

INFORME DEFINITIVO

ACTUACIÓN ESPECIAL DE FISCALIZACIÓN

CARGO POR USO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL – STN- EN EL PROYECTO HIDROELÉCTRICO ITUANGO

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.

CONTRALORIA DISTRITAL DE MEDELLIN

MEDELLÍN, DICIEMBRE 2023

PABLO ANDRÉS GARCÉS VÁSQUEZ
Contralor General de Medellín

JUAN SEBASTIÁN GÓMEZ PATIÑO
Subcontralor

TATIANA MARÍA PALACIO VÉLEZ
Contralor Auxiliar
Coordinador de la Auditoría

JUAN DAVID GIRALDO RODRÍGUEZ
Profesional Universitario 2
Líder de Equipo de Auditoría

HÉCTOR DIEGO AGUDELO GONZÁLEZ
Técnico Operativo

TABLA DE CONTENIDO

1. CARTA DE CONCLUSIONES	6
2. HECHOS RELEVANTES	8
3. RESULTADOS DE LA ACTUACIÓN ESPECIAL	18
4. CONSOLIDADO DE OBSERVACIONES.....	30

LISTA DE CUADROS

Cuadro 1. Proponentes y ofertas en la Convocatoria UPME 03 de 2014.	11
Cuadro 2. Obligaciones Energía Firme Proyecto Hidroeléctrico Ituango - EPM.....	12
Cuadro 3. Pagos efectuados por concepto de cargo por uso EPM 2022.	19
Cuadro 4. Pagos efectuados por concepto de cargo por uso EPM 2023.	20

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Línea de tiempo regulatorio Proyecto Hidroeléctrico Ituango.....16

1. CARTA DE CONCLUSIONES

Medellín, 18 de diciembre de 2023

Doctor
JORGE ANDRÉS CARRILLO CARDOSO
GERENTE GENERAL
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
MEDELLÍN

Respetado Doctor Carrillo Cardoso:

La Contraloría Distrital de Medellín con fundamento en las facultades otorgadas por el Artículo 267 de la Constitución Política, modificado por el acto legislativo 04 de 2019; las Leyes 42 de 1993, 610 de 2000 y 1474 de 2011; Decreto 403 de 2020 y la Resolución 156 de 2023, por medio de la cual se actualiza la Guía de Auditoría Territorial en el marco de las normas internacionales – ISSAI-GAT-, realizó una actuación especial de fiscalización al pago del cargo por uso del sistema de transmisión nacional –STN-, con el fin de evaluar la gestión fiscal adelantada por Empresas Públicas de Medellín y determinar el cumplimiento de los principios de la gestión fiscal.

Como resultado de la Actuación Especial de Fiscalización adelantada por parte de la Contraloría Distrital de Medellín, se evidenció que Empresas Públicas de Medellín, en su calidad de agente Generador se vio obligado a reconocer pagos al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ASIC en favor del Transmisor INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P., por concepto de cargo por uso del STN, correspondiente al periodo facturado entre 2021-2023, debido a la materialización del riesgo asociado al retraso en la entrada en la operación del proyecto Ituango (Unidades Generadoras 1, 2, 3 y 4), y no haber puesto en funcionamiento las unidades de generación oportunamente conforme a la regulación vigente aplicable a dicho cargo, respecto al Proyecto Hidroeléctrico Ituango.

El valor adicional pagado por Empresas Públicas de Medellín se encuentra cuantificado en \$299.326,63 millones de pesos, que corresponde al pago del cargo por uso del STN facturado y pagado durante el periodo 2021-2023; pago considerado anormal desde una óptica regulatoria, consecuencia de no lograr un

cumplimiento eficaz de los cronogramas establecidos en el proyecto para su oportuna puesta en funcionamiento, pues dicho costo debió ser asumido por los usuarios (demanda) a través del costo unitario (CU) en la componente T (Transmisión); situación que no fue posible como consecuencia de la contingencia presentada en el proyecto en el mes de abril de 2018, evento frente al cual la Contraloría General de la República tiene probado su origen en una gestión ineficiente e ineficaz en cuanto al gerenciamiento del proyecto por parte de EPM, al no lograr controlar y cumplir adecuadamente con los plazos propuestos en el Cronograma Director, establecido en el contrato BOOMT, ni administrar las variaciones propuestas, evidenciando ineficiente gestión fiscal en el gerenciamiento del proyecto, en la evaluación de riesgos y en la adquisición de bienes y servicios, contraviniendo lo estipulado en el artículo 3° de la Ley 610 de 2000.

Si bien es cierto estos costos adicionales podrían ser constitutivos de un posible daño patrimonial, respecto del cual la Contraloría Distrital de Medellín, tendría competencia para iniciar proceso de responsabilidad fiscal, ésta Contraloría Auxiliar, determinó que dichos pagos ya han sido reconocidos por Mapfre a través del contrato de transacción celebrado con EPM, mediante el amparo del riesgo “*Delay Start Up*” –DSU¹ (retraso de entrada en operación); pago a título de indemnización bajo la póliza Todo Riesgo Construcción y Montaje –TRCM, por concepto de los daños, pérdidas o perjuicios sufridos como consecuencia de la contingencia.

La forma como se pactó el reconocimiento por la materialización del riesgo DSU en el contrato transacción, no permitió identificar del valor indemnizado por Mapfre, un valor específico que pudiera asociarse al reconocimiento del costo adicional del cargo por uso del STN, del cual pudiera inferirse de manera objetiva un menor valor pagado y en consecuencia, lleva a concluir que el asunto o materia auditada cumple con los criterios evaluados.

¹ “Numeral b) Interés asegurado. respecto al incremento en costos de operación los gastos adicionales necesarios y razonablemente incurridos antes o durante el periodo de indemnización, con el único propósito de evitar o reducir el retraso de la fecha programada de iniciación del negocio asegurado que, sin incurrir en dichos gastos habría ocurrido, pero sin exceder el monto resultante de la disminución de la utilidad bruta así evitada” 7

2. HECHOS RELEVANTES

Se destacan en el presente capítulo algunos aspectos de importancia que se consideran relevantes con el propósito de lograr un mejor entendimiento del asunto evaluado y sus impactos en el Proyecto Hidroeléctrico Ituango (en adelante “El Proyecto” o “PHI”) desde cómo fue concebido el Proyecto de Transmisión de Energía asociado a El Proyecto, pasando por la regulación aplicable al cargo por uso del Sistema de Transmisión Nacional, los casos en los que la regulación establece que dichos pagos sean efectuados por parte de los generadores, hasta llegar a como Empresas Públicas de Medellín terminó haciéndose cargo de estos pagos desde diciembre de 2021 hasta el mes de octubre de 2023.

La descripción de los hechos expuestos a continuación por parte de la Contraloría Distrital de Medellín (en adelante “la Contraloría” o “CDM”) se basan en información suministrada por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (en adelante “EPM”), de información generada por parte de la Sociedad Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P. (en adelante “La sociedad HI”, “HI” o “Sociedad Hidroituango”), de la empresa expertos en mercados XM S.A. E.S.P. (en adelante “XM”), y complementada con información obtenida de otras fuentes relevantes para el asunto auditado como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (en adelante “CREG”), el Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia (en adelante “MinMinas” o “MME”) y la Unidad de Planeación Minero Energética (en adelante “UPME”), entre otras que serán referenciadas a lo largo del presente informe.

