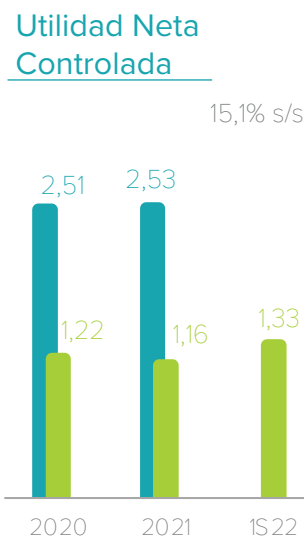
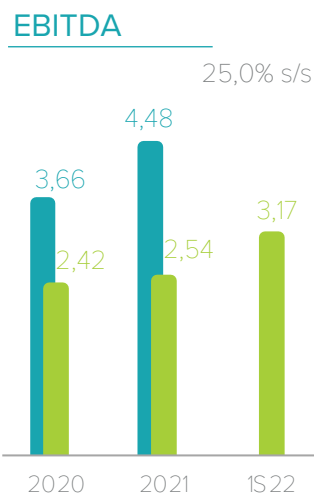
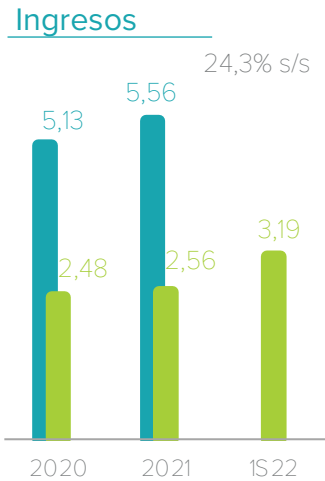


2T22

Resultados Operacionales beneficiados por indexación tarifaria y materialización de la estrategia de crecimiento inorgánico con rentabilidad

Cifras 12M y 2T COP bn



Avance en los Planes Corporativos:

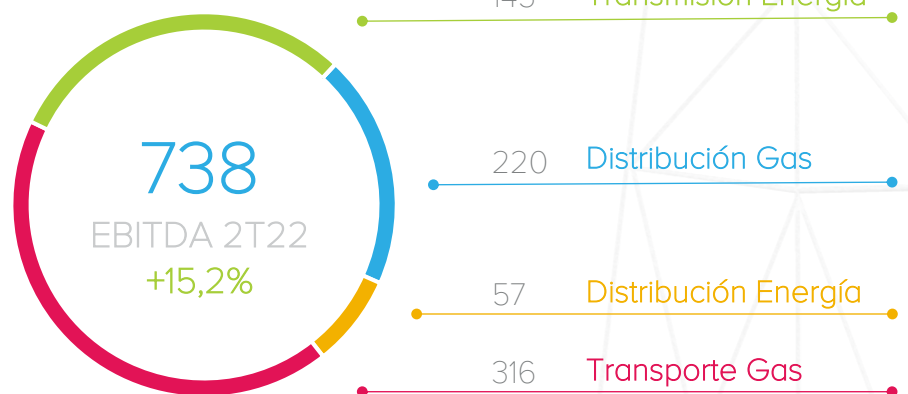
- Argo y Gebbras llegaron a un acuerdo para adquirir conjuntamente (62,5%/37,5%) 5 concesiones de transmisión por BRL 4.318 millones (USD 1.406 mm)
- El Distrito de Bogotá decidió la terminación del proceso de enajenación del 9,4% de acciones de GEB al cambiar la fuente de financiación de la línea B del metro de Bogotá
- Colocación bonos en el mercado colombiano por COP 262 mm
- Adquisición Elecnorte, que agrega 138km de redes de transmisión del STR al portafolio de GEB

Logros Filiales:

- Proyecto Colectora llegó a 201 acuerdos protocolizados con las comunidades étnicas de la Guajira y el Casar, logrando un 90% de avance en las consultadas
- EL MME modificó el plazo de puesta en operación de los proyectos Colectora y Refuerzo Suroccidental a abr-24 y nov-23 respectivamente
- TGI finalizó pruebas de flujo en la estación ballena de Promigas para habilitar la bidireccionalidad de los sistemas de transporte de gas (170 Mpcd)
- Cálida: Culminó revisión tarifaria con incremento de 9,7% en la tarifa media respecto a 2021. Actualiza número de conexiones nuevas a 210 mil al cierre 2022

Resultados financieros:

COP miles de mm



Ingresos	Utilidad Operacional	EBITDA	Utilidad Neta Controlada	Capex	
1.634	443	738	661	USD 227 mm	2T22
22,9% a/a	0,0% a/a	15,2% a/a	0,8% a/a	187,8% a/a	

Resultados Financieros GEB

Grupo Energía Bogotá S.A. ESP (BVC: GEB CB), es una plataforma empresarial con más de 125 años de experiencia, que opera, desarrolla e invierte en infraestructura energética y servicios públicos, con presencia en Colombia, Perú, Guatemala y Brasil. En el 2T22 GEB cerró con 4,4 millones de clientes en distribución de energía eléctrica y 4,0 millones de clientes en distribución de gas natural, al igual que totalizó 16.217 km de redes eléctricas, 7.970 GWh de energía generada, y 4.327 Km de gaseoductos.

Este informe presenta las variaciones correspondientes bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) aceptadas en Colombia, de los estados financieros comparativos del 2T21 y del 2T22 (3 meses).

Ingresos operacionales

Tabla N°1 – Ingresos por segmento

COP *000 de mm	2T21	2T22	Var	Var %
Distribución Gas Natural	712	910	197	27,7
Transporte Gas Natural	349	391	42	12,1
Transmisión Electricidad	170	211	41	24,4
Distribución Electricidad	99	122	23	23,1
Total	1.330	1.634	304	22,9

El comportamiento de los ingresos por segmento de negocio se explica a continuación:

Distribución de gas natural:

- Crece por mayores ingresos de Calidda durante el 2T22 (+22,0%; +USD 38,7 mm t/t), impulsados principalmente por:
 - Incremento en ingresos pass through – gas, transporte y ampliación de la red¹ (+USD 25,0 mm t/t) relacionados con la mayor ejecución del plan de obras de ampliación y mayores volúmenes transportados por la red de Calidda.
 - Aumento en los ingresos por distribución de gas natural (+USD 7,7 mm t/t) por mayores volúmenes distribuidos (+24 MMPCD, 3,2% t/t) y el efecto conjunto de indexación de tarifas al US IPP en abril, y la aplicación de las nuevas tarifas desde mayo.
 - Mayores ingresos por instalaciones internas² (+USD 6,0 mm t/t) como resultado de nuevas conexiones terminadas en el trimestre (+68.199; +9% t/t). La meta al cierre de 2022 son 210 mil conexiones, una mejora material en la perspectiva desde 115 mil revelada a inicios de año.
- Los ingresos de Contugas decrecen (-8,6%; -USD 1,9mm t/t) principalmente por la disminución de los ingresos de transporte a clientes regulados.
- El efecto cambiario aportó COP 42.346 mm de ingresos en el segmento de distribución de gas, 21,4% del incremento observado durante el trimestre, en línea con el incremento de la tasa de cambio promedio USDCOP de 224 t/t.

