

## Transcripción Conferencia de Resultados GEB 4T23

**Karen Bibiana Guzmán Vanegas:** Buenos días. Soy Karen Guzmán de la Gerencia de Financiamiento y Relación con el Inversionista del Grupo Energía Bogotá, bienvenidos a nuestra conferencia de resultados. Los invitamos a registrarse con su nombre y el nombre de la compañía que representan para poder identificarlos durante la sección de preguntas y respuestas, que tendremos al final de la llamada, esta conferencia está siendo grabada.

Los informes fueron publicados el día de ayer en nuestra página web y están disponibles para su consulta. En la esquina superior derecha de sus pantallas podrán encontrar la sección de preguntas y respuestas. También pueden escribirnos a través del chat o levantar la mano al final de la sesión con eso les daremos acceso para una intervención en vivo.

La llamada de hoy será liderada por Jorge Tabares, nuestro Vicepresidente Financiero, y contaremos con la participación de otros directivos para atender sus inquietudes.

Le doy paso a Jorge para que inicie la llamada.

Buenos días, Jorge.

**Jorge Andrés Tabares Ángel:** Buenos días, Karen.

Buenos días a todos y muchas gracias por su interés y atención. Tenemos unas páginas preparadas para este fin de año. Vamos a extendernos un poco en algunos temas estratégicos, y sobre el desempeño operacional y financiero, y en la estrategia de transición, daremos algunos comentarios muy importantes para luego escuchar sus preguntas y respuestas. Estaremos muy atentos a lo que pueda surgir.

Voy a acompañar a Eduardo, además de Karen, en las explicaciones.

Lo primero que quiero explicarles es que el año fue bueno para nosotros. Tuvimos una generación de caja y un crecimiento importante. Hubo factores que afectaron de manera significativa nuestros negocios, el EBITDA se ubicó en 5.2, un nivel muy importante, creciendo casi un 7%, alcanzando el EBITDA más alto en la historia del Grupo, a lo largo de los años hemos crecido consistente.

Mostramos también los dividendos generados, este año estamos planeando proponer a la Asamblea del próximo martes, distribuir COP2 billones de pesos entre nuestros accionistas y el retorno sobre el capital invertido por allá en niveles del 10% o 10.5%, lo cual es positivo.

Presentamos una ligera disminución de COP3 B a COP2.8 B en la utilidad neta del Grupo que vamos a explicar en su momento, pero les adelanto en principio, hubo un impacto de una vez muy significativo de Enel, en donde hubo ambas situaciones que no representan caja, pero si hubo un deterioro importante en el proyecto de Windpeshi, que a nosotros nos afecta en COP284 mM y además este tema que nos afecta a casi COP70 mM asociado a la de baja al impairment de una cuenta por cobrar que se tenía en Guatemala, asociada con el Instituto Costarricense de Electricidad por la planta de Chucas, donde Enel pensaba y sus estados financieros reflejaban que la iban a recuperar, pero finalmente salió un fallo judicial que no le da la razón a Enel, eso no termina el litigio, sin embargo, ya con ese fallo se dio de baja el activo.

Si miramos como el dividendo propuesto, COP251 por acción, lo cual arroja una rentabilidad del 13%, nos parece importante que con la generación de caja y con el crecimiento del Grupo, mantengamos un dividendo relevante para nuestros accionistas.

En el EBITDA ajustado por segmento, vemos como transmisión de energía tiene el incremento mayor año a año, este es el resultado de la estrategia que nosotros hemos venido invirtiendo en transmisión de electricidad tanto en Colombia como en Brasil, inclusive a futuro nos acabamos de ganar en Perú el proyecto *Greenfield Yapay*, muy significativo, el más grande en más de una década en Perú, que ha licitado y con ISA 50 - 50% en Yapay vamos a ejecutar este proyecto que tiene un CAPEX básico del Gobierno de alrededor de USD800 M.

Generación de energía donde se ve ese impacto de Windpeshi, y, adicionalmente el fenómeno del niño; ya les amplió un poco sobre el fenómeno del niño. Un año bueno en transporte de gas, aunque con algunos *one-offs* incluidos en ese resultado.

Muy notable que cuando miramos solo las compañías operadas en la mitad del gráfico, debajo de la bolita, esos COP3,6 B representan un crecimiento del 14%. Incluso si nosotros normalizamos el EBITDA total de 5.2, el crecimiento normalizado es del 15%. Es uno de los mensajes más importantes que tenemos para los inversionistas, los accionistas.

Algunas visiones sobre los 4 países en donde tenemos la operación, primero Colombia, Colombia tuvo un impacto del niño importante, hay que recordar que este impacto la última vez que se había vivido era 2015 - 2016, o sea Colombia estuvo casi 7 años en un impacto del fenómeno del niño, lo cual es muy positivo y la conclusión hoy ya de manera muy definitiva, a pesar de que hoy los precios de energía están altos en el spot, es que si ustedes miran por allá en octubre fue que se tuvo el pico con precios muy altos del orden de 1200 pesos por kilovatio hora, hoy tenemos COP700, pero veníamos alrededor de COP600 por un período importante.

Sí, los embalses han bajado en Colombia, pero el uso, lo usual, o sea, los embalses, son la batería y esa batería siempre en el ciclo hidrológico colombiano se gasta en el primer trimestre del año, entonces eso es esperado, eso no es una sorpresa.

Frente a la adjudicación por parte de Enel, el Gobierno colombiano, sacó a licitación el cargo por confiabilidad para el De 27 y 28. Enel Colombia se adjudicó con el 25% de la subasta, la subasta total fue de 4.4 gigas y 90% de ese solar. La señal muy contundente de mercado es que eólico en Colombia no va a desarrollarse en el corto plazo. Eólico, el mayor potencial en Colombia, es la Guajira y tiene muchas dificultades para operar, se están tratando de resolver, pero por ahora no se han resuelto.

Notable también que de esos 4.400 ningún proyecto en la Guajira, ni siquiera solar. Es una reflexión de la complejidad del territorio y lo que afectó en su momento en el proyecto Windpeshi.

Un año que también afecta a los resultados financieros de alguna manera, el peso colombiano se fortaleció mucho el año pasado, 21% de devaluación, en el trimestre solamente el 15%, y por eso los resultados del trimestre nuestro tienen una volatilidad importante, voy a expandir en un minuto en eso.