En la Constitución Política de 1991 se estableció que “los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es su deber asegurar su prestación eficiente²”. Consecuentemente, se expidieron la Ley 142 de 1994 y la Ley 143 de 1994, las cuales introdujeron grandes transformaciones, principalmente en cuanto al establecimiento de un esquema de mercado con reglas en el que se incentivó la competencia, el libre acceso, y se identificaron cada una de las actividades, restringiendo además la integración vertical. En este sentido, el artículo 85 de la Ley 143 de 1994, estableció que: “las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquellos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos”. (SFT)

Así mismo, se determinó encargar a la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG de los aspectos regulatorios del mercado de prestación del servicio, con la

² Artículo 365 de la Constitución Política de Colombia.

responsabilidad de mantener los principios de eficiencia, equidad, transparencia, suficiencia, calidad y neutralidad que rigen la prestación del servicio de energía eléctrica e igualmente promover la competencia y evitar el abuso de posición dominante de cualquier agente, siendo la CREG, la encargada de establecer las fórmulas tarifarias aplicables a los sistemas de transporte de energía eléctrica.

La Unidad de Planeación Minero Energética –UPME tiene por función principal realizar el planeamiento energético integral además de asesorar y servir de soporte al MinMinas en la promulgación de políticas que conciernen al sector, además responde por la elaboración cada año del Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión en donde se definen las obras que se deben acometer a nivel del Sistema de transmisión Nacional -STN y estructurar los procesos de convocatoria pública y selección de los inversionistas que se encargarán de realizar dichas obras.

- **Esquemas de remuneración del Sistema de Transmisión Nacional STN**

El Sistema de Transmisión Nacional - STN es el puente entre las plantas de generación eléctrica y los centros de consumo, por tal razón se considera de vital importancia el realizar un proceso adecuado en la planeación del mismo, con el objetivo de establecer los proyectos necesarios y sus fechas de entrada en operación, para garantizar una adecuada prestación del servicio bajo estándares de calidad y confiabilidad.

La actividad de la transmisión de energía eléctrica en Colombia hace parte de los cuatro eslabones de la cadena para la prestación del servicio de energía eléctrica: generación, transmisión, distribución y comercialización. Dicha actividad consiste en transportar la electricidad a través de un conjunto de conductores o líneas, con sus correspondientes módulos de conexión y transformación, interconectando la generación y la distribución con los grandes centros de consumo. Dicha actividad hace parte de la estructura tarifaria del servicio de energía, bajo el componente de transmisión (T), en el costo unitario de la prestación del servicio (CU), es decir, el costo por unidad de energía (kWh), que aparece en la factura a los clientes del servicio de energía eléctrica en Colombia.

En nuestro país existen dos esquemas de remuneración para los activos de transmisión. El primero, aplica para los activos que ya existían en 1999 y sus ampliaciones. Este esquema se basa en la metodología del ingreso regulado que remunera al transportador una anualidad calculada sobre el Valor de Reposición a Nuevo (VRN) de los activos eléctricos.

El segundo esquema aplica para el caso de los activos producto de una convocatoria pública, en donde la remuneración corresponde al Ingreso Anual Esperado - IAE que oferta el adjudicatario³ para cada uno de los primeros 25 años de operación del proyecto. La oferta se realiza en dólares de diciembre 31 del año anterior a la adjudicación del proyecto y los valores se actualizan anualmente con el Índice de Precios al Productor IPP del año respectivo⁴. La liquidación y facturación mensual se efectúa en pesos colombianos utilizando la tasa de cambio representativa del mercado del último día hábil del mes a facturar. Además de la inversión de los activos eléctricos, el transportador recibe dos remuneraciones adicionales, las cuales no se considera relevantes su mención para los propósitos del presente documento.

La normatividad también establece que para la selección del inversionista que realizará los proyectos del STN de conformidad con la Ley 143, debe recurrir al mecanismo de convocatorias públicas que garanticen la selección de la mejor oferta a través de un proceso competitivo. Esta tarea la delegó el MinMinas en la UPME para que se encargue de estructurar los procesos, elaborar los documentos de selección y realizar la selección final del inversionista.

Una vez seleccionado el inversionista, la CREG oficializa los ingresos que se esperan recibir por su oferta económica, los cuales le serán reconocidos por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales –ASIC.

• Selección del inversionista encargado de acometer las obras de transmisión del Proyecto Hidroeléctrico Ituango

Mediante la Resolución No. 90772 del 17 de septiembre de 2013, expedida por el Ministerio de Minas y Energía quedó incorporada una obra de expansión para la “Conexión de la planta Ituango” debiendo ser ejecutada a través de una convocatoria pública que garantizara así la evacuación de toda la capacidad instalada del Proyecto Hidroeléctrico Ituango, es decir, los 1200 MW de la Fase I y 1200 MW de la Fase II, al igual que la generación de toda el área Antioquia considerando múltiples escenarios operativos.

Con el propósito de adelantar dicha convocatoria, La Unidad de Planeación Minero-Energética, mediante convocatoria UPME 03 de 2014, invitó a los interesados en participar en un proceso que tenía por objeto seleccionar un inversionista que se

³ La oferta económica para una convocatoria pública debe indicar cada una de las 25 anualidades, cumplir con los límites y condiciones establecidos para cada anualidad e indicar el valor presente de las 25 anualidades, calculado con la tasa de descuento establecida para tal fin. Resoluciones CREG 022 de 2001 y 035 de 2010. 10

⁴ Resolución CREG 011 de 2009.

encargara de realizar el Proyecto que comprendía para ese momento, entre otras posibles, las actividades que se relacionan a continuación:

(i) La definición de las especificaciones técnicas de nuevas Subestaciones Ituango 500 kV, Medellín (Katíos) 500 kV y 230 kV, y las Líneas de Transmisión Asociadas.

(ii) La pre construcción de las obras que requiera el Proyecto, (incluyendo firma del Contrato con la Fiducia para contratar la Interventoría, diseños, servidumbres, estudios, Contratos de Conexión, licencias ambientales y demás permisos, licencias o coordinaciones interinstitucionales requeridas para iniciar la construcción, costos y viabilidad ambiental del Proyecto);

(iii) La construcción de las obras necesarias (incluyendo las resultantes de los Contratos de Conexión y cualquier obra que se requiera para la viabilidad ambiental del Proyecto, garantizando desde el punto de vista jurídico, la disponibilidad de los predios requeridos para la construcción de tales obras); y

(iv) La administración, operación y mantenimiento del Proyecto durante veinticinco (25) años contados desde la Fecha Oficial de Puesta en Operación.

Las propuestas recibidas por la UPME para adjudicación de la convocatoria Pública UPME 03 de 2014, fueron las que se muestran en el cuadro 1. El Director General (E) de la UPME mediante acta suscrita el 19 de febrero de 2015, procedió a seleccionar como adjudicatario al proponente INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P., al haber ofertado el menor valor presente de los Ingresos Anuales Esperados, correspondiente a USD 344.614.001,92, dólares constantes de diciembre 31 de 2014.