¹ Ingresos facturados por Calidda que no generan margen operacional a la compañía y son transferidos como costo a los usuarios finales

² Incluye servicios de instalaciones internas, derechos de conexión y financiamientos.

Transporte de gas natural:

- Los ingresos de TGI en moneda funcional crecen 5,7% (USD 5,4 mm t/t). El comportamiento de los ingresos por tipos de cargo en el 2T22 fue el siguiente:
 - Los cargos por capacidad fueron USD 62,9 mm en 2T22 (+9,0%; +USD 5,2 mm) explicado por: i) indexación tarifaria al PPI US³ de 6,61%; ii) incremento en la contratación en firme trimestral y contingente.
 - Los cargos AO&M, que se remuneran en COP, fueron de COP 93.166 mm (USD 23,3 mm), con un incremento de COP 6.221 mm explicados por: i) indexación tarifaria al IPC (Colombia) de 5,62%; ii) incremento en la contratación en firme trimestral y contingente. El efecto por conversión es neutro para el Grupo por estar denominados en la misma moneda funcional.
 - Los cargos variables en USD fueron USD 13,5 mm (+20,8%; +USD 2,3 mm) crecimiento explicado por: i) indexación tarifaria al PPI (Bienes de Capital de EEUU) de 6,61%; ii) mayor capacidad contratada en modalidad variable y iii) mayor volumen promedio transportado al pasar de 436 Mpcd en 2T21 a 503 Mpcd en 2T22.
- El efecto cambiario aportó COP 20.950 mm de ingresos adicionales en el segmento de transporte de gas, 50,0% del incremento observado durante el trimestre.

Transmisión electricidad:

- Principalmente por los ingresos de la Sucursal de Transmisión en Colombia los cuales crecieron (+COP 24,4 mil mm; +16,7% t/t) por:
 - Mayores ingresos de activos por convocatoria (+COP 8.496 mm; +9,7%) los cuales se liquidan en dólares y se actualizan al PPI US⁴, y mayores ingresos de activos por uso (+COP 12.252 mm; +37,2%) los cuales se liquidan en pesos y se actualizan al IPP Col.
 - Incremento de COP 3,1 mil mm (+138,4% t/t) en ingresos de proyectos privados por la entrada en operación de la interconexión eléctrica La Reforma-San Fernando 230 kV.
- El reconocimiento de ingresos de Elecnorte que representaron un incremento de COP 39,7 mil mm en los ingresos provenientes del sistema de transmisión regional (STR).
- Aumento de USD 0,5 mm (+13,1%) en los ingresos provenientes de TRECESA e ingresos de peaje en EEBIS.

Distribución de electricidad:

- Los ingresos de ElectroDunas⁵ en PEN crecieron (PEN 33.164 mm; +16,2%) comparados con el 2T21 principalmente por los mayores ingresos por venta de energía a clientes libres y regulados (+8,2% t/t en 3energía comercializada).
- En COP los ingresos aumentaron +COP 22.956 mm (+23,1%). El efecto cambiario de la conversión a pesos aportó al crecimiento real de los ingresos cerca de 6,9%.

³ Serie WPSFD41312

⁴ Serie WPSFD41312

⁵ Incluye ELD, PPC y Cantaloc

Costos operacionales

Tabla N°2 – Costos por segmento

COP *000 de mm	2T21	2T22	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	497	629	132	26,6
Transporte Gas Natural	131	144	14	10,3
Transmisión Electricidad	56	69	14	24,4
Distribución Electricidad	58	80	22	38,1
Total	741	922	181	24,5

El comportamiento de cada línea de negocio fue el siguiente:

Distribución de gas natural:

- Particularmente en Cálidda (+25,5%; +USD 28,3 mm) por:
 - Incremento de los costos *pass through* – gas, transporte y ampliación de la red (+USD 25,0 mm), en línea con el comportamiento de los ingresos por este concepto.
 - Aumento de los costos por instalaciones internas (+USD 2,0 mm) y otros costos (+USD 1,3 mm) frente al 2T21 principalmente por mayor número de conexiones.
- Los costos en Contugas decrecen en 22,4% en línea con la disminución de ingresos por transporte a clientes regulados, permitiendo una mejora en margen bruto de 57% a 63%.
- El efecto cambiario de la conversión a pesos aportó COP 4.643 mm, el 4% del incremento t/t

Transporte de gas natural:

- En TGI el incremento (4,1%; +USD 1,4 mm t/t) estuvo asociado a: i) la atención de emergencias (+USD 1,3 mm) como consecuencia de la ola invernal presentada en lo corrido del año vs el 2T21, el cual incorporó un efecto base por reprogramaciones de mantenimientos por situación de orden público en el país; ii) USD +0,6 mm por aumento en la tarifa nacional del gas combustible (indexado IPC 2021) y mayores consumos de gas en la operación.
- El efecto cambiario por conversión aportó COP 7.997 mm al costo del segmento, el 59% del incremento t/t.

Transmisión de electricidad:

- Principalmente por el comportamiento de los costos en la Sucursal de Transmisión en Colombia los cuales crecieron 22,8% en el 2T22 (+COP 10,4 mil mm t/t) por un aumento en los costos por contribuciones (*pass through*), costos de vigilancia y seguridad.

Distribución de electricidad:

- Los costos en Electrodunas en su moneda funcional se incrementaron +PEN 15.545 mm (+24,3%) principalmente por mayores compras de energía como respuesta al aumento de consumo en el período.
- El efecto cambiario de la conversión a pesos aportó al crecimiento real de los costos en cerca de COP 9.973 mm, 45% de la variación t/t.