Si nos movemos a Perú, el año tuvo un impacto positivo por el fenómeno del niño, el gráfico de la izquierda en el medio es el crecimiento en la generación térmica, Cálidda es quien provee el gas a esa generación térmica, y más del 20% en algunos casos hasta el 50% de la demanda fue suplida con generación térmica. Es el crecimiento anual, o sea, hubo un crecimiento año a año por encima del 20% casi durante todo el año, y eso representó negocios nuevos para Cálidda o adicionales marginales como un positivo del fenómeno del niño.

En la flota de vehículos de gas natural vehicular se creció un 13%, es un crecimiento saludable. El Gobierno está incentivando eso y está totalmente alineado con nuestros negocios y tanto en Perú como en Brasil, como en Guatemala, el entorno macroeconómico de inflación ya se normalizó. 3.24% inflación en Perú, 4.62% en Brasil y 4.18 en Guatemala.

Las tasas de interés han bajado, sobre todo en Perú, han bajado más aún, le falta un poco y en Colombia estamos un poco rezagados frente al control de la inflación y a la baja de tasas de interés que sí esperamos ocurra durante el 2024. Lo que sí se normalizó incluso, tal vez sobre reaccionó es el IPP en donde terminó casi en cero, de hecho, la primera cifra es negativa y afecta incluso negativamente el negocio de TGI ese IPP negativo. Por último, abajo a la izquierda, va a haber una subasta en Brasil, se confirma nuestra tesis de que en Brasil se necesita mucha inversión en transmisión de electricidad, va a haber una subasta al final de este mes de más de 6000 km de líneas, esa cifra es muy importante en y la transición energética requiere transmisión y eso es un punto más de confirmación de esto.

Aquí algunos hitos operacionales que están asociados también a la estrategia, en transmisión energizamos la línea de la Loma de 110 Kv, esto está asociado a también la puesta en operación de Enel del Parque la Loma de 187 megavatios, Enel es el líder de generación solar en Colombia, tiene este proyecto y tiene 87 megavatios también del paso operando, ya el paso incluso para esta semana logró la operación comercial, lo que significa que ya empieza a generar cargo por confiabilidad y ya puede empezar a firmar contratos. Tal vez un paréntesis, ahí, las centrales solares y el procedimiento que hay en Colombia para para demostrar su operación comercial está más asociado hidráulicas y es muy difícil mostrar operación comercial con esas reglas, porque si tú tienes un día que hay un poco de nubes o estás bien en el día y pasan unas nubes, no logras demostrar la capacidad que se necesita demostrar para en operación comercial a pesar del parque estar terminado y listo para entregar la energía.

En Colectora, que nos preguntan tanto, la parte sur de Colectora, que es Cuestecitas la Loma. Esta cifra está más actualizada, a marzo vamos al 39%, vamos avanzando decididamente y creemos que estamos a pocas semanas de que nos den la licencia ambiental para la parte norte de la línea colectora. Yapay, que es el negocio que nos ganamos en Perú con ISA, son casi más de 1000 km, resalto una estrategia de ejecución muy agresiva en términos positivos.

ISA, además de hacer mucho trabajo de campo previo, decidió hacerlo con varios contratistas, entonces hay cuatro o cinco contratistas que van a ejecutar la obra y eso nos debe permitir avanzar de una manera muy rápida y estamos consumiendo casi 2000 km de líneas en Colombia, doblando nuestra capacidad. Hoy tenemos 2.057 kilómetros, estamos

construyendo 1.914 Km y en esa estrategia de simplificar y de tener una estructura corporativa lo más sencilla posible, fusionamos Elecnorte con un negocio que habíamos comprado hace dos años en Colombia, transmisión.

En distribución en ElectroDunas invirtiendo en la infraestructura, ampliaciones y renovaciones, invertimos USD20 M, y Enel Colombia creció el 2% de los clientes. Resalto que ese crecimiento fue el más bajo en muchos años, o sea, claramente la actividad constructora en Colombia tuvo un impacto negativo en la cantidad de clientes nuevos. Sin embargo, es un número positivo y dada la base de clientes que tienen Enel, esto es casi como si no conectara una ciudad pequeña al sistema, o sea, una base de 3.8 millones de clientes y tú, agregar el 2% son casi 300.000 personas las que estás conectando ahí.

Generación, mencioné que son seis parques solares en distintas partes de del país y sufrimos porque tuvimos que comprar energía a mayor en bolsa en algún momento por allá en octubre para asegurarnos de que teníamos agua para pasar todo el fenómeno del niño y ahí hago una pausa, en total el niño tuvo un impacto negativo en nuestros resultados de USD70 M durante el 24, esto es la combinación de estas compras de energía en Colombia, un impacto muy significativo en generación en Panamá, donde también hubo que comprar energía para entregar, un impacto negativo en ElectroDunas que vendió menos electricidad y un poco menos en electricidad porque dada la temperatura del océano no hubo primera temporada de pesca, en Perú hay dos temporadas de pesca y no hubo la primera simplemente porque los peces estaban muy abajo por la temperatura del agua más arriba.

Dos positivos, TGI transportó del orden de 50 millones de pies cúbicos Oct-Nov, y más o menos 30 millones de pies cúbicos en diciembre. Ahorita está transportando de ese orden, pero ya está bajando esa esa demanda de extra, eso nos provee de cierta forma una cobertura al fenómeno del niño y Cálidda como mostré, entregó más gas a las térmicas, eso también generó un positivo, pero en total fue un negativo y no trivial a pesar de eso, los resultados están siendo los que mostramos.

En transporte de gas, más o menos a lo que he mencionado, casi 500 millones de pies cúbicos, TGI pagó el crédito intercompañía que era en dólares al GEB, eso nos generó una posición de caja al final del año muy importante que vamos a mencionar ahorita y TGI tomó crédito local en pesos, entonces ahí mejoramos el perfil de vencimientos de la deuda total del Grupo y eliminamos ese match entre pesos y dólares de la deuda.

Finalmente, en distribución de gas, Cálidda, 14%, 222.000 clientes adicionales, a pesar de haber cumplido ya las obligaciones de la concesión, es un negocio ya relativamente maduro, agregamos casi 800.000 personas conectadas a la línea y consumiendo gas de nosotros, eso más los vehículos adicionales, más la térmica hizo que vendiéramos 5.5% más de gas en el año y también en Contugas tuvimos un crecimiento importante del 20%. O sea, como pueden ver, hay positivos a lo largo de la de la cadena y los negocios operados por nuestro socio.