Cuadro 1. Proponentes y ofertas en la Convocatoria UPME 03 de 2014.

Proponente	Valor Presente del IAE (Dólares constantes de diciembre 31 de 2014)
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	806.084.316,76
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.	344.614.001,92
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.	422.931.217,41

Fuente: UPME

Ahora bien, de acuerdo con las Resoluciones MME No. 90772 del 17 de septiembre de 2013, No. 91159 del 26 de diciembre de 2013, y No. 90861 del 06 de agosto de 2014, el Proyecto debía entrar en operación a más tardar el 31 de agosto de 2018, siendo esta fecha parte integral del Proyecto.

Finalmente se resalta que, como consecuencia de ser adjudicatario de la mencionada convocatoria pública, el Inversionista adquiere el derecho a que la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, mediante Resolución, le oficialice el Ingreso Anual Esperado, en los términos y por los plazos previstos en el literal b) del artículo 4 de la Resolución CREG 022 de 2001, y sus modificaciones.

• **Fechas de entrada en operación del proyecto de infraestructura del STN y sus efectos en las fechas de puesta en operación del Proyecto Hidroeléctrico Ituango**

En desarrollo del proyecto, EPM en representación de la Central de Generación Hidroeléctrica Ituango, ha tenido las siguientes asignaciones de Obligaciones de Energía Firme (OEF), como se muestra a continuación:

Cuadro 2. Obligaciones de Energía Firme Proyecto Hidroeléctrico Ituango - EPM

Agente	Obligaciones de Energía Firme OEF (kWh-día)	Inicio del Periodo de Vigencia de la Obligación IPVO	Fecha fin de vigencia
Pescadero Ituango (EPM)	2.972.603	1 de diciembre de 2018	30 de noviembre de 2021
	12.513.424	1 de diciembre de 2021	30 de noviembre de 2038
	3.124.111	1 de diciembre de 2022	30 de noviembre de 2023

Fuente: XM E.S.P.

Ahora bien, mediante Resolución 101 de agosto 30 de 2019, la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, decide la actuación administrativa adelantada para establecer plenamente la existencia del incumplimiento grave e insalvable en la puesta en operación del Proyecto Hidroeléctrico Ituango, determinar sus consecuencias y garantizar el derecho de defensa de Empresas Públicas de Medellín, EPM ESP.

En dicho acto, la Comisión declara la configuración de los supuestos determinados en el artículo 9° de la Resolución CREG 071 de 2006 (modificado por el artículo 13° de la Resolución CREG 061 de 2007) y, por lo tanto, estableció plenamente la existencia de un incumplimiento grave e insalvable de las obligaciones asignadas a EPM Ituango SA ESP en la subasta para plantas GPPS⁵ de 2008, cedidas a EPM ESP, en lo referente al proyecto de generación Hidroeléctrico Ituango, toda vez que encontró plenamente probado que al 1 de diciembre de 2018, fecha de inicio de periodo de vigencia de la obligación, la planta no entró en operación comercial y el

⁵ Plantas y/o Unidades de Generación con Periodos de Construcción Superiores al Periodo de Planeación de la subasta del Cargo por Confiabilidad 12

retraso en la entrada en operación es superior a un año. Lo anterior, como resultado de la contingencia originada en El Proyecto.

En este sentido, y como consecuencia de lo anterior, se declaró por parte de la CREG la pérdida de las OEF con IPVO 1 de diciembre de 2018 asignadas al Proyecto Hidroeléctrico Ituango en la subasta de 2008, así como de la remuneración asociada a la misma y se ordenó a X.M. S.A. E.S.P. la ejecución de la garantía que amparaba la construcción y puesta en operación del proyecto a primero de diciembre de 2018.

En consecuencia, EPM actualmente sólo cuenta con asignaciones de Obligaciones de Energía Firme (OEF) para las dos vigencias restantes, con fechas de IPVO correspondientes a diciembre 1 de 2021 y diciembre 1 de 2022, respectivamente, considerando además que el incumplimiento grave e insalvable es el que se encuentra definido en el punto 5 del numeral 1.5 del Anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006, y en el párrafo del artículo 9 de la Resolución CREG 071 de 2006, que menciona: *“(...) En el caso del incumplimiento grave e insalvable que se determina cuando el informe del auditor indica que la puesta en operación de la planta o unidad de generación tendrá un atraso mayor a un año, contado a partir de la fecha de inicio del Periodo de Vigencia de la Obligación”*. (Cursiva fuera de texto).

De otra parte, la regulación en el literal b) del numeral 4.2 del Anexo 1 de la resolución CREG093 de 2007, por el cual se modifica parcialmente el artículo 4° de la Resolución CREG 022 de 2001, determina la fecha de entrada en operación del Proyecto de Transmisión, así:

“(...)

b) Para el caso de conexión de plantas o unidades de generación, será la correspondiente a tres (3) meses antes de la fecha informada por el generador para la entrada en operación comercial de la primera unidad del proyecto de generación. Durante este plazo se ejecutarán las pruebas requeridas para la conexión de los equipos de generación al Sistema Interconectado Nacional. En los citados documentos se podrá prever un número mayor de meses, siempre y cuando sea solicitado por el generador y éste se comprometa a pagar la facturación del ASIC prevista en el numeral 4.7 de este Anexo”. (Subrayado fuera de texto)

De igual manera, el numeral 4.7 del Anexo 1 de la resolución CREG 093 de 2007, al que hace referencia el párrafo anterior, dispone:

“4.7 Facturación del ASIC

- a) Si el usuario no conecta o no pone en operación la nueva carga en la fecha prevista, el ASIC facturará mensualmente al usuario o a quien lo represente, durante los meses de atraso de la conexión, un valor equivalente al ingreso esperado del Transmisor liquidado por el LAC⁶.
- b) Durante los meses posteriores a los establecidos para el periodo de pruebas, definido de acuerdo con el numeral 4.2 de este Anexo, el ASIC facturará mensualmente al generador un valor igual al que liquide el LAC como ingreso esperado del Transmisor, hasta el mes en que entre en operación comercial al menos el 90% de la capacidad de la primera unidad de generación.
- c) Cuando en la fecha prevista, no entre en operación comercial al menos el 90% de la capacidad total de generación para la cual se asignó la capacidad de transporte, el ASIC facturará al generador, durante cada uno de los meses de atraso, un valor igual al que liquide el LAC como ingreso esperado del Transmisor, disminuido en una proporción igual a la que equivale la capacidad que haya entrado en operación, frente a la capacidad total de generación para la cual se asignó la capacidad de transporte.”

(Cursiva y subrayado fuera de texto).

Adicionalmente, el numeral 4.4.2 del Anexo 1 de la resolución CREG 093 de 2007, establece los eventos que son constitutivos de incumplimiento en el caso de conexión de generadores, así:

“4.4.2 En los casos de conexión de generadores:

- a) El vencimiento de la fecha de entrada en operación comercial de la primera unidad de generación sin que el generador haya puesto en operación comercial al menos el 90% de la capacidad de dicha unidad de generación, salvo que antes de esta fecha el generador: i) se encuentre inscrito en el mercado de energía mayorista, ii) haya informado al ASIC la nueva fecha prevista para la conexión; y iii) se haya comprometido incondicionalmente a pagar lo que le facture el ASIC de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.7 de este Anexo.

