obligaciones por arrendamientos	58.201	25.879	-32.322	-55,5

Pasivos por impuestos	367	257	-110	-30,0
Beneficios a empleados	162.907	160.623	-2.284	-1,4
Provisiones	284.175	427.893	143.718	50,6
Ingresos recibidos por anticipados	1.084	54.840	53.756	4.959,0
Pasivos por impuestos diferidos	1.823.940	1.812.687	-11.253	-0,6
Otros pasivos no financieros	22.599	20.981	-1.618	-7,2
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>14.904.035</b>	<b>16.111.585</b>	<b>1.207.550</b>	<b>8,1</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>19.246.872</b>	<b>19.270.073</b>	<b>23.201</b>	<b>0,1</b>
<b>PATRIMONIO</b>				
Capital emitido	492.111	492.111	0	0,0
Prima en colocación de acciones	837.799	837.799	0	0,0
Reservas	4.070.324	4.950.524	880.200	21,6
Resultados acumulados	4.393.060	4.233.977	-159.083	-3,6
Otro resultado integral	4.122.423	3.217.416	-905.007	-22,0
<b>Total patrimonio de la controladora</b>	<b>13.915.717</b>	<b>13.731.827</b>	<b>-183.890</b>	<b>-1,3</b>
Participación no controlada	483.738	459.675	-24.063	-5,0
<b>Total patrimonio</b>	<b>14.399.455</b>	<b>14.191.502</b>	<b>-207.953</b>	<b>-1,4</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>33.646.327</b>	<b>33.461.575</b>	<b>-184.752</b>	<b>-0,5</b>

**Tabla N°39 – Estados Consolidados de Flujo de Efectivo**

<i>(COP mm)</i>	Mar-20	Mar-21	Var \$	Var %
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:</b>				
Utilidad neta	665.430	529.661	-135.769	-20
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades operación:				
Impuestos a la utilidad reconocidos en resultados	-88.895	37.030	125.925	-142
Utilidad método de participación en asociadas y negocios conjuntos	-393.127	-472.207	-79.080	20
Gastos financieros	164.096	155.458	-8.638	-5
Ingresos financieros	-30.817	-16.832	13.985	-45
Depreciación y amortización	155.149	160.141	4.992	3
Pérdida en venta o baja de activos fijos	190	1.492	1.302	685
Diferencia en cambio	112.290	170.043	57.753	51
Deterioro de activos a largo plazo	0	0	0	
Provisiones (recuperaciones), neto	27.584	10.096	-17.488	-63
	<b>611.900</b>	<b>574.882</b>	<b>-37.018</b>	<b>-6</b>
<b>CAMBIOS NETOS EN ACTIVOS Y PASIVOS DE LA OPERACIÓN:</b>				
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	53.548	65.091	11.543	22
Inventarios	-12.055	3.243	15.298	-127
Otros activos no financieros	-3.447	1.125	4.572	-133
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	55.147	-55.807	-110.954	-201
Beneficios a empleados	-31.169	-20.761	10.408	-33
Provisiones	7.204	-50.845	-58.049	-806
Otros pasivos	-21.618	-7.706	13.912	-64
Pasivos por derechos de uso	-461	-3.409	-2.948	639
Intereses por derechos de uso	-21	-237	-216	1.029
Impuestos pagados	-43.593	-103.688	-60.095	138
<b>Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación</b>	<b>615.435</b>	<b>401.888</b>	<b>-213.547</b>	<b>-35</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:</b>				
Dividendos recibidos	170.445	210.242	39.797	23
Efectivo utilizado en la adquisición de negocios conjuntos	-1.355.655	0	1.355.655	-100
Ingresos por venta de activos fijos	0	0	0	
Intereses recibidos	20.948	6.204	-14.744	-70
Inversiones	-6.547	601.037	607.584	-9.280
Efectivo utilizado en la combinación de negocios, neto	0	-4.958	-4.958	
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-137.827	-126.843	10.984	-8
Adquisición de propiedades de inversión	0	0	0	
Adquisición de activos intangibles	-103.468	-111.370	-7.902	8
<b>Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión</b>	<b>-1.412.104</b>	<b>574.312</b>	<b>1.986.416</b>	<b>-141</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:</b>				

Intereses pagados	-167.704	-117.425	-50.279	-30
Préstamos recibidos	1.425.874	154.754	-1.271.120	-89
Préstamos pagados	-256.395	-87.366	169.029	-66
Dividendos pagados	0	0	0	
Flujo neto de efectivo provisto por (usado) en actividades de financiación	1.001.775	-50.037	-1.051.812	-105
Incremento (disminución) neto de efectivo	205.106	926.163	721.057	352
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo mantenida bajo moneda extranjera	86.449	72.081	-14.368	-17
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO	769.357	851.232	81.875	11
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	1.060.912	1.849.476	788.564	74



# Grupo Energía Bogotá

 @GrupoEnergiaBog

 @GrupoEnergiaBogota

 /GrupoEnergiaBogota

 Grupo Energía Bogotá

[www.grupoenergiabogota.com](http://www.grupoenergiabogota.com)