Pasando a los números, hay volatilidad, si ustedes ven sobre todo a la izquierda, hay una volatilidad muy importante y unos crecimientos y gigantes. Hay dos efectos que tienen esto para ayudar a entender, uno es la base del 22 y otro es el resultado o los impactos no recurrentes del 2023. La mayoría de esas cosas son no recurrentes, no todas buenas, algunas buenas.

Entonces, en el 22 tuvimos en Contugas una reversión del deterioro contable que habíamos hecho, el negocio de Contugas ha mejorado significativamente. De hecho, el vencimiento original de USD355 M de crédito de Contugas, del final de septiembre de este año, la Compañía va a buscar solamente USD320 M, con generación de caja interna y acumulada va a pagar USD35 M, ya pagó USD10 M y va a pagar otros USD25 M, el negocio está mucho más saludable y también hubo un reverso en unos ingresos por un laudo arbitral que perdió Contugas. Entonces el neto de eso eran USD20 M de reversión allá en su momento, o sea, positivos del 22 que no se repiten en el 23 y por eso hay una baja importante.

En Cálidda, también en el 22 hicimos una transferencia de cartera al BID y eso generó un ingreso extraordinario no recurrente allá de casi 10 millones de dólares, de nuevo, eso hace que bajemos este año, y Enel Colombia también tiene una distribución de utilidades menor.

Ahora de los no recurrentes del 23, es el deterioro de Windpeshi, que a nosotros nos golpea con 284 e ISA tuvo un problema en Perú en la subestación, que tuvo que básicamente deteriorar porque se tuvo que reubicar. Entonces se perdió la inversión frente a la parte que llega a nuestro Estado financiero son 34. Estamos haciendo un ajuste en el cálculo del EBITDA consolidado, antes por mucho tiempo excluíamos los impuestos operativos, después de debatir mucho, decidimos empezar a incluirlos. Se considera más cercano a la operación que impuesto puro, esto afecta principalmente el negocio de transmisión en Colombia. Ya esto se normalizará, este cambio aquí en los próximos 3 trimestres.

La fortaleza del peso frente al dólar tiene un impacto negativo en transmisión, porque facturamos en dólares a la TRM final del mes en la mayoría de nuestros ingresos, y porque cuando tomamos por ejemplo los ingresos de las utilidades de Cálidda que es dolarizado, de Guatemala Trecca - EEBIS, que son dolarizadas y las convertimos a pesos, tenemos un menor impacto. Eso es una afectación negativa también. Con esa explicación, muchos de estos sobresaltos del trimestre se explican.

Paso a explicar la gráfica, lo principal es ese crecimiento de la utilidad operacional en el año, aquí hay cifras trimestre y cifras año. Las cifras trimestre son los recuadros de mano derecha de cada uno de los bloques donde aumentamos al 24.4% en los 12 meses y transmisión es el que principalmente impulsa eso.

Si nos vamos a ingresos, costos y gastos, en ingresos en el año llegamos casi a COP8 B, creciendo al 16%, tuvimos un trimestre creciendo al 12%, con COP214 mM de incremento. Ahí vemos en esos ingresos, como el negocio de transmisión con 17%, es el que

principalmente aporta, y eso es la estrategia en juego. Nosotros hemos venido invirtiendo en transmisión y hemos puesto líneas en operación.

Costos operacionales en el año crecen al 13%, muy por debajo del 16% de crecimiento de los de los ingresos, incluso con unos efectos de conversión de negativos también de 16%, y allí vemos un control de costos a nivel de transporte de gas natural del 5% negativo, y este crecimiento exagerado, llamémoslo de transmisión, está explicado por lo que mencionaba de en parte líneas operativas nuevas que implica: gastos de las líneas operativas y también cuando ya está operando empezamos a tener una depreciación incluida ahí.

En gastos administrativos que son una base mucho menor, los costos operacionales son del orden del 80% de los costos y gastos totales, esta base es mucho menor, tenemos un incremento más moderado, 8.1% durante los últimos 12 meses, en alcanzando casi COP1 B y el trimestre sí presenta un sobresalto importante de 33%, pero está asociado a todos esos *one-off* estaba mencionando ahorita. No hay nada recurrente que pueda hacer pensar que estamos creciendo la base en esos niveles.

Si saltamos a utilidad operacional, ya mencionaba COP2.7 de utilidad operacional, y si vemos el cambio, los bloques de utilidad operacional, actualidad neta, lo principal son los gastos financieros. Claramente tenemos unos gastos financieros mucho mayores, las tasas de interés en Colombia siguen siendo altas y los precios tanto inflación como a IBR en nuestro portafolio tuvo ese impacto. Además, tenemos un poco más de deuda, nosotros adquirimos deuda para el negocio de Brasil y eso en parte se ve reflejado ahí, a pesar de que obviamente también nos generan ingresos por el método de participación, todavía no nos aportan al EBITDA la última compra de Brasil, pero sí al método de participación.

En términos de desempeño financiero, lo que mencionaba, si ustedes ven el impacto de Enel fue bastante grande. El año pasado nos aportó COP60 mM y este año nos aporta -COP154 mM en el trimestre, casi básicamente las inversiones no aportaron método de participación durante el trimestre e insisto, no es recurrente la mayoría de esos, por el otro lado vemos en Gebras un incremento positivo y eso es asociado a la inversión de Quantum, una parte de quantum lo compramos a través de Argeb que está consolidando a través de Gebras y eso nos muestra ese 74% de incremento y también en CTM, vemos esa baja gigante de COP43 mM a menos COP15 mM.

En parte esa bajada de Argo es por la menor inflación en menores ingresos y una serie de factores que afectan, pero en el largo plazo esto no se repetiría en una baja de este nivel en Argo. Por otro lado, Promigas, nos aportó casi el doble de utilidades durante el trimestre.

En términos de proyección de CAPEX, de resaltar esa inversión muy significativa que hacemos durante el 23, USD455 M, la mayor parte de eso el pico de inversión de transmisión en Colombia, esos casi 2000 km que estamos construyendo y distribución de gas natural, en Cálida solamente invertimos del orden de USD110 M a USD105 M.