⁶ Liquidación y Administración de Cuentas (LAC): Entidad encargada de liquidar y facturar los cargo de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional que le sean asignadas, de determinar el ingreso regulado a los transportadores y de administrar las cuentas que por concepto del uso de las redes se causen a los agentes del mercado mayorista, de acuerdo con la regulación vigente. Entidad que hace parte de XME.S.P. 14

La fecha prevista para la entrada en operación comercial de la primera unidad de generación se podrá prorrogar solamente por una vez. Vencida la nueva fecha sin que se haya producido la entrada en operación comercial de la primera unidad se ejecutará la garantía.

- b) El vencimiento de la fecha de entrada en operación comercial sin que el generador haya puesto en operación comercial al menos el 90% de la capacidad total de generación para la cual se asignó la capacidad de transporte, salvo que antes de esta fecha el generador: i) haya prorrogado la vigencia de la garantía; ii) haya informado al ASIC la nueva fecha prevista para la conexión; y iii) se haya comprometido incondicionalmente a pagar lo que le facture el ASIC de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.7 de este Anexo.

La fecha prevista para la entrada en operación comercial de la capacidad total de generación se podrá prorrogar solamente por una vez. Vencida la nueva fecha sin que se haya producido la entrada en operación comercial de la capacidad total de generación para la cual se asignó la capacidad de transporte se ejecutará la garantía.

- c) *No actualizar la garantía, el valor de la cobertura o no prorrogar su vigencia, en los términos establecidos en esta Resolución*". (Cursiva y subrayado fuera de texto).

Como se mencionó anteriormente, el proponente INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P. debía entrar en operación con el Proyecto a más tardar el 31 de agosto de 2018. Sin embargo, el 31 de agosto de 2018, mediante resolución del Ministerio de Energía y Minas 40887, se concedió prórroga a la FPO⁷ del proyecto de transmisión hasta el 17 de septiembre del 2020; y de manera similar, mediante resolución 40287 de 2020, se concedió una prórroga adicional hasta el 9 de marzo de 2021; y finalmente, mediante resolución 40106 de 2021, se concedió una nueva prórroga hasta el 4 de julio de 2021.

Considerando que el inicio de generación del Proyecto Hidroeléctrico Ituango estaba previsto para noviembre 30 de 2018, pero a raíz de la contingencia vivida en el Proyecto, no fue posible iniciar la generación en esa fecha, EPM mediante comunicación con radicado 20210130184020 del 15 de octubre del 2021, informa a XM que; considerando el margen regulatorio permitido y con base en lo establecido en el numeral 4.4.2 del anexo 1 de la Resolución CREG 093 de 2007, la fecha prevista para la conexión de la primera unidad de generación del Proyecto

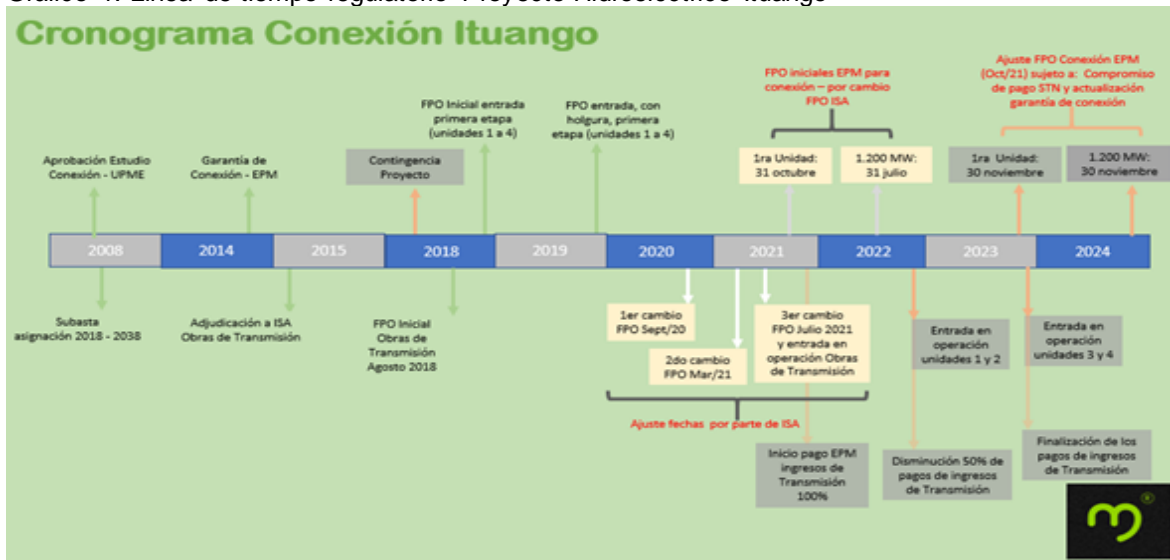
⁷ Fecha de Puesta en Operación.

Hidroeléctrico Ituango es a más tardar el 30 de noviembre de 2023 y para la cuarta unidad de generación es a más tardar el 30 de noviembre de 2024, comprometiéndose EPM a: i) Prorrogar la vigencia de la garantía de conexión cuando corresponda en los términos de la Resolución CREG 093 de 2007 y ii) Pagar mensualmente de manera incondicional un valor igual al que liquide el LAC como ingreso esperado por el Transmisor, de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.7 del anexo 1 de la Resolución CREG 093 de 2007.

Respecto a los hechos descritos, es claro que EPM tenía dos fechas de relevancia que debía gestionar con el propósito de:

- Por una parte dar cumplimiento a las Obligaciones de Energía Firme OEF contraídas con la CREG de acuerdo a las subastas en las que se asignaron dichas obligaciones, y
- Cumplir con la entrada oportuna con respecto a la infraestructura del STN que estaba en cabeza del adjudicatario de la convocatoria UPME No. 03 de 2014, INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P., considerando los márgenes regulatorios permitidos.

Gráfico 1. Línea de tiempo regulatorio Proyecto Hidroeléctrico Ituango



Fuente: EPM.

Un incumplimiento en la primera fecha implicaba el que se ordenara la efectividad de la garantía y la pérdida de las asignaciones de energía en firme y la remuneración asociada, de manera similar a lo que sucedió con la OEF con fecha de inicio de obligación en 2018, ya mencionada anteriormente, para el caso de cargo por

confiabilidad; y un escenario de incumplimiento en la segunda fecha, implicaba asumir los pagos por concepto de cargo por uso del STN, debido a que en caso que se declarara un incumplimiento, además de declararse la efectividad de la garantía, se habría declarado por parte de la UPME la pérdida de capacidad de transporte asignada a la primera fase de la central hidroeléctrica (1200 MW), y la incertidumbre frente a recuperarla oportunamente, pues la regulación establece que para solicitar de nuevo una asignación de capacidad de transporte, se debe esperar al menos doce (12) meses contados a partir de la declaratoria de pérdida de capacidad de transporte (parágrafo 1° artículo 37 Resolución UPME 0528 de 2001), lo cual hubiera puesto en riesgo a su vez el cumplimiento de las OEF, puesto que en el momento de tener listas las unidades de generación, hubiese sido posible que no se contara con capacidad de transporte para la conexión del Generador al sistema Interconectado Nacional (ver Gráfico 1).