Gastos administrativos y de operación

Tabla N°3 – Gastos administrativos por segmento

COP '000 de mm	2T21	2T22	Var	Var %
Distribución Gas Natural	82	149	68	83%
Transporte Gas Natural	25	36	10	40%
Transmisión Electricidad	20	24	4	19%
Distribución Electricidad	16	10	-6	-37%
Corporativo	44	54	10	24%
Total	187	273	86	46%

El incremento en los gastos administrativos de distribución de gas se explica por la provisión de USD 12,2 mm en Contugas como resultado del laudo arbitral con EGASUR. En moneda funcional los gastos administrativos de TGI se mantienen contenidos bajo el pilar de eficiencia (+1% t/t) y en Cálidda aumentan (+44% t/t) por mayor contratación de servicios de terceros para la implementación del plan de conexiones del año.

Otros ingresos (gastos) netos

El saldo neto de esta cuenta es un ingreso por COP 4,5 mil mm, una disminución de 88,9% (-COP 36,4 mil mm) frente al 2T21 principalmente por menores intereses recibidos de cartera vencida.

EBITDA consolidado ajustado⁶

Tabla N°4 – EBITDA consolidado por compañía

COP '000 de mm	2T21	2T22	Var \$	Var %
TGI	301	316	15	5%
Cálidda	157	187	30	19%
GEB	88	93	5	6%
Dunas	46	57	12	26%
Contugas	29	33	4	14%
Trecca & EEBIS	15	20	4	27%
Gebbras	0,1	-0,3	-0,4	-447%
Elecnorte	0,0	32	31,6	-
Otros	1	-1	-2	-210%
Total controladas	638	736	99	15%
Argo	3	1	-2	-55%
Total Asociadas	3	1	-2	-55%
Total EBITDA	641	738	97	15%

- El EBITDA generado por las empresas controladas representa el 99,8% del EBITDA consolidado del trimestre y crece principalmente por la incorporación de los resultados de Elecnorte (+COP 31.629 mm) sumado a los positivos resultados de Cálidda (+COP 29.793mm) y TGI (+COP 14.902 mm).

⁶ Incluye los dividendos de las compañías asociadas y negocios conjuntos.

- El Crecimiento orgánico del EBITDA fue de +COP 67.549 mm, un incremento de 10,6% t/t.
- La empresas asociadas declaran usualmente los dividendos durante el primer trimestre de cada año. Solo se declararon durante 2T22 los dividendos por COP 1,326 mm de Argo.

Ingreso (Gasto) Financiero neto

Los gastos financieros netos se incrementaron 48,3% (COP 78,3 mil mm) cerrando en COP 240,7 mil mm, como consecuencia de la indexación de algunos créditos a IPC (Colombia), sumado a la revaluación del dólar de cierre del trimestre de COP 371 t/t. Este incremento fue balanceado por la composición de deuda 70% en tasa fija y la indexación de una porción significativa de los ingresos al Índice de Precios al Productor (IPP US y PPI Col) y dólar.

Diferencia en Cambio

La diferencia en cambio representó un menor ingreso de COP 38,5 mil mm desde COP 60,3 mil mm en 2T21, principalmente en GEB individual (+COP 36,5 mil mm) por la devaluación en la tasa de cierre USDCOP en el 2T22 de 10,1% vs 1T22.

Método de Participación

Tabla N°5 – Método de Participación

COP *000 de mm	2T21	2T22	Var	Var %
Enel Colombia	347	340	-7	- 2,1
CTM	23	28	6	24,9
Vanti	15	25	10	64,2
REP	18	23	6	30,9
EMSA	2	4	3	151,5
Promigas	50	45	-5	- 9,9
Argo	12	80	67	547,0
Negocios Conjuntos	12	1	-11	- 94,6
Ágata	0	0	0	-
Total	479	546	67	14,0

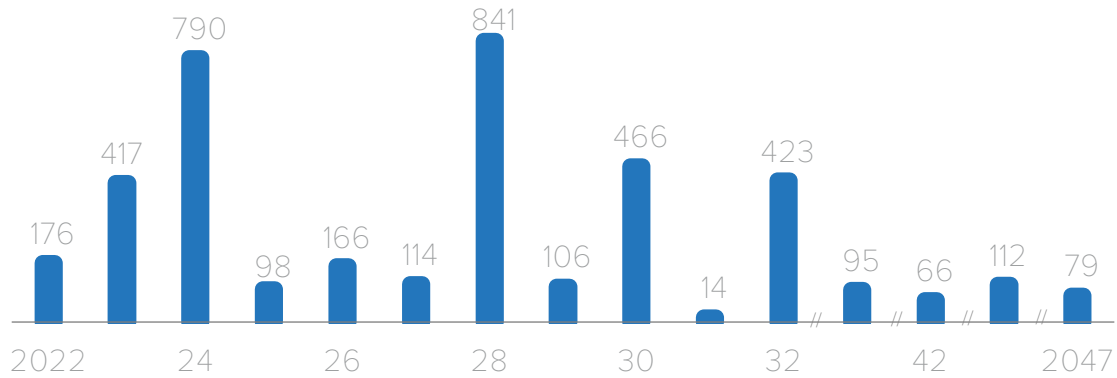
El método de participación patrimonial se incrementó por los resultados positivos durante el trimestre principalmente en Argo (incluyendo COP 2 mil mm por la adquisición de Rialma III) y Promigas, con crecimiento en utilidades de 13,5% y 29,6% respectivamente (ver detalle - Resultados Compañías No Controladas)

Utilidad neta

- El impuesto corriente pasó COP 99,9 mil mm en 2T21 a uno de COP 109,2 mil mm en 2T22, un incremento de 9,3%, por su parte el impuesto diferido pasó de un gasto de COP 47,5 mil mm en 2T21 a un ingreso de COP 7,7 mil mm en 2T22, principalmente en Cálidda (-COP 34,0 mil mm) y TGI (COP 8,6 mil mm) por la posición pasiva en moneda extranjera y el efecto del diferencial entre la tasa fiscal y la tasa de cambio del período.
- La utilidad neta consolidada del 2T22 fue COP 700,7 mil mm, un incremento de 1,3% frente al mismo periodo de 2021 (COP 691,8 mil mm). La participación controlada se ubicó en COP 660,5 mil mm (+0,8%) y la no controlada en COP 40,1 mil mm (+9,3%).