Lo otro a resaltar es que mantenemos el nivel de inversiones este año, con un poco más de participación del transporte de gas natural. En transmisión también es terminar el proyecto de Guatemala en donde tenemos muy poco por terminar nuestro proyecto, si acabamos de firmar la extensión de 3 años del contrato de construcción, lo cual nos disminuye riesgos y nos da un plazo adecuado para terminar el proyecto, un poco más baja esa proyección de 5 años a 1.3 billones, antes teníamos casi 1.5 1.4. después. Eso no implica cambios en los proyectos que estamos ejecutando, es simplemente la actualización del CAPEX que nos falta por ejecutar en los proyectos y obviamente siempre buscamos cómo llegar allá el 27 y 28 con nuevos proyectos orgánicos. La ventaja es que, si no encontramos proyectos orgánicos, como mencionaba, por ejemplo, la UPME, decidió no adjudicar un proyecto recientemente que estábamos dispuestos a hacer, si esto no se da seguiremos con la estrategia inorgánica de comprar compañías en un sector que hay oportunidades de comprar compañías significativas.

El EBITDA ajustado aquí es -7.5%, en el negocio de transmisión de energía es donde se ve por primera vez, ese efecto de los Impuestos operacionales, que ya no los están prestando en el EBITDA, entonces eso baja todo el EBITDA del trimestre, pues no recibimos dividendos de nadie, entonces todo es operado o desde las compañías controladas, además de ese 7% de crecimiento del EBITDA ajustado de los 12 meses, si normalizamos por no recurrentes, hubo unos movimientos de avance de dividendos, estamos creciendo al 15 de crecimiento del EBITDA normalizado. Creo que ese es uno de los mensajes más importantes para compartir con ustedes.

En el EBITDA controlado que no tenemos esos impactos negativos que mencionaba ahorita materiales, tenemos en Cálidda ese 30% de reducción que es significativa muy asociada a la transacción del BID, eso es lo principal ahí; y en el EBITDA ajustado por negocio, una baja leve que es ese mismo -7.5%, pero insisto esto es trimestre y las cifras del año completo son cifras muy positivas, parte como mencioné a extenso son los no recurrentes y muchas cosas que se movieron de una base trimestre al trimestre del último, adelante.

**Karen Bibiana Guzmán Vanegas:** Listo Jorge. A nivel de endeudamiento, tuvimos USD4.912 M de deuda acumulada a nivel consolidado para el cierre del año. Vemos un ligero aumento producto de nuestra primera emisión de bonos sostenibles por USD400 M, y ahí destacamos que esto implica un compromiso para la inversión en proyectos elegibles de componente verde y social, en línea con nuestra estrategia de promover también bienestar en las comunidades donde operamos y adicional a eso, tenemos también un nuevo endeudamiento a nivel de TGI producto de un *club deal* que suscribió para el refinanciamiento del InterCompany que tenían con Grupo Energía Bogotá por USD370 M, este *club deal* fue por COP1.5 billones, en línea con la estrategia de la compañía para reducir el impacto que tuvo el cambio de moneda funcional a nivel de TGI partir de junio del año pasado.

Importante destacar, que este 48% de este endeudamiento corresponde a nivel de Grupo Energía Bogotá de manera individual, específicamente, lo que corresponde a bonos locales,

las dos misiones internacionales que tenemos en el mercado y un crédito sindicado que suscribimos también hace dos años ya para la adquisición de Quantum.

En términos de moneda, 65% a nivel consolidado corresponde a deuda en dólares, el resto está distribuido entre pesos y soles, con algunas coberturas a nivel de Cálidda y de TGI para convertir a moneda funcional.

Finalmente destacamos también que hemos tenido un nivel de ratios financieros muy sólido, que van en línea con nuestra estrategia de mantener el grado de inversión con una Deuda Neta / EBITDA al cierre del año de 3.1 veces y EBITDA / gastos financieros de 6 veces.

Nuestra posición de caja si la ven un poco alta, es producto del pago del Intercompany de TGI al final del año, de los USD370 M que mencionábamos y finalmente resaltar el compromiso que tenemos por seguir manejando nuestro perfil de vencimientos, específicamente lo que corresponde al año 2024, estamos trabajando ya en la refinanciación de ese crédito de Contugas, que ven sobre USD345 M, que es lo más importante o relevante que tenemos de vencimiento en el presente año.

Aquí le vamos a dar paso a Eduardo, nuestro Director de Sostenibilidad, para que nos cuente un poco de los avances en esta materia.

Eduardo, Buenos días.

**Eduardo Uribe Botero:** Brevemente, en materia de sostenibilidad la verdad es que hemos tenido unos avances importantes en el *Dow Jones Sustainability*, ahí se puede ver el volumen, desde el daño 2019 al 2023, subiendo al punto que en el año 2023 tuvimos la más alta calificación en el índice en América desde Patagonia hasta Alaska con 81 puntos y de hecho, en el componente social, el más alto de todo el sector de gas en el mundo en el que estamos.

Esa buena gestión en materia social tiene varios beneficios, por un lado, es evidente en el proyecto Colectora, como logramos hacer 235 consultas previas de manera muy eficaz y transparente, lo que ha venido abriendo el camino para el desarrollo del proyecto colector.

Otro indicador importante, es el que se hace como el *Carbón Disclosure Project*, que también, como se puede ver la gráfica hemos venido mejorando significativa y básicamente eso tiene que ver con la provisión de información transparente al mercado sobre nuestra gestión en temas climáticos.

En el tema que llamamos prosperidad compartida, que es básicamente el compromiso con buscar que en el entorno de nuestras actividades y proyectos haya un entorno favorable a la empresa, hemos invertido sumas importantes de dinero, capacitación en comunidades, etcétera, y todo esto lo hemos visto reflejado en una disminución sensible de las dificultades para avanzar en los proyectos en cuanto a las comunidades se refieren.

En materia de gestión ambiental, tenemos un sistema de gestión ambiental certificado en TGI, Cálida, Enlaza y en GEB.

En temas de derechos humanos las debidas diligencias para todas las filiales, las hemos hecho. Toda una estrategia muy agresiva de la diversidad e inclusión, no solamente en las empresas, sino con nuestros contratistas.

Entonces, en pocas palabras y para no extenderme mucho, hemos visto que esta estrategia de sostenibilidad, que ha venido fortaleciéndose de manera significativa, nos ha venido facilitando la vida en los territorios para avanzar y crecer. Creemos que una estrategia sólida de sostenibilidad efectivamente es una condición necesaria para no encontrar dificultades en los territorios y adicionalmente estamos tratando de que la estrategia de sostenibilidad, además de esos beneficios territoriales nos ayude también a conseguir condiciones de financiamiento más favorables. Entonces, los beneficios de la estrategia de sociedad son varios en, en resumen, facilitarnos la vida en los territorios, poder crecer en los territorios en dificultades, avanzar en los proyectos y buscar condiciones de financiamiento más favorables.