Con base en lo anterior, y en los análisis de riesgos efectuados al interior de la empresa, EPM decide la opción menos gravosa, y manifiesta su disposición a pagar mensualmente de manera incondicional un valor igual al que liquide el LAC como ingreso esperado por el Transmisor, de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.7 del anexo 1 de la Resolución CREG 093 de 2007.

3. RESULTADOS DE LA ACTUACIÓN ESPECIAL

3.1 Conclusiones sobre el objetivo específico No. 1: *“Evaluar la gestión fiscal en el cumplimiento de los términos y condiciones establecidas en la regulación, respecto a los pagos efectuados por concepto de cargo por uso del Sistema de Transmisión Nacional – STN asociado al Proyecto Hidroeléctrico Ituango – Empresas públicas de Medellín E.S.P.”*

A continuación, se presenta el resultado con respecto al objetivo específico planteado en el presente ejercicio auditor, el cual comprendió el análisis del pago que por concepto de cargo por uso del Sistema de Transmisión Nacional STN se ha realizado por parte de Empresas Públicas de Medellín E.S.P., el control a los riesgos inherentes al mismo y la relación de dichos pagos con la eficacia y eficiencia en la gestión del proyecto. A continuación, se muestran los resultados de los análisis efectuados:

- **Regulación relacionada con el concepto de Cargo por Uso del Sistema de transmisión Nacional STN.**

Como bien se ha descrito a lo largo del presente informe, el concepto del cargo por uso del STN, desde una perspectiva regulatoria, fue creado para que fuera asumido por la demanda, es decir, por los usuarios del servicio de energía eléctrica a través de la factura, en su componente T (transmisión) del Costo unitario (CU). En casos excepcionales la regulación establece que el pago lo efectúe el agente generador, conforme a lo dispuesto en el numeral 4.4.2 del Anexo 1 de la Resolución CREG 022 de 2001 modificada por la Resolución CREG 093 de 2007 (eventos que constituyen incumplimiento en el caso de los generadores).

El evento de no entrada en operación comercial de manera oportuna de las unidades que contaban con capacidad de transporte asignada, conllevó a que, conforme al numeral 4.4.2 del Anexo 1 de la Resolución CREG 022 de 2001 modificada por la Resolución CREG 093 de 2007, EPM tuviera que asumir el pago del cargo por uso del STN correspondiente al Ingreso Anual Esperado -IAE por Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P ISA por su proyecto de transmisión adjudicado en la convocatoria UPME 03 de 2014, siendo la manifestación de EPM a XM E.S.P. en comunicación con radicado No. 20210130184020 de octubre 15 de 2021 en donde se compromete a: *“Pagar mensualmente de manera incondicional un valor igual al que liquide el LAC como ingreso esperado por el Transmisor, de acuerdo*

con lo establecido en el numeral 4.7 del Anexo 1 de la Resolución CREG 093 de 2007” (cursiva fuera de texto).

Dichos pagos, implicaron para EPM pagar de manera incondicional la facturación mensual efectuada por el ASIC (Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales) durante los meses de atraso de la conexión correspondiente a un valor igual al ingreso esperado por el transmisor liquidado por el LAC (Liquidador y Administrador de Cuentas del Mercado de Energía Mayorista), conforme a lo establecido en el Anexo 1, numeral 4.7 de la resolución CREG 093 de 2007: "4.7 Facturación del ASIC".

Los pagos efectuados por EPM, que corresponden a un valor aproximado de US\$ 72 millones, desde el momento en que se generó la obligación hasta la fecha se muestran a continuación:

Cuadro 3. Pagos efectuados por concepto de cargo por uso EPM vigencia 2022.

No.	No. FACTURA	FECHA EXPEDICIÓN	PERIODO		CONCEPTO	VALOR TOTAL (COP)
			DESDE	HASTA		
1	ASIC86822	10-ene-22	1-dic-21	31-dic-21	CARGOS USO STN	\$ 15.203.787.283,00
2	ASIC87356	10-feb-22	1-ene-22	31-ene-22	CARGOS USO STN	\$ 15.209.286.548,00
3	ASIC87989	10-mar-22	1-feb-22	28-feb-22	CARGOS USO STN	\$ 14.934.476.058,00
4	ASIC88618	10-abr-22	1-mar-22	31-mar-22	CARGOS USO STN	\$ 14.313.937.472,00
5	ASIC89251	10-may-22	1-abr-22	30-abr-22	CARGOS USO STN	\$ 15.217.573.635,00
6	ASIC89885	10-jun-22	1-may-22	31-may-22	CARGOS USO STN	\$ 14.940.968.246,00
7	ASIC90445	10-jul-22	1-jun-22	30-jun-22	CARGOS USO STN	\$ 15.762.535.517,00
8	ASIC90983	10-ago-22	1-jul-22	31-jul-22	CARGOS USO STN	\$ 16.709.783.906,00
9	ASIC91552	10-sep-22	1-ago-22	31-ago-22	CARGOS USO STN	\$ 16.803.920.629,00
10	ASIC92083	10-oct-22	1-sep-22	30-sep-22	CARGOS USO STN	\$ 18.441.554.807,00
11	ASIC92690	10-nov-22	1-oct-22	31-oct-22	CARGOS USO STN	\$ 19.610.817.588,00
12	ASIC93270	10-dic-22	1-nov-22	30/11/2022	CARGOS USO STN	\$ 19.570.492.569,00
TOTAL AÑO 2022						\$ 196.719.134.258,00

Fuente: XM E.S.P, elaboró equipo auditor.

Cuadro 4. Pagos efectuados por concepto de cargo por uso EPM vigencia 2023.

No.	No. FACTURA	FECHA EXPEDICIÓN	2023		CONCEPTO	VALOR TOTAL (COP)
			PERIODO			
			DESDE	HASTA		
1	ASIC93832	10-ene-23	1-dic-22	31-dic-22	CARGOS USO STN	\$ 9.460.428.455,00
2	ASIC94533	10-feb-23	1-ene-23	31-ene-23	CARGOS USO STN	\$ 9.738.648.039,00
3	ASND11882	20-feb-23	1-dic-22	31-dic-22	CARGOS USO STN	\$ 662.035.387,00
4	ASIC95124	10-mar-23	1-feb-23	28-feb-23	CARGOS USO STN	\$ 10.108.540.906,00
5	ASIC95829	10-abr-23	1-mar-23	31-mar-23	CARGOS USO STN	\$ 9.728.283.302,00
6	ASIC96426	10-may-23	1-abr-23	30-abr-23	CARGOS USO STN	\$ 9.784.774.272,00
7	ASIC97149	10-jun-23	1-may-23	31-may-23	CARGOS USO STN	\$ 9.268.660.826,00
8	ASIC97899	10-jul-23	1-jun-23	30-jun-23	CARGOS USO STN	\$ 8.811.666.326,00
9	ASIC98652	10-ago-23	1-jul-23	31-jul-23	CARGOS USO STN	\$ 8.248.669.789,00
10	ASIC99334	10-sep-23	1-ago-23	31-ago-23	CARGOS USO STN	\$ 8.588.919.087,00
11	ASIC100066	10-oct-23	1-sep-23	30-sep-23	CARGOS USO STN	\$ 9.304.836.041,00
12	ASIC100674	10-nov-23	1-oct-23	31-oct-23	CARGOS USO STN	\$ 8.902.033.468,00
TOTAL AÑO 2023						\$ 102.607.495.898,00
TOTAL ACUMULADO A OCTUBRE DE 2023						\$ 299.326.630.156,00

Fuente: XM E.S.P., elaboró equipo auditor.