Perfil de deuda

Gráfica N°1 – Junio 2022 USD 3.965 mm



Respecto al comportamiento de la deuda durante el 2T22 se destaca lo siguiente:

- GEB: emisión de bonos locales por COP 262 mil mm para financiar el plan de inversiones de la compañía.
- Cálidda: Desembolso de USD 30 millones del crédito sindicado con vencimiento en Dic-26.
- Elecnorte: Producto de la adquisición, entró a consolidar en el Grupo el crédito sindicado con Itaú y Davivienda (COP 276 mil millones) con vencimiento Mar-32.

Tabla N°6 – Clasificación de la deuda y ratios

COP '000 de mm	2T21	2T22	Var	Var %
EBITDA UDM	4.349	5.117	768	17,7
Deuda total neta	11.958	14.981	3.023	25,3
Deuda total bruta	14.265	16.355	2.089	14,6
Gastos financieros neto UDM	576	718	142	24,7
Deuda total neta / EBITDA	2,75x	2,93x	0,18x	6,5
EBITDA / Gastos financieros neto	7,6x	7,1x	-0,4x	- 5,7

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

CAPEX

El CAPEX operacional ejecutado durante el 2T22 fue USD 111 mm, USD 32,0 mm adicionales en comparación al 2T21, explicado principalmente por la Sucursal de Transmisión en Colombia +USD 26,7 mm (+114,2%) y Cálidda +USD 10,0 mm (+30,8%). El capex asociado a crecimiento inorgánico sumó USD 116 mm por la adquisición de Elecnorte. La capitalización de Gebbras y Argo para el cierre de la adquisición de 5 concesiones operativas en Brasil está incluida en las proyecciones de cierre de 2022.

Tabla N°7 – CAPEX ejecución y proyección anual⁷

USD mm	2T22	2022P	2023P	2024P	2025P	2022P - 2025P
Cálidda	32	127	80	18	10	235
Transmisión	50	106	167	153	116	542
TGI	22	27	28	27	27	108
Trecca & EEBIS	5	39	30	11	4	84
Contugas	0	5	6	2	15	28
Grupo Dunas	6	20	31	28	15	94
Elecnorte	2	2	0	0	0	2
SubTotal	117	326	341	239	187	1.094
Adquisición	116	600	-	-	-	600
Total	217	927	341	239	187	1.694

⁷ Las proyecciones son estimaciones que pueden variar en el futuro por cambios en los supuestos incorporados en su cálculo

Avances en prácticas ASG

El Grupo Energía Bogotá se encuentra comprometido con estar a la vanguardia en temas Ambientales, Sociales y de Gobernanza (ASG). A continuación, se relaciona los hechos más relevantes del trimestre.

Ambiental y Social

En Colombia, GEB sigue avanzando en la protocolización de acuerdos con las comunidades étnicas certificadas del proyecto Colectora logrando un avance del 90% (201 acuerdo protocolizados), ratificando así su compromiso de mantener un relacionamiento transparente y genuino en los territorios en los que opera. Así mismo, alcanzó el Sello Oro Equipares por su gestión en igualdad, diversidad e inclusión.

Así mismo, TGI creó la iniciativa de Emprendimiento y Liderazgo Femenino que impactará a 200 mujeres de los departamentos de La Guajira y Meta. Estructuró la estrategia de Gasificación Rural, con la cual se proyecta llegar a 22 veredas más en el 2025, y se realizó un voluntariado en Honda, para la comunidad educativa, junto con una campaña de donación de libros para niños y jóvenes entre los 5 y 17 años.

En Perú, Electrodunas obtuvo el segundo puesto en la selección nacional del Premio CIER de Innovación por el proyecto “Generación Solar Distribuida para la Producción de Agua Potable en Comunidades Sostenibles de ICA”. Por otra parte, se adhirió a los siete Principios para el Empoderamiento de las Mujeres de las Naciones Unidas, fortaleció sus procesos de selección de talento para incentivar la inclusión de personas con discapacidad en sus equipos de trabajo e incluyó cláusulas para la promoción y respeto de los derechos humanos en los contratos con proveedores y contratistas.

Cálidda fue reconocida como una Empresa Socialmente Responsable por el CEMFI (Centro Mexicano de Filantropía y Perú Sostenible), y recibió el premio Yanapay en la categoría “Potenciando el valor de Reciclaje” otorgado por la ANIQUEM. Adicionalmente, se sumó al Desafío Kunan, en la categoría de Ciudades Sostenibles que incentiva a los emprendedores sociales a que contribuyan de manera tangible a la mejora de la calidad de vida e incremento del acceso a servicios básicos.

Por su parte, Contugas recibió el reconocimiento del Ministerio del Ambiente de Perú por la verificación de la huella de carbono en 2019 y la reducción de la misma en 2020.

Finalmente, las empresas del Grupo realizaron actividades de concientización en el marco del Día Mundial del Medio Ambiente, promoviendo prácticas de economía circular y el uso responsable de recursos naturales en sus operaciones y los hogares de todos sus colaboradores.

Gobernanza

El 26 de mayo la Junta Directiva del GEB aprobó el nuevo Acuerdo de Grupo Empresarial con el fin de alinearlo con el Plan Estratégico Corporativo del GEB. El Acuerdo de Grupo Empresarial es un documento que rige las relaciones entre el GEB y las empresas que lo componen, reconociendo la unidad de propósito y dirección en cabeza de la matriz y la situación de control que ha sido declarada respecto de cada una de las empresas subordinadas. Dentro del contenido del Acuerdo de Grupo se establecen 7 elementos de relacionamiento; (i) la estrategia corporativa, (ii) la conformación de los órganos directivos, (iii) lineamientos con alcance de Grupo, (iv) relacionamiento permanente, (v) sinergias, gestión del conocimiento e intercambio de talento, (vi) servicios compartidos y, (vii) arquitectura de control.

La Dirección de Asuntos Corporativos participó, junto con TGI y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, en la mesa técnica de gobierno corporativo organizada por la Veeduría Distrital el 17 de junio, espacio en el que se compartió la experiencia en el proceso de fortalecimiento y adopción de mejores prácticas de gobierno corporativo y se respondieron inquietudes al respecto de las demás empresas en las que el Distrito Capital tiene participación accionaria.