**Karen Bibiana Guzmán Vanegas:** Muchas gracias, Eduardo

**Jorge Andrés Tabares Ángel:** Gracias a Eduardo. Incluso reforzaría, Lo interesante de esto es que hay una alineación con el negocio muy clara, cuando uno está haciendo 2.000 km de líneas transmisión, si no tiene buen relacionamiento con las comunidades, no puede esperar salir adelante exitosamente de manera simple y ese reconocimiento de un *benchmark*, los que lo conocen en detalle saben lo estricto que es, porque cada vez las compañías van subiendo los estándares, es un blanco móvil difícil quedar de primero, es algo muy positivo y que insisto esta alineado con el negocio.

**Jorge Andrés Tabares Ángel:** Gracias a Eduardo.

En resumen, tenemos unos resultados positivos, transmisión de energía que es nuestra estrategia principal entregando resultados, dos impactos negativos que no son caja adicional, son efectos contables en cada una de las compañías y muy significativos que nos afectan adicionalmente a lo que mencioné del peso - dólar, un fenómeno del niño que ya está en sus últimas y tuvo un efecto negativo por nuestro portafolio hidráulico. Los negocios controlados con una participación muy relevante en el EBITDA y unos avances concretos, muy tangibles en toda nuestra estrategia de sostenibilidad. Con eso Karen, te lo paso para preguntas.

**Karen Bibiana Guzmán Vanegas:** Gracias Jorge, tenemos ya un par, en esta primera pregunta Nos va a apoyar Jaime Orjuela, nuestro Director de Regulación. Viene de Ana Guasca, de Corredores Davivienda.

¿Quisiéramos saber su opinión sobre la viabilidad del proyecto de importar gas de Venezuela? Aproximadamente ¿Cuánto costaría poner a funcionar el gasoducto que conecta este país? ¿Y cuánto es el tiempo estimado para este proyecto?

**Jaime Alfonso Orjuela Vélez:** Hola Karen y todos, buenos días.

Voy a responder, pero no completamente la pregunta porque hay elementos que no tenemos información, respondería de esta forma en tres segmentos: lo relacionado con el recurso, el recurso, me refiero a la disponibilidad de gas metano en Venezuela, la infraestructura de importación y por último los aspectos de índole comercial, político y algo les puedo mencionar sobre tiempos.

Sobre recursos de disponibilidad de la molécula, digamos ese es el tema más claro, evidentemente en Venezuela hay bastantes reservas de disponibles de gas natural. Las que están más cercanas a Colombia son las que están en el noroccidente de Venezuela, que es una zona que se denomina como cardón, en orden de magnitud para que tengan una referencia más o menos pueden haber entre 14 y 16 teras pies cúbicos, que eso es fácilmente 5 o 6 veces de lo que nos quede aquí en Colombia, esos campos los trabajan o fueron asignados a inversionistas internacionales privados que son Repsol de España, Eni de Italia, ellos tienen disposición de poner ese gas a cualquier destino el que sea y Colombia es una opción, entonces en punto de vista recursos, todo está OK.

En infraestructura, ya empiezan las malas y regulares noticias, es una infraestructura de propiedad de PDVSA, la cual PDVSA no le hace mantenimiento en mucho tiempo, está en malas condiciones, hay tramos del gasoducto de lo que conocemos como el gasoducto Antonio Ricaurte que es el que conecta aquí con nuestras instalaciones en Guajira, que requerían ser repuestas, construido de nuevo, eso mínimo contando con suerte tomaría por los menos 3 años. Pero en general es una estructura, repito, casi que está abandonada.

Por último, los temas comerciales y políticos, para traer ese gas se requieren acuerdos comerciales y en buena parte están supeditados a los acuerdos políticos de nivel internacional. Lo que pasó con el acuerdo de Barbados estaba obviamente relacionado con aspectos geopolíticos con que Venezuela está dispuesta a realizar elecciones libres y demás, lo cual creo que eso no hay que explicarlo, pero el panorama es bien grisoso, entonces diría que, en el corto plazo en términos de pocos años, no es viable traer gas de Venezuela, si las cosas cambian diría que es algo más posible a algo así como 5 años vista.

Eso es más o menos, cifras, repito de CAPEX, eso dependerá mucho Cuando en su momento haya una posibilidad de diagnosticar el estado real del del gasoducto Antonio Ricaurte.

**Karen Bibiana Guzmán Vanegas:** Listo Jaime, muchas gracias.

**Jorge Andrés Tabares Ángel:** Incluso, sin entrar en discusiones políticas, claramente es mucho más viable explorar y desarrollar gas colombiano que superar todos los obstáculos y lo que Jaime ha mencionado. Creo que no sobra empatizar eso, además de la opción de Ecopetrol, que es un tema claramente demorado y que sale a unos costos importantes, no

dar por sentado que es que tenemos gas en El País y no lo vamos a explorar y a explotar, ese sería el camino más viable para tener gas en El País.

**Jaime Alfonso Orjuela Vélez:** De acuerdo Jorge, solo tal vez agregaría obviamente el complemento que brinda la importación, pero importación por plantas de regasificación como la existente en Cartagena.

**Karen Bibiana Guzmán Vanegas:** Listo, muchas gracias a los dos.

Tenemos una pregunta en la que nos va a colaborar Julio Alarcón, nuestro Gerente de Consolidación y Gestión Tributaria. ¿Podrían explicar a qué corresponden los impuestos operativos que se incluyeron en el cálculo del EBITDA, según el informe de resultados?

**Julio Hernando Alarcón Velasco:** Buenos días. La respuesta la voy a dar volteando un poco la pregunta. Nosotros teníamos la métrica dentro del cálculo del EBITDA, de excluir todos los impuestos que tenía la compañía, no solamente el impuesto de renta, a raíz de la emisión última de bonos que hicimos y la revisión de esa métrica, se decidió tomar para el cálculo del EBITDA excluir únicamente el impuesto sobre la renta. Entonces, cuando hablamos de entre comillas, incluir los impuestos operativos no es otra cosa que no excluirlo del cálculo del EBITDA, sino como repito, solamente excluir de esa métrica y de ese indicador el impuesto sobre la renta.

El resto de impuestos entran a hacer parte de la depuración del EBITDA y no se excluyen para su definición y cálculo.