Es importante resaltar que dichos pagos fueron causados hasta el pasado 30 de octubre, pues al entrar en operación comercial las unidades 3 y 4 del proyecto cesaron los pagos que se venían efectuando por concepto de cargo por uso del STN y comenzaron a ser asumidos por parte de la demanda, siendo este el deber ser.

Los anteriores costos son consecuencia de la no entrada en operación de manera oportuna de las unidades de generación de la primera fase del proyecto (1200 MW), debido a una gestión ineficaz, pues en virtud de este principio, los resultados de la gestión fiscal deben guardar relación con sus objetivos y metas y lograrse en la oportunidad, costos y condiciones previstos⁸, criterio que a su vez corresponde a uno de los objetivos del contrato BOOMT, que estableció, conforme al Capítulo II Objeto, remuneración y plazo, 201 Objeto: *“En virtud de lo establecido en el presente contrato y conforme a los términos y condiciones previstos en el mismo, el contratista se obliga para con Hidroituango a: “(iii) realizar cualquier actividad que sea necesaria o apropiada para que cada una de las Unidades y la Hidroeléctrica como un todo entren en Operación Comercial, en o antes de la fecha establecida para tal fin en el Cronograma Director”*

En este sentido, a través del fallo de segunda instancia proferido por la Contraloría General de la República en el proceso ordinario de responsabilidad fiscal UCC-PRF-

⁸ Artículo 3 del Decreto 403 de 2020, literal b)

014-2019, consecuencia de la actuación especial adelantada por esa entidad mediante control excepcional a los recursos del proyecto, demostró que la causa de la contingencia obedeció a una serie de eventos sucesivos y concatenados producto de conductas concurrentes que llevaron al siniestro del proyecto.

Dichas situaciones y decisiones impactaron de manera directa la eficacia a la hora de gestionar el cronograma del proyecto, generaron a su vez ineficiencias, pues conllevó a que se generaran costos incrementales (el pago del cargo por uso del STN) que no estaba considerado dentro de los costos del proyecto, pues como se ha descrito a lo largo del presente documento, el cargo por uso del STN está orientado fundamentalmente a ser asumido por la demanda, no obstante, a raíz del incumplimiento en las fechas de puesta en operación establecidas en la regulación referida al cargo por uso del STN por la CREG, el pago ha tenido que ser asumido por EPM durante los últimos dos años.

Durante la etapa de ejecución de la presente actuación especial, EPM en respuesta a los reproches y cuestionamientos efectuados por parte de la Contraloría Distrital de Medellín acerca de la anormalidad del pago por concepto de cargo por uso del STN, argumenta los siguientes puntos que son abordados uno a uno con el fin de resumir la posición de la Contraloría Distrital de Medellín respecto de estos:

- Consideración general acerca de la gestión de los cronogramas y su relación con los principios de eficacia y eficiencia.
- Contexto en el que se ejecutaron las acciones concernientes al tema del STN.
- Modificación de fecha de conexión por parte de EPM.
- Componente riesgos.
- Componente financiero.

Con base en lo anterior, la CDM procede a describir su posición al respecto de cada uno de los argumentos expuestos por EPM durante el desarrollo de la auditoría.

• **Consideración general acerca de la gestión de los cronogramas y su relación con los principios de eficacia y eficiencia**

Argumenta EPM que “los procesos de planificación, control y administración de plazos se ejecutan de manera dinámica”, y que consecuencia de diversas situaciones o factores llevan a que se requieran cambios en la planeación que a su

vez pueden conllevar ajustes al alcance, costos y plazos establecidos en el costo inicial del proyecto. Indica además que “Las nuevas condiciones se convierten en el punto de partida para evaluar la eficiencia y eficacia de las acciones a llevar a cabo en adelante”

Finaliza EPM frente a este primer punto de sus argumentos mencionando que los ajustes necesarios en cada versión de la base de planificación pueden llevar a que el objetivo del proyecto varíe en términos de alcance, costos y plazos con respecto al objetivo inicial. Esta variación no debe interpretarse como una falta de eficiencia y eficacia del administrador si se evalúa de manera adecuada, tomando en cuenta las circunstancias y premisas específicas de cada fase del proyecto, como se ha explicado anteriormente.

A este respecto, la Contraloría señala que durante esta evaluación se ha llevado a cabo un análisis integral de la eficiencia y la eficacia del desarrollo del proyecto en el marco del cumplimiento de los diferentes compromisos regulatorios y la ley de servicios públicos, sin que se hubiese limitado exclusivamente a la contingencia, no obstante, se destaca que la afectación a la eficacia y eficiencia referidas, ha sido ya probada por la Contraloría General de la República en su informe de actuación especial a los recursos del proyecto de agosto 2019, y sus posteriores fallos, en donde se demostró que EPM en su calidad de contratista del BOOMT no logró “controlar, cumplir, ni gestionar adecuadamente los plazos propuestos en el Cronograma Director, ni las variaciones que el mismo propuso, evidenciando ineficiente gestión fiscal en el gerenciamiento del proyecto, en la evaluación de riesgos y en la adquisición de bienes y servicios, contraviniendo lo estipulado en el artículo 3° de la Ley 610 de 2000⁹”.

Gestiones anteriores que están relacionadas con los retrasos en la desviación del río Cauca, retrasos tanto en la entrega de las vías de acceso al proyecto para inicio de obras determinantes para el adecuado cumplimiento del cronograma Director, pasando por el programa de aceleración infructuoso y terminando en la GAD con las ya conocidas deficiencias en sus estudios y a nivel constructivo, razones ampliamente conocidas por EPM y que ahondar en las mismas no son el objeto de la presente evaluación.

⁹ Informe Actuación Especial Hidroituango, Contraloría General de la República, página 56.

- **Contexto en el que se ejecutaron las acciones concernientes al tema del STN**

EPM hace una presentación de los cronogramas iniciales, aclarando que todas las versiones generadas en el Proyecto eran de carácter indicativo y variable, sujeta a las incertidumbres propias del entorno en el cual se desarrollan las actividades del proyecto y al cumplimiento de premisas.

Además, EPM menciona la evolución de las fechas de puesta en operación del proyecto de transmisión de ISA, la cual pasó de agosto de 2018 a julio de 2021, el compromiso era entrar el 90% de la capacidad de la primera unidad el 31 de octubre de 2021 y el 90% de la capacidad completa de la planta el 31 de julio de 2022 (véase Gráfico 1).