Actualización Regulatoria durante el 2T22

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
Colombia	CREG 101 013-22	Se establece la metodología para la determinación de costos máximos por la prestación del servicio de alumbrado público	Distribución Energía	Definitiva	Ver más
	CREG 101 017-22	Se define una opción para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas existentes que se respaldan con gas natural	Varios	Definitiva	Ver más
	CREG 102 003-22	Se establecen los criterios generales para remunerar la actividad de comercialización minorista de gas combustible a usuarios regulados y se establecen las reglas para la solicitud y aprobación de los cargos tarifarios correspondientes	Comercialización Gas Natural	Definitiva	Ver más
	CREG 102 005-22	Se ajusta la Resolución CREG 175 de 2021 (criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte)	Transporte Gas Natural	Definitiva	Ver más
	CREG 102 006-22	Se ajusta la Resolución CREG 175 de 2021 (criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte)	Transporte Gas Natural	Definitiva	Ver más
	CREG 501 043-22	Se actualiza la base de activos del GEB y se modifican los parámetros necesarios para determinar su remuneración en el Sistema de Transmisión Nacional	Transmisión Energía	Definitiva	Ver más
	CREG 702 002-22	Se definen las condiciones para la clasificación de usuarios no regulados del servicio público domiciliario de gas natural por redes	Varios	Proyecto	Ver más
Perú	Osinermin N° 079-2022-OS/CD	Proyecto de Resolución que fija la Tarifa Única de Distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión de Lima y Callao para el periodo 2022-2026	Distribución Gas Natural	Definitiva	Ver más
	Osinermin N° 138-2022-OS/CD			Definitiva	Ver más
	Osinermin N° 047-2022-OS/CD	Resolución que fija las Tarifas de Distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión de Ica para el periodo 2022-2026	Distribución Gas Natural	Definitiva	Ver más
	Osinermin N° 103-2022-OS/CD			Definitiva	Ver más

Resultados Compañías Controladas



Tabla N°8 – Indicadores financieros GEB transmisión

COP '000 de mm	2T21	2T22	Var	Var %
Ingresos	146	171	24	16,7
Utilidad bruta	101	116	15	14,8
EBITDA	101	114	13	12,5
Margen EBITDA	69%	67%	-2,5pp	
Utilidad operacional	92	106	14	14,9

Tabla N°9 Ingreso por tipo de activo

COP '000 de mm	1T21	1T22	Var	Var %
Activos de Uso	35	42	7	21,0
Activos de Convocatoria	85	92	7	8,2
Proyectos Privados	2	10	8	387,6
Contribuciones	20	23	3	14,7
Total	142	167	25	17,5

— Modificación FPO y Base Regulatoria de Activos

- El 23 de mayo de 2022 fue publicada la resolución MME 40181 de 2022, Por la cual se resuelve la solicitud de modificación de la Fecha de Puesta en Operación del proyecto denominado "Subestación Colectora 500 kV, líneas de transmisión Colectora - Cuestecitas y Cuestecitas - La Loma 500 kV". La resolución otorga 488 días calendario adicionales modificando la FPO para el 1 de abril de 2024.
- El 28 de junio de 2022 fue publicada la resolución CREG 501 043 de 2022, Por la cual se actualiza la base de activos del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. y se modifican los parámetros necesarios para determinar su remuneración en el Sistema de Transmisión Nacional. La resolución resuelve actualizar el ingreso anual de GEB por activos de Uso para incluir las obras relacionadas con el traslado de la subestación Mocoa a la nueva subestación Renacer.
- El 10 de junio de 2022 fue publicada la resolución MME 40207 de 2022, Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto en contra de la Resolución No. 40132 del 8 de abril de 2022, que decidió sobre la solicitud de modificación de la Fecha de Puesta en Operación del proyecto denominado "Refuerzo Suroccidental 500 kV; Subestación Alférez 500 kV y las Líneas de Transmisión Asociadas", objeto de la Convocatoria Pública UPME 04-2014. La resolución otorga 49 días calendario adicionales modificando la FPO para el 1 de noviembre de 2023.

Tabla N°10 – Panorámica general GEB Transmisión

	2T22
Disponibilidad de la infraestructura	99,9%
Compensación por indisponibilidad	0,010%
Cumplimiento programa mantenimiento	100,0%
Participación en la actividad de transmisión	18,6%

Tabla N°11 – Estatus proyectos GEB Transmisión

	Avance	Ingresos Anuales Estimados (USD mm)	Fecha Oficial Puesta en Operación(*)
Proyectos UPME			
Tesalia 230 kv	90,3%	10,9	1T23
La Loma STR 110 kv	73,3%	7	3T22
Refuerzo Suroccidental 500 kv	66,4%	24,4	4T23
Chivor II 230 kv	58,2%	5,5	4T22
Sogamoso Norte 500 kv	46,6%	21,1	4T22
Colectora 500 kv	26,5%	21,5	1T24
Río Córdoba–Bonda 220kV	12,0%	1,2	4T23
Proyectos Privados		10,8	

*MME modificó FPO de proyecto Colectora y Refuerzo Suroccidental en resoluciones de mayo-22


Tabla N°12 – Indicadores financieros TGI

USD '000	2T21	2T22	Var \$	Var %
Ingresos	94.388	99.806	5.418	5,7
Utilidad operacional	54.052	54.048	-4	0,0
EBITDA	74.236	78.477	4.241	5,7
Margen EBITDA	78,6%	78,6%	0,0 pp	
Utilidad neta	27.019	25.773	-1.246	- 4,6
Deuda bruta / EBITDA	3,5x	3,7x		
EBITDA / Gastos financieros	4,8x	4,5x		
Calificación crediticia internacional:				
Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 23 21:		BBB, estable		
Moody's – Calificación Bono – Sep. 9 21:		Baa3, estable		

- Expansión: i) Consolidación proyecto Bidireccionalidad Ballena-Barrancabermeja: Pruebas técnicas nos permiten asegurar el flujo del interior del país a la costa caribe por una capacidad de 170 MPCD
- Regulación: i) sustentación del expediente tarifario e inicio formal de la fase de auditoría; ii) nueva solicitud de ampliar el plazo de aplicación del cambio de remuneración de USD a COP
- Eficiencia: i) USD 15 mm de iniciativas netas implementadas con impacto recurrente. USD 7 mm adicionales no recurrente
- Transformación: Mezcla hidrógeno y gas. Convenio Interinstitucional para prefactibilidad regulatoria, técnica y normativa para transporte y blending

Tabla N°13 – Panorámica general TGI 2T22

Volumen transportado – Promedio Mpcd	503
Capacidad contratada en firme – Mpcd	587