**Karen Bibiana Guzmán Vanegas:** Muchas gracias, Julio.

**Jorge Andrés Tabares Ángel:** Este es un cambio que vamos a implementar a futuro, entonces este es el primer trimestre, pero de ahora en adelante solamente escribiremos el impuesto de renta para el cálculo del EBITDA.

**Julio Hernando Alarcón Velasco:** Correcto.

**Karen Bibiana Guzmán Vanegas:** Gracias a los dos. Tenemos otra inquietud de Héctor Herrera Agudelo. ¿Ustedes ven viable seguir trabajando en la Guajira ya que varias empresas están vendiendo sus empresas de energía?

**Jorge Andrés Tabares Ángel:** Héctor, La Guajira tiene un potencial único a nivel mundial, incluso en términos de vientos, de buena calidad y sostenidos de buena velocidad y recursos solar, entonces nosotros vamos a hacer la línea colectora, como mencionaba Eduardo, nosotros hicimos 235 consultas previas muy juiciosos y creamos una legitimidad importante en esas negociaciones. Incluso fuimos muy allá en términos de negociar acceso a los sitios de Torre, como lo estamos comprobando en la parte sur, que eran menos consultas previas, pero que igual es un

territorio muy afín, estamos desarrollando y vamos a 40% de avance en el proyecto, entonces nosotros vamos a hacer línea colectora, estamos esperando la licencia para ejecutar. Resalto que comparado con un parque solar, un parque eólico, hacer una línea de transmisión es mucho menos intrusivo en las comunidades, porque cuando tú tienes un parque tienes tránsito diario y permanente durante 18 o 24 meses, mientras que una línea nosotros el sitio de torre, la fundación la hacemos en 3 - 4 días, luego esperamos a que el concreto endurezca y después vamos y hacemos la torre en una semana y la tirada de la línea es una cuadrilla muy pequeña la que hace; entonces realmente las posibilidades y nuestra convicción de que podemos ejecutar las líneas, es muy alta y venimos acumulando experiencia de muchísima obra que estamos haciendo en El País en los últimos 5 años, en la Guajira se puede trabajar, vamos a hacer las líneas e incluso cuando personas del potencial comprador del proyecto Windpeshi se acercaron a la Comunidad, el mensaje que recibió de la Comunidad fue un mensaje muy positivo, no fue la Comunidad la que se opuso a Windpeshi, claramente no es la comunidad, fueron unas personas muy identificadas, incluso no representativas de la Comunidad, los que trataron de extraer renta del proyecto y los que las autoridades no quisieron actuar, para todas las autoridades locales, nacionales y regionales para poder garantizar la continuidad del proyecto, definitiva y contundentemente en la Guaira se puede trabajar.

**Karen Bibiana Guzmán Vanegas:** Gracias Jorge. Tenemos otra inquietud de Juan Uribe. Podrían por favor, ¿dar una visión sobre la valoración del mercado, sobre la acción de la empresa, si se tiene una percepción de que esta tiene una valoración justa, si hay algún tipo de inquietud sobre la valoración y si se plantean acciones al respecto?

**Jorge Andrés Tabares Ángel:** Nuestro compromiso y todas las decisiones que tomamos apuntan a crecer y a generar valor para los accionistas desde el punto de vista de crecimiento inorgánico es hacer valoraciones ajustadas, es tener unos costos de capital que se ajusten a los costos reales nuestros y que generemos valor. Desde el punto de vista de gestión de los activos y la operación es tener esa esa confiabilidad de la operación y es cada vez ser más eficiente. Estamos empezando una fase importante de innovación y aplicación de tecnologías para lograr ser más eficientes. El año pasado, el mercado nos reconoció parte del del valor que estaba tal vez bloqueado en el precio de la acción y tuvimos un retorno total al accionista importante el año pasado, el dividendo de este año que estamos proponiendo debería reforzar eso, tablas dinámicas de mercado de oferta y demanda de liquidez de la acción ya son temas que no controlamos nosotros, nosotros seguimos haciendo la tarea, seguimos tratando de generar valor, de generar transparencia en la información para que las valoraciones puedan reflejar de la mejor manera nuestros resultados. Solamente, nos cubren alrededor de 7 analistas y el promedio de las valoraciones de los analistas todavía está al menos COP400 por encima de lo que la acción está transando, desde ese punto de vista, con personas serias que hacen análisis independientes, a los cuales les proveemos bastante información, con este paquete de resultados, nosotros publicamos una hoja de cálculo muy detallada para facilitar estas valoraciones. Eso es público, eso está en nuestra página, en la en la sección de inversionistas, y buscando siempre atraer nuevos inversionistas, pero es una tarea que no se garantiza el resultado en la medida en que ese ciclo de liquidez es muy difícil de quebrar.

**Karen Bibiana Guzmán Vanegas:** Gracias Jorge, le vamos a dar oportunidad a Andrés Duarte para que nos haga una pregunta en vivo.

**Andrés Duarte Pérez:** Son 3 preguntas, 2 de deuda y la primera. Entonces es una pregunta relacionada con lo que se ganaron con ISA al año pasado en Perú, entiendo que ya se constituyó la empresa con ellos, ¿quiero entender el intangible correspondiente quién lo registra, ustedes o ellos? O ¿Quién consolida y quién no? Quisiera saber eso cómo se va a ver reflejado en los estados financieros del Grupo Energía.

Insisto, por lo que es un proyecto nuevo entre los dos y no tengo muy claro cómo es el registro de esa inversión.

La otra pregunta tiene que ver con el endeudamiento que nos están mostrando de 3.1 en Deuda neta / EBITDA, quiero saber, pues ahí tienen holgura respecto a mantener la calificación. ¿Quiero saber si la expectativa para el cierre del año durante el año es mantenerse ahí o incrementar el endeudamiento? Y la tercera, relacionada con la segunda es cómo están viendo el mercado de capitales en este momento para efectos de emisiones de ustedes; hace un año les preguntaba lo mismo y la respuesta era que encontraban apetito para para efectos de hacer emisión, pero unas tasas inaceptables en ese momento. Quiero saber eso, cómo ha cambiado a hoy.

Muchas gracias.