En este sentido, EPM afirma que por causas de fuerza mayor y hechos sobrevinientes a raíz de la contingencia que impactó durante varios meses el desarrollo de la obra, no fue posible cumplir con la fecha del 31 de julio de 2022 para entrar en servicio las cuatro primeras unidades.

La Contraloría frente a lo expresado por EPM en el punto anterior, tiene claro que los atrasos que llevan al pago del cargo por uso del STN, tienen su origen en la contingencia, sin embargo, reitera que a esta última no puede dársele el carácter de fuerza mayor, pues como se dijo anteriormente, la misma se dio como consecuencia de una ineficiente gestión fiscal en el gerenciamiento del proyecto, en la evaluación de riesgos y en la adquisición de bienes y servicios, contraviniendo lo estipulado en el artículo 3° de la Ley 610 de 2000.

Situación anterior que ha sido ratificada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD al no aceptar la causa de fuerza mayor pretendida por parte de EPM como eximente de responsabilidad en sus respectivas actuaciones frente al no cumplimiento de las obligaciones de energía en firme OEF que tenían compromiso regulatorio a diciembre 1 de 2018, al no demostrarse por EPM la imprevisibilidad, irresistible y externalidad, condiciones necesarias para que se pueda configurarse una fuerza mayor, como se muestra a continuación:

Resolución SSPD - 20222400034375 del 31-01-2022, por la cual se resuelve un recurso de reposición interpuesto por Empresas Públicas De Medellín E.S.P: *“(…) correspondía a EPM más allá de simplemente enunciar las contingencias ocurridas y describir cómo se presentaron, demostrar porqué ninguna conducta previa, concomitante o posterior a tales eventos ocurridos en 2018, habría sido suficiente para evitar el resultado producido, esto es, el incumplimiento regulatorio. No basta*

con señalar hechos per sé exógenos, sino que se debe probar que el actuar del agente no habría tenido la virtualidad de modificar el curso de los hechos, pues estos eran plenamente ajenos a su proceder”.

- **Modificación de fecha de conexión por parte de EPM.**

En este punto, se expone por parte de EPM, el cómo se informó a XM acerca de la opción que brinda la regulación con base en lo establecido en el Numeral 4.4.2 del Anexo 1 de la Resolución CREG 093 de 2007, en cuanto a que las nuevas fechas previstas para la conexión de la primera unidad de generación del Proyecto Hidroeléctrico Ituango sería a más tardar el 30 de noviembre de 2023, y la de la cuarta unidad de generación a más tardar el 30 de noviembre de 2024. No obstante, lo anterior, implicaba pagar mensualmente de manera incondicional un valor igual al que liquidara el LAC como ingreso esperado por el Transmisor, de acuerdo con lo establecido en el Numeral 4.7 del Anexo 1 de la Resolución CREG 093 de 2007.

Asimismo, menciona que la anterior decisión se sustentó en su momento en varios elementos:

- El objetivo de finalizar el proyecto.
- El riesgo adicional que representaba la eventual pérdida de la conexión al STN, que a su vez habría imposibilitado la entrega de la energía al sistema, lo cual dejaría al proyecto sin la posibilidad de i) dar cumplimiento de las Obligaciones de Energía en Firme del Cargo por Confiabilidad al no poder entrar en operación y ii) no obtener los ingresos asociados a las ventas de energía, lo cual dejaría al proyecto sin posibilidad de recibir ingresos. Solo en lo referente al Cargo por Confiabilidad, no contar con la conexión, hubiese implicado, la pérdida de ingresos anuales cercanos a 70 millones de dólares del Cargo por Confiabilidad por 17 años y el pago de la garantía de las OEF, estimada hoy en \$211 millones de dólares.
- La no entrada del proyecto por la posible pérdida de la conexión hubiera traído consecuencias en materia financiera para la compañía, pérdida de imagen y credibilidad ante los distintos grupos de interés, disminución de calificación frente a las instituciones financieras y aseguradoras (lo que se reflejaría en aumento de tasas de interés y del costo de las garantías y disminución en cupo de endeudamiento), e, incluso, posible riesgo de racionamiento por no poner a disposición del país el proyecto.
- Adicionalmente, uno de los temas evaluados era el costo adicional para el Proyecto de pagar temporalmente los ingresos de Transmisión, versus el costo

asociado a la ejecución de la garantía (pago de ingresos estimado en \$216,689 millones hasta que entrara la primera etapa o de \$359.346 millones hasta que entrara la unidad 8, frente al pago de la garantía vigente por \$364.182 millones).

Finalmente se describe la línea de tiempo relacionada con la conexión de la Central Hidroituango al Sistema Interconectado Nacional (véase Gráfico 1).

Frente a este punto de la argumentación de EPM, la Contraloría está de acuerdo con lo planteado, no obstante, es importante señalar que si bien el pago del cargo por uso del STN fue la decisión más acertada para los intereses de la compañía en su momento, no desvirtúa que se trata de un pago indeseado y anormal, que afectó la relación costo beneficio en el uso del recurso en el proyecto y finalmente se convirtió en un sobrecosto, que se traduce en una afectación patrimonial a la empresa al producirse como una consecuencia más de la contingencia presentada en el proyecto, que a su vez, como ya ha sido mencionado, se debió a una ineficaz e ineficiente gestión fiscal en el gerenciamiento del proyecto.

- **Componente riesgos**

En este punto, se expone un análisis de riesgos de alternativas de conexión y definición de fecha de la garantía, efectuados al interior de la organización, con lo cual EPM ha considerado que el pago al STN era la opción menos gravosa si se comparara con la aplicación de la garantía y la pérdida de la conexión, entre otros.

Luego del análisis, concluye mencionando que los eventos y riesgos materializados tales como los ocurridos durante la ejecución del proyecto, por citar como ejemplo, la contingencia y la pandemia por Covid-19, son condiciones imprevistas que requieren la reevaluación de muchas variables y no obedecen a ineficacia o ineficiencia. Por lo anterior, se reitera la consideración de que, la decisión con incertidumbre tomada en su momento fue la menos gravosa para los intereses de la organización.

Frente a este punto, la Contraloría manifiesta que lo que muestra el análisis es la criticidad del riesgo y como a pesar de las alternativas, el pago del cargo por uso del STN, dadas las condiciones de ese momento, era, como bien lo dice EPM, la opción menos gravosa, comparada con las otras consecuencias en caso de un escenario de efectividad de la garantía. No obstante, se reitera que este hecho no desvirtúa el daño económico ocasionado ni el hecho que Empresas Públicas de Medellín haya llegado a este punto (el de tener que asumir el pago del cargo por uso del STN), a causa de la contingencia ocurrida en el proyecto, la cual a su vez obedeció a una serie de hechos sucesivos que contribuyeron a poner en una

situación de vulnerabilidad la central Hidroeléctrica, a causa de una gestión fiscal ineficiente por parte de EPM en su calidad de contratista en el marco del contrato BOOMT, ocasionada por deficiencias en la planeación, en el control y la administración de los plazos propuestos en el Cronograma Director, bajo el cual se establecieron los compromisos regulatorios con la CREG.