Tabla N°14 – Indicadores financieros Cálidda

USD '000	2T21	2T22	Var \$	Var %
Ingresos	175.284	214.114	38.830	22,2
Ingresos ajustados*	79.270	93.062	13.792	17,4
Utilidad operacional	40.650	44.352	3.702	9,1
EBITDA	49.850	55.275	5.425	10,9
Margen EBITDA - Ingresos	28,4%	25,8%	-2,6 pp	
Margen EBITDA - Ingresos ajustados	62,9%	59,4%	-3,5 pp	
Utilidad neta	25.000	25.611	611	2,4
Deuda bruta / EBITDA	3,8x	3,8x		
EBITDA / Gastos financieros	7,8x	8,7x		

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

- La calificadora internacional Moody's ESG Solutions realizó una segunda evaluación de sostenibilidad, asignando el rating de A1 y el puntaje de 66
- Calidda: Culminó revisión tarifaria con incremento de 9,7% respecto a 2021. Actualiza número de conexiones nuevas a 210 mil al cierre 2022

Tabla N°15 – Panorámica general Cálidda 1S22

Clientes acumulados	1.438.899
Clientes potenciales	1.437.684
Extensión total de la red (Km)	14.976
Volumen facturado (Mpcd)	753
Penetración de la red (%)	100,1%


Tabla N°16 – Indicadores financieros Contugas

USD '000	2T21	2T22	Var \$	Var %
Ingresos	22.312	20.395	-1.916	- 8,6
Utilidad Bruta	12.624	12.878	254	2,0
Margen bruto	56,6%	63,1%	6,6 pp	
Utilidad operacional	2.764	-8.893	-11.656	- 421,8
EBITDA	9.766	9.961	195	2,0
Margen EBITDA	43,8%	48,8%	5,1 pp	

Utilidad neta	262	-11.650	-11.912	-	4.552,4
---------------	-----	---------	---------	---	---------

- Registro de provisión por resultado del laudo EGASUR arbitral USD 12,2 mm
- Entrega del Informe de Reconsideración al regulador con el propósito de que se corrijan algunas omisiones importantes dentro del proceso de Fijación Tarifaria.

Tabla N°17 – Panorámica general Contugas 1S22

Número de clientes	71.149
Volumen de ventas acumuladas (Mpcd)	47
Volumen transportado acumulado (Mpcd)	690
Capacidad contratada en firme (Mpcd)	154
Longitud de la red (km) distribución + transporte	1.444



Tabla N°18 – Indicadores financieros ElectroDunas

Soles '000	2T21	2T22	Var \$	Var %
Ingresos	101.980	118.456	16.476	16,2
Utilidad Bruta	37.972	38.904	932	2,5
Margen Bruto	37,2%	32,8%	-4,4 pp	
Utilidad operacional	20.496	20.691	195	1,0
Margen operacional	20,1%	17,5%	-2,6 pp	
EBITDA	32.385	33.012	627	1,9
Margen EBITDA	31,8%	27,9%	-3,9 pp	
Utilidad neta	9.950	10.245	295	3,0

- La energía distribuida en el área de concesión de ElectroDunas es 673 MWh, 8,5% por encima del mismo periodo del año 2021.
- Al cierre del 2do trimestre el número de clientes alcanzó 261.794, incrementándose 2,6% respecto al cierre del mismo periodo del año anterior.
- Al cierre de Junio, se sigue manteniendo una tendencia positiva en los indicadores de cartera.

Tabla N°19 – Panorámica general ElectroDunas 1S22

Venta de Energía de ELD	603.515
Venta de energía a clientes propios (GWh)	414.529
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (GWh)	188.986
Compra de energía y generación propia (MWh)	472.263


Tabla N°20 – Indicadores financieros Perú Power Company

Soles '000	2T21	2T22	Var \$	Var %
Ingresos	7.209	7.225	16	0,2
Utilidad operacional	5.513	4.991	-522	-9,5
Margen operacional	76,5%	69,1%	-7,4 pp	
EBITDA	6.890	6.844	-46	-0,7
Margen EBITDA	95,6%	94,7%	-0,8 pp	
Utilidad neta	3.590	2.848	-742	-20,7

- la inversión en PPC ascendió a USD 132 mil por Mantenimiento Mayor en CT Luren, USD 271 mil por Mantenimiento Mayor en CT Pedregal y USD 76 mil por Proyecto BESS y otros.


Tabla N°21 – Indicadores financieros Cantaloc

Soles '000	2T21	2T22	Var \$	Var %
Ingresos	10.011	11.702	1.692	16,9
Utilidad operacional	1.635	1.463	-172	-10,5
Margen operacional	16,3%	12,5%	-3,8 pp	
EBITDA	1.797	1.424	-373	-20,8
Margen EBITDA	18,0%	12,2%	-5,8 pp	
Utilidad neta	1.003	1.304	301	30,0

- Se obtuvo un margen bruto del orden del 28,9% por la rentabilidad generada en las unidades de negocio de Comercial, Operaciones y Mantenimiento, la unidad de negocio Obras con Terceros alcanzó un margen bruto de 26,5% y la unidad de negocio Obras Electro Dunas alcanzó un margen acumulado a Junio de 8,9%.


Tabla N°22 – Indicadores financieros Trecsa

USD '000	2T21	2T22	Var \$	Var %
Ingresos	4.475	5.061	586	13,1
Utilidad bruta	3.516	3.969	453	12,9
EBITDA	2.441	3.049	608	24,9
Margen EBITDA	54,5%	60,2%	5,7 pp	
Utilidad neta	-463	-1.357	-894	193,2

- La Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- publicó la Resolución CNEE-120-2022 en donde resolvió adicionar al Valor Máximo del Peaje del Sistema Principal la cantidad de USD 1.76 mm/ año a favor de TRECOSA, derivado del reconocimiento de costos y gastos adicionales por fuerzas mayores y del reconocimiento de los costos de operación, mantenimiento y administración por los registradores de falla.