**Jorge Andrés Tabares Ángel:** El cambio en Perú transmisión, es que hoy somos minoritarios de los negocios de REP & CTM con el 40%, entonces ISA consolida en este proyecto particular, todo eso queda sin cambiar en este proyecto que se va a ejecutar en el tiempo, eso toma bastante tiempo y por ahora hemos puesto USD2 M en la compañía, a nuestro nivel para el GEB se contabiliza igual que contabilizamos Argo, nosotros arrastramos método de participación y cuando recibamos dividendos eso es lo que incluimos en nuestro EBITDA, es un proyecto de construcción de muchos, todavía pues no tendrá un impacto en el corto plazo; creo que el principal cambio es al revés, el principal cambio es para ISA, que esté más o menos la solicitud al interno entre el dueño de ISA, el mayoritario y la compañía, Ecopetrol les dice hagan algo en que no tenga que consolidar la deuda y eso nos abrió la oportunidad a nosotros de participar con 10% más en este negocio, lo cual es muy positivo para nosotros, eso frente a cómo la estructura de lo que haremos en Perú.

Frente a deuda, nosotros la proyección que tenemos básicamente nos pone neutrales, nosotros no necesitamos deuda adicional este año orgánicamente, y lo que Karen mencionó, el vencimiento que tenemos de Contugas, ya hay apetito de los bancos, ya hay confirmación de interés, falta tramitar, falta documentar, pero en términos de compromisos y de intención de participar, tenemos el tema solucionado. Todo lo que compremos, significará deuda nueva. Si compramos cosas en pesos, tomaremos posiblemente deuda bancaria colombiana, estamos iniciando el trámite de un programa de emisión de bonos para poder acceder al

mercado local, eso se demora unos meses y no lo tendremos disponible en el corto plazo, entonces seguramente si tomamos deuda colombiana sería de bancos.

En términos de emisión, nosotros no pensamos en nuestros planes emitir acciones primarias, no está entre nuestras necesidades. Tenemos posibilidades de conseguir deuda todavía si uno sumara, simplemente tendríamos más de 1000 millones de posibilidades de comprar compañías, no es la intención irnos hasta allá, nosotros estamos viendo varias oportunidades de inversión en los 3 países, pero nunca llegaríamos a 1000 millones de dólares este año, porque con lo que tenemos hoy no hay esas necesidades y cualquier transacción que no haya empezado todavía seguramente se demora más de 6 meses en ejecución, entonces, difícilmente estaríamos pagando antes de fin de año y ahí informaremos al mercado en la medida en que haya oportunidades.

Frente a la venta de las acciones del Distrito, El Distrito no ha tomado ninguna decisión de venta de sus acciones, lo único que ha pasado hasta ahora en concreto es que hay una reglamentación en donde la administración distrital tiene que anunciar al Consejo de la ciudad si va a vender compañías de activos y el GEB está en la lista de este año, pero estaba en la lista del año pasado, lo pusieron según entendemos, para mantener flexibilidad, pero no hay ninguna decisión de ejecutar. Claramente el precio de la acción ha mejorado, creemos que tiene más potencial de mejora, está por encima del valor intrínseco, lo cual para la venta una potencial venta del distrito podría ser útil, pero no hay nada en concreto en ese sentido en este momento, Andrés.

**Karen Bibiana Guzmán Vanegas:** Gracias, es Jorge.

Gracias Andrés, tenemos una pregunta también de Steffania Mosquera, de Credicorp, sobre la cual nos va a apoyar también Jaime Orjuela, nuestro Director de Regulación. ¿Qué opinan de la mención en el Boletín de la GREG, donde se menciona para la costa una disminución en el costo por pérdida de energía y un menor reconocimiento de costos de operación mantenimiento en los cargos de distribución?

**Jaime Alfonso Orjuela Vélez:** El boletín al que se refieren en la pregunta es un comunicado de prensa que emitió la CREG ayer, en vista de una demanda que fue interpuesta por un nuevo gremio que existe, en el cual es protagonista una de las empresas que prestan el servicio en el Caribe. En ese boletín hay creo que 6 puntos, los 4 primeros de ese boletín realmente se refieren más a medidas que ya ha adoptado y propuesto la CREG, sobre todo encaminadas al mercado de energía mayorista, o sea, los precios de generación que de alguna u otra forma más indirecta que directamente al final se han incidido en esos precios relativamente bajos que hemos visto en los últimos meses, a pesar de que estamos inmersos en fenómeno el niño y hay otros dos puntos adicionales a los que se refieren en la pregunta que la verdad son un poquito ambiguos en el comunicado. No conocemos el detalle, la verdad, pero todo indicaría que se refieren a los procesos propios de aplicación de las metodologías tarifarias, en el Caribe colombiano como creo que todos sabemos hay un régimen especial. La metodología tarifaria no es algo que se aplica una sola vez en el tiempo

y estamos la verdad suponiendo, porque el comunicado no es claro, se refieren a ajustes propios del proceso de aplicación de las tarifas que tendrían según lo que menciona la CREG alguna incidencia en esas dos componentes en AOM pérdidas, pero también podría mencionar que no son medidas estructurales. Creo que, efectivamente, medidas más estructurales en el Caribe, adicionales a esas cosas tan puntuales particulares, seguramente van a suceder cuando se restablezca el quórum en la CREG y analice el tema un poco más de fondo y de forma estructural.

**Jorge Andrés Tabares Ángel:** Ampliaría también, complementando, nosotros creemos que es muy importante que la que Creg opere y tenga la institucionalidad como está diseñada porque el sector requiere mucha atención, que haya comisionados en firme que tengan carácter técnico y la independencia requerida para tomar decisiones técnicas y no políticas. Eso es muy importante y debería ocurrir en aras de solucionar los problemas de largo plazo.

Insistir que la situación de la distribución en Colombia o de las tarifas eléctricas en Colombia es distinta para los dos operadores de la costa, que para el resto del país. Enel, de las compañías grandes de Colombia tiene las tarifas más baratas y en la costa en algunas de las compañías la tarifa es 30% superior a la tarifa de Enel, que le cobra a los usuarios finales. Entonces Colombia no requiere una solución a las tarifas única porque los mercados tienen unas características, de hecho, la regulación con la que operan a fin y aire es una regulación distinta a la que operan el resto de las compañías del país. Entonces, con mayor razón se necesita que haya carácter técnico y que haya operación real y que esté activa la Comisión de Regulación de Energía. Es importante mantener eso en cuenta cuando se mire al sector, y tercero, tal vez siendo un proyecto un poco provocativo, Jaime, mencionó un gremio nuevo, pero realmente la palabra gremio que agrupe a entidades del sector, este no es un gremio, este es básicamente una entidad que está ahí representando a unos intereses muy particulares y creo que la información que se recibe de allí debe de analizarse en ese contexto. No es un gremio que consensua y que esté velando por los intereses de largo plazo del sector, sino que está pues con un interés muy particular.