- **Componente financiero**

En este punto, EPM aborda varios temas relacionados con el aspecto financiero, para lo cual se destaca:

En primer lugar, afirma EPM que los pagos por el uso de red del STN, así se hayan generado con ocasión de la contingencia de abril de 2018, se les aplican los criterios del contrato BOOMT, y se consideran costos necesarios, apropiados, conexos y complementarios para llevar a cabo la Construcción y Montaje de las Obras, los Componentes y la Hidroeléctrica como un todo y para que ésta y cada uno de los Componentes que lo requieran entren en Operación Comercial, en consecuencia esos valores se incluirán dentro de los gastos comerciales a considerarse para el cálculo de la eventual remuneración a la sociedad Hidroituango.

Asimismo, se expone como para los pagos de la obligación regulatoria concerniente al STN, se constituyó como provisión contablemente en los estados financieros de EPM desde el año 2018, y posteriormente de acuerdo con las fechas de entrada en operación fue incluido este rubro en el concepto “Gastos preoperativos, de comercialización y operación” en el costo aprobado en la junta directiva del 27 de julio de 2021 que ascendió a 18.3 billones de pesos y su ejecución inició desde el primer pago en diciembre de 2021.

Respecto a este punto, la Contraloría aclara que ese es el deber que le asiste a EPM en su calidad de Contratista en el contrato BOOMT y como gestor y administrador del Proyecto, por lo que los comentarios citados, solo dan cuenta de sus deberes de debida diligencia y gerenciamiento del proyecto.

De otra parte, EPM solicita considerar algunos elementos de juicio que fueron esbozados por su parte durante la reunión presencial llevada a cabo con la CDM el pasado 26 de octubre 2023, ratificados por la empresa en reunión sostenida entre las partes el día 4 de diciembre pasado, dentro de los cuales se destacan los siguientes:

- La planeación estuvo orientada a garantizar la disponibilidad del punto de conexión al STN, bajo un escenario (idealmente al menos) que permitiera empalmar

las fechas de la puesta a punto de las unidades de generación con las de la conexión al STN, aduciendo que la desincronización dichas fechas, fue causada por factores externos no imputables a EPM refiriendo al hecho de que los contratistas encargados de El Proyecto incumplieron sus obligaciones y provocaron una contingencia -conocida públicamente- que retrasó significativamente El Proyecto. Este evento, además de imprevisto, estuvo fuera de nuestro alcance y control.

Frente a este argumento, la Contraloría tiene claro que el punto de conexión era prioridad conservarlo dada la asignación de capacidad de transporte otorgada por la UPME y perder la misma habría expuesto a EPM a incumplir con otras obligaciones regulatorias, como es el caso de las Obligaciones de Energía en firme OEF adjudicadas y que ocasionaría impactos mucho más cuantiosos para los intereses del proyecto, EPM y HI, así como con el hecho que la causa raíz del incumplimiento frente al STN es la contingencia sufrida en el proyecto.

No obstante, expresa su desacuerdo frente a que las causas de dicha contingencia no sea imputable a EPM, pues se reitera que esto último ha sido probado por parte de la Contraloría General de la República en su fallo de segunda instancia, a pesar de la evidente intención de EPM en sus argumentos por evitar de aceptar su responsabilidad al pretender hacer ver como únicos responsables a los contratistas, cuando estos últimos actuaron bajo la supervisión y control de EPM, en su calidad de contratante y en cabeza de quien estaba el gerenciamiento, supervisión y la toma de decisiones de El Proyecto, argumentos que sin duda están orientados a desvirtuar el nexo causal del daño evidenciado al haber asumido el pago del cargo por uso del STN y las causas de la contingencia.

En este punto es importante resaltar que los seguros del Proyecto Hidro Ituango tanto el de Todo Riesgo Construcción y Montaje TRCM como el de Responsabilidad Civil Extracontractual RCE, fueron contratados por la HI y se incluyó como asegurados a los contratistas de cualquier nivel, por lo que es viable afirmar que los riesgos del proyecto no fueron trasladados a los contratistas.

- Manifiesta el sujeto de control como último de los elementos a considerar es que uno de los puntos más sensibles para aceptar la transacción con MAPFRE, fue precisamente el riesgo que suponía que más adelante alguien pudiera cuestionar que el monto indemnizatorio acordado no cubría todos los perjuicios sufridos y/o las cuantías apropiadas, y para mitigarlo, EPM se hizo acompañar de la Contraloría General de la República. El procedimiento y en general todas las condiciones acordadas con MAPFRE fueron motivadas, explicadas, evaluadas y “refrendadas” por este ente de control fiscal, que además convocó a las partes para que en un acto público formalizaran el acuerdo.

Frente a este último punto, la Contraloría Distrital de Medellín indica en contraste, que como bien lo mencionó la Contraloría General de la República en su comunicado de prensa de No. 184 de diciembre 10 de 2021: “La Contraloría no tiene competencia para dar ningún aval a estos acuerdos, pero destaca la voluntad de las partes en poner fin a las controversias suscitadas entre ellas”.

- El proyecto contaba con una póliza de daños materiales que cubrió, de manera general, el pago de los perjuicios -al menos los que para entonces fueron advertidos por EPM- que a título de daño emergente se originaron en la contingencia. Prueba de ello, es el contrato de transacción suscrito con MAPFRE en diciembre de 2021. Si bien allí no se hizo una relación detallada de cada uno de los perjuicios indemnizados, básicamente por su imposibilidad práctica, a las partes y las autoridades que acompañaron este proceso les quedó medianamente claro que el pago acordado cubría una cifra global que remuneraba adecuada y oportunamente el daño material -léase daño emergente- sufrido en El Proyecto.

Sobre este particular, insiste EPM frente al hecho de que haber pagado los cargos de conexión al STN cuestionados con fechas posteriores a la que recibió la indemnización de manos de MAPFRE, esto es, después de la firma de la transacción, no significa que dicho concepto sea un perjuicio nuevo o adicional a los sufridos en la contingencia de 2018 que fue indemnizada por MAPFRE. De hecho, EPM hoy continúa asumiendo y continuará haciéndolo, obras que son consecuencia de la contingencia. Ello, repetimos, no significa que hayan quedado por fuera de la transacción suscrita con MAPFRE.

Adicionalmente, a manera de resumen, y con el propósito dar ampliación frente al asunto de la indemnización y el contrato de transacción celebrado con Mapfre, durante reunión celebrada entre Empresas Públicas de Medellín y la Contraloría Distrital de Medellín el día 4 de diciembre se exponen las siguientes razones por las cuales se considera que el pago por concepto de cargo por uso del STN en el Proyecto no debe considerarse como un daño:

- El pago no surgió como un perjuicio sobreviniente para EPM, sino que por el contrario, fue un concepto que estuvo siempre presente dentro de las obligaciones a considerar en el proyecto, y muestra de eso es la planeación de su pago, mediante la realización de cuantificación y su provisión, como muestran los estados financieros del proyecto, los cuales han sido actualizados permanentemente conforme a las normas aplicables.

- El pago del cargo por uso del STN en el proyecto Ituango hizo parte tanto de la cobertura de la póliza Todo Riesgo Construcción y Montaje TRCM como de su

indemnización, lo anterior con fundamento en: i) bajo la sección II de dicha póliza que consideraba dentro de los conceptos asegurados la indemnización