Resultados Compañías No Controladas


Tabla N°23 – Indicadores financieros Enel Colombia

COP '000 de mm	2T21	2T22	Var \$	Var %
Ingresos operacionales	1,132	3,567	2,435	215.1
Margen de contribución	775	2,010	1,236	159.5
EBITDA	716	1,760	1,044	145.8
Margen EBITDA	63.3%	49.4%	-13.9 pp	
EBIT	654	1,467	813	124.4
Utilidad neta	425	818	393	92.6

Enel Colombia alcanzó un margen de contribución de COP 3,2 bn (+120%) explicado por:

- Generación en Colombia que aportó COP 1,7 bn (+18,4% frente al 1S21) por: i) mayores ingresos por optimización en la gestión de atención de contratos con energía propia y/o transacciones de mercado y mayor margen en el mercado Spot debido al incremento en el precio de la energía vs el año anterior; ii) mayores volúmenes de venta, principalmente en el mercado no regulado y mercado Spot, por incremento en la demanda de energía a nivel nacional, sumado al aumento en la generación de energía por los altos aportes hídricos a lo largo del año; y iii) incremento en el volumen de prestación de servicios auxiliares para la regulación de frecuencia del sistema (AGC) – por condiciones de mercado.
- El negocio de Distribución aportó al margen COP 1,2 bn (+40,0% vs el 1S21) principalmente por: i) mayores ingresos por remuneración de la actividad de distribución, como resultado de ajustes del regulador y la ejecución del plan de inversiones, al incorporar nuevos activos a la

base regulatoria; ii) desempeño favorable de los productos de valor agregado, por la entrada en operación de dos patios de buses eléctricos adicionales; y iii) mayor margen en la facturación del servicio de aseo explicado por aumento en la base de clientes.

- Finalmente, las filiales en Centroamérica aportaron al margen COP 260 mil mm derivados de la venta de energía de distribuidores, grandes clientes y a la bolsa de energía.

Los costos fijos ascendieron a COP 373 mil mm, reflejando el incremento de los mayores gastos de personal por efecto del incremento del Índice de Precios al Consumidor y el salario mínimo; así como la incorporación de las líneas de Distribución y Energías Renovables al cierre del semestre 2022.

Como consecuencia de lo anterior el EBITDA totalizó COP 2,9 bn, así mismo el EBIT alcanzó COP 2,5 mm. Explicado por el incremento en el rubro de depreciaciones por el aumento de la base de activos fijos depreciables sumado a la consolidación de los activos fijos provenientes de los negocios de Distribución de Energías Renovables, producto de la fusión.

Tabla N°24 – Panorámica general Enel Colombia

1S22

Generación Colombia	
Generación Enel Colombia (Gwh)	6.890
Ventas totales (Gwh)	8.985
Disponibilidad de plantas (%)	90,1
Generación Centroamérica	
Generación Enel Colombia (Gwh)	968
Capacidad instalada	644
Distribución	
Número de clientes	3.749.638
Participación de mercado (%)	20,7
Demanda energía nacional (Gwh)	37.750
Demanda energía zona Enel Colombia (Gwh)	8.019
Índice de pérdidas (%)	7,4
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	42,5



Tabla N°27 – Indicadores financieros CTM

USD '000	2T21	2T22	Var \$	Var %
Ingresos	49.044	52.100	3.055	6,2
Utilidad operacional	30.631	33.116	2.485	8,1
EBITDA	48.389	51.462	3.073	6,4
Margen EBITDA	98,7%	98,8%	0,1 pp	
Utilidad neta	15.347	18.079	2.732	17,8
Deuda neta / EBITDA	5,3x	5,6x		
EBITDA / Gastos financieros	4,5x	4,0x		

- CTM anunció en mayo 2022 el inicio del proyecto Refuerzos 1 y 2 con el fin de aportarle confiabilidad al sistema de Perú con una inversión de más de USD 51 mm, convirtiéndose así en el primer proyecto que incrementará la capacidad de transmisión mediante la reconfiguración de líneas existentes.
- Línea de transmisión eléctrica del Proyecto Yana Coya presenta un avance del 80%.

Tabla N°26 – Panorámica general CTM 1S22

Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,5
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	94,7
Líneas de transmisión o Red (Km)	4.378
Control	ISA
Participación GEB	40%


Tabla N°27 – Indicadores financieros REP

USD '000	2T21	2T22	Var \$	Var %
Ingresos	41.596	44.680	3.084	7,4
Utilidad operacional	19.866	22.860	2.994	15,1
EBITDA	30.397	35.196	4.799	15,8
Margen EBITDA	73,1%	78,8%	5,7pp	
Utilidad neta	12.082	14.944	2.862	23,7
Deuda neta / EBITDA	2,2x	2,1x		
EBITDA / Gastos financieros	10,2x	12,0x		

- Moodys Local ratifica el rating de los Bonos Corporativos en AAA
- Apoyo & Asociados ratifica el rating de los Bonos Corporativos en AAA.

Tabla N°28 – Panorámica general REP 1S22

Disponibilidad de la infraestructura (%)	99
Cuota de mercado (%)	27
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	101
Líneas de transmisión o Red (Km)	6.322
Control	ISA
Participación GEB	40%


Tabla N°29 – Indicadores financieros Argo

BRL mm	2T21	2T22	Var \$	Var %
Ingresos	214	573	358	167,1
EBITDA	199	532	334	168,1
Margen EBITDA	92,7%	93,0%	0,3%	0,3 pp
Utilidad neta	50	244	195	390,9
Margen Neto	23,2%	42,7%	19,5%	19,5 pp

- Las sociedades brasileras Argo Energia Empreendimentos e Participações S.A. (“Argo”), y Gebbras Participações Ltda (“Gebbras”), llegaron a un acuerdo para adquirir conjuntamente el 100% (62,5%/37,5%) de las acciones ordinarias de las cinco concesiones de transmisión: Esperanza Transmissora de Energia S.A., Odoiyá Transmissora de Energia S.A., Transmissora José Maria de Macedo de Eletricidade S.A., Giovanni Sanguinetti Transmissora de Energia S.A., y Veredas Transmissora de Energia S.A. El valor de la transacción asciende a BRL\$ 4.318 millones.


PROMIGAS
Tabla N°33 – Indicadores financieros Promigas Separado

COP '000 de mm	2T21	2T22	Var \$	Var %
Ingresos	230	263	33	14,3
EBITDA	376	369	-7	-1,8
Margen EBITDA	163,9%	140,7%	-23,2 pp	
Utilidad operacional	336	328	-7	-2,2
Margen Operacional	146,1%	125,0%	-21,1 pp	
Utilidad neta	327	294	-32	-9,9
Margen neto	142,2%	112,1%	-30,1 pp	-30,1 pp

- En alianza con Sumitomo Corporation, uno de los principales conglomerados empresariales del Japón, se firmó un Memorando de Entendimiento con el fin de explorar y desarrollar el mercado de movilidad eléctrica con hidrógeno en Colombia y Perú.
- Ratificación de calificación AAA por parte de Fitch Ratings a la filial Surtigas.