**Karen Bibiana Guzmán Vanegas:** Gracias Jorge.

Tenemos una intervención también de Sebastian Gallego, de Ashmore.

**Sebastian Gallego:** Perfecto, muchas gracias por la presentación.

Tenía también varias preguntas, la primera es Jorge, si nos puede dar un repaso de los dividendos esperados por parte de las inversiones para este 2024 que esperar recibir GEB y un poco si nos puede también dar un repaso de ese flujo de caja operacional en el separador de GEB para para este año 2024.

La segunda pregunta tiene que ver también en línea con los dividendos, se viene incrementando la inversión en ese segmento de transmisión, quería tener un poco de mayor detalle y profundizar en cómo está el Outlook para empezar a recibir esos dividendos,

digamos de ese segmento particular de transmisión, vía Enlaza o vía Elecnorte o vía de alguno de esos vehículos que están principalmente en transmisión.

Quería preguntarte finalmente, en TGI un poco con el panorama que describieron ahorita de Venezuela, también con el retraso que esperamos en los campos de Ecopetrol, en el *offshore*, cuál es el plan y la estrategia a nivel TGI un poco en términos de sostenibilidad de la compañía. Gracias.

**Jorge Andrés Tabares Ángel:** Sobre dividendos, básicamente las principales compañías que nos pagan dividendo, Enel tiene una fórmula y ya propuso su dividendo, que es el 90% de las utilidades, y eso es una fórmula que hasta cuando el endeudamiento sea 1.5 veces se reparte el 90 y eso es lo que esperamos que pase durante los próximos años. Cálidda, está repartiendo lo máximo legal que es el 100% básicamente de lo que reparte, TGI tiene unos impactos de diferencia en cambio, no caja y esperamos que nos reparta del orden del 60%, en ese rango de magnitud es lo que esperamos recibir de dividendos de TGI y ahí cubro los 3 principales activos que nos afectan.

Enlaza, todavía sus flujos son en el GEB, nosotros estamos publicando de transmisión el consolidado porque la creación de enlaza no se llevó los activos todavía. Los activos están en el GEB, entonces allí no hay un flujo de dividendos de Enlaza, sino que es el flujo de caja que tenemos acá y no es necesario que nos reparta dividendos ya que cubrió la mayoría pues de los activos.

Los dividendos de transmisión, Enlaza ya lo mencioné y lo segundo en es Brasil, como dije nosotros esperamos que haya un dividendo muy significativo de Argo del orden de USD100 M el año entrante, a más tardar, y es posible que eso lo adelantemos. A partir de ahí, ya sí hay un flujo de caja, un flujo de dividendos estable con el portafolio actual desde Brasil hacia Colombia. Gebbras por su parte, ha venido pagando la deuda en principio, con Gebbras teníamos una deuda intercompañía, ya esa deuda solo son USD11 M, el año pasado nos pagó del orden de USD20 M, tal vez un poco más de USD25 M es una manera indirecta de recibir, no es dividendos, pero es recibir flujo de caja de la compañía y a partir de ahí podemos entonces esperar dividendos ya cuando pague, la estrategia inicial es pagar la deuda que tenemos Intercompañía.

Sobre proyección del 24, sobre el flujo de caja operacional no publicamos todavía ese *outlook*, y claramente para nosotros y para el sector el tema de la no operatividad de la CREG es crítico porque en nosotros en TGI tenemos un par de temas por resolver muy grandes, en los activos que cumplen vida útil normativa, es que el pliego tarifario entre en vigencia, es que nos permitan, como hay borradores de resolución CREG, recobrar parte del costo de la cobertura cambiaria que se tuvo que ejecutar, eso más la situación del niño más la situación de los proyectos, preferimos no entregar un Outlook por el momento.

El flujo de caja operacional del año, claramente como mencioné ahorita, nosotros estamos

neutrales, no necesitamos deuda nueva para ejecutar ese portafolio de CAPEX que está mencionado allí.

**Sebastian Gallego:** Perfecto, de pronto el comentario en TGI, Jorge, si se puede ampliar en la estrategia más de sostenibilidad de la compañía con el *outlook* de Venezuela y de los campos *offshore*.

**Jorge Andrés Tabares Ángel:** Ya hay bidireccionalidad y va a haber muy pronto del orden de 150 millones de pies cúbicos de bidireccionalidad. El país necesita gas, el país necesita tomar decisiones pronto, si explora lo de Venezuela lo explicó Jaime muy bien, está demorado y va a ser muy demorado y tiene incertidumbres grandes. El régimen de Venezuela no es un régimen transparente, entonces esa negociación de seguridad energética no cuadra muy bien. El país ha demostrado que la regasificadora funcionan y que son una válvula importante, la gasificadora en octubre y noviembre operó a plena capacidad más allá y entró muchísimo gas al país por ahí. Entonces la expansión que está haciendo Promigas seguramente va a ayudar, si Promigas se expande más o si se hace otra regasificadora, esa es una decisión que hay que tomar pronto para que el país pueda contar con suministro de gas; muy crítico que las autoridades tomen esas decisiones, porque el gas en el 26 ya no es tan obvio que haya suficiente gas en el país.

Frente a TGI, cualquiera de las fuentes para llegar al centro del país tiene que pasar por TGI, ya sea que en el Magdalena Medio se explote, no parece que está en los cálculos del Gobierno, que se traiga Venezuela tiene que llegar a TGI, que llegue a regasificadora tiene que llegar al sistema de Promigas y luego al nuestro. Entonces el *outlook* es muy prometedor siempre y cuando el país cuente con el suministro de gas y por eso la urgencia y la inminencia de que haya unas instituciones operando para que tomen decisiones, ya sea desde el mismo ministerio o desde la combinación con la UPME y la CREG.

**Sebastian Gallego:** Entendido Jorge. Muchísimas gracias.

**Karen Bibiana Guzmán Vanegas:** Listo, Jorge y Sebastián. No veo más manos levantadas y no tenemos tampoco preguntas adicionales en el chat ni en la sección de preguntas y respuestas. Entonces, agradecerles por habernos acompañado desde el equipo de relación con el Inversionistas super disponibles para atender cualquiera de sus inquietudes que tengan un feliz viernes y una feliz Semana Santa.

**Jorge Andrés Tabares Ángel:** Hasta luego, muchas gracias.