Tabla N°34 – Panorámica general Promigas

	2Q22
Red de gasoductos (Km)	3.288
Capacidad instalada - máxima (Mpcd)	1.153
Capacidad contratada (Mpcd)	868
Usuarios acumulados	5.700.000
Participación GEB	15,2%


Tabla N°32– Indicadores financieros Vanti

COP '000 de mm	2T21	2T22	Var \$	Var %
Ingresos	701	819	118	16,8
Utilidad operacional	81	129	47	57,8
EBITDA	94	139	45	47,6
Margen EBITDA	13,5%	17,0%	3,5pp	
Utilidad neta	61	100	39	64,2
Deuda neta / EBITDA UDM	1,6x	1,2x		
EBITDA / Gastos financieros UDM	3,3x	5,0x		

Tabla N°33 – Panorámica general Vanti
1S22

Volumen de ventas (Mm3)	1.155
Número de clientes	2.445.018
Control	Brookfield
Participación de GEB	25%

Anexo: Estados Financieros Consolidados

Tabla N°37 – Estados Consolidados de Resultados Trimestrales

COP '000 de mm	2T21	2T22	Var	Var %
Distribución de gas natural	712	910	197	27,7
Transporte de gas natural	349	391	42	12,1
Transmisión de electricidad	170	211	41	24,4
Distribución de electricidad	99	122	23	23,1
Total ingresos	1.330	1.634	304	22,9
Distribución de gas natural	-497	-629	-132	26,6
Transporte de gas natural	-131	-144	-14	10,3
Transmisión de electricidad	-56	-69	-14	24,4
Distribución de electricidad	-58	-80	-22	38,1
Total costos	-741	-922	-181	24,5
Utilidad bruta	589	712	123	20,8
Gastos administrativos y de operación	-187	-273	-86	46,2
Otros ingresos (gastos), neto	41	5	-36	-88,9
Resultado de actividades operacionales	444	444	0	0,0
Ingresos financieros	19	15	-4	-22,5
Gastos financieros	-162	-241	-78	48,3
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	60	39	-22	-36,1
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	479	546	67	14,0
Ganancia antes de impuestos	839	802	-37	-4,4
Gasto por impuesto corriente	-100	-109	-9	9,3
Gasto por impuesto diferido	-48	8	55	-116,4
Utilidad neta	692	701	9	1,3
Participación Controladora	655	661	5	0,8
Participación no Controladora	37	40	3	9,3

Tabla N°35 – Estado de Situación Financiera

COP '000 de mm	Dec-22	jun-22
ACTIVOS		
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.692	1.373
Inversiones	4	0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.150	1.454
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	128	1.096
Inventarios	252	259
Activos por impuestos	136	250
Operaciones de coberturas	107	308
Otros activos no financieros	39	79
Activos clasificado como mantenidos para la venta	182	185
Total activos corrientes	3.690	5.004
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	9.926	11.553
Propiedades, planta y equipo	13.631	14.633
Activos por derecho de uso	100	84
Propiedades de inversión	30	30
Inversiones	8	126
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	294	311
Crédito mercantil	303	565
Activos intangibles	6.679	7.174
Activos por impuestos	109	120
Activos por impuestos diferidos	3	8
Otros activos no financieros	37	0
Total activos no corrientes	31.120	34.604
Total activo	34.809	39.608
PASIVOS Y PATRIMONIO		
PASIVOS CORRIENTES		
Obligaciones financieras	874	1.153
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	581	1.591
Obligaciones por arrendamientos	9	46
Cuentas por pagar a partes relacionadas	0	62
Instrumentos financieros derivados de cobertura	151	55
Beneficios a empleados	138	117
Provisiones	85	128
Ingresos recibidos por anticipados	23	41
Pasivo por impuestos	112	210
Otros pasivos no financieros	86	17
Total pasivos corrientes	2.060	3.420
PASIVOS NO CORRIENTES		
Obligaciones financieras	14.250	15.202
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	46	49
Obligaciones por arrendamientos	53	57
Pasivos por impuestos	1	1
Beneficios a empleados	105	206
Provisiones	370	383
Ingresos recibidos por anticipados	55	57
Pasivos por impuestos diferidos	2.168	2.386
Otros pasivos no financieros	21	0
Total pasivos no corrientes	17.069	18.341
Total pasivos	19.129	21.761
PATRIMONIO		
Capital emitido	492	492
Prima en colocación de acciones	838	838
Reservas	4.078	4.841
Resultados acumulados	6.016	6.645
Otro resultado integral	3.686	4.497
Total patrimonio de la controladora	15.110	17.313
Participación no controlada	571	534
Total patrimonio	15.681	17.847
Total pasivo y patrimonio	34.809	39.608

Tabla N°36 – Estado de Flujo de Efectivo

COP '000 de mm	jun-21	jun-22
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Resultado del periodo	1.221	1.411
Ajustes para conciliar la utilidad neta		
Impuesto corriente y diferido reconocido en resultados	184	0
Utilidad método de participación en asociadas y negocios conjuntos	-951	226
Gastos financieros	318	-1.058
Ingresos financieros	-36	448
Depreciación y amortización	328	-36
Pérdida en venta o baja de activos fijos	1	377
Diferencia en cambio	110	0
Provisiones (recuperaciones), neto	12	94
	1.188	1.417
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-43	19
Inventarios	21	4
Otros activos no financieros	-37	-8
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-26	34
Beneficios a empleados	-30	-32
Provisiones	-23	3
Otros pasivos	-24	15
Pasivos por derechos de uso	8	9
Intereses por derechos de uso	0	0
Impuestos pagados	-344	-237
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	689	1.224
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Capitalizaciones a empresas asociadas	-9	-5
Dividendos recibidos	930	702
Intereses recibidos	24	10
Inversiones en activos financieros	498	-6
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-334	-480
Adquisición de activos intangibles	-250	-474
Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión	860	-683
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Dividendos pagados	-893	-904
Intereses pagados	-302	-366
Préstamos recibidos	571	277
Préstamos pagados	-425	65
Flujo neto de efectivo provisto por (usado) en actividades de financiación	-1.049	-929
Incremento (disminución) neto de efectivo	500	-388
Efectivo adquirido en la combinación de negocios	0	36
Efecto variaciones tasa de cambio efectivo moneda extranjera	118	34
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO	851	1.692
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	1.470	1.373



Grupo Energía Bogotá

 @GrupoEnergiaBog

 @GrupoEnergiaBogota

 /GrupoEnergiaBogota

 Grupo Energía Bogotá

www.grupoenergiabogota.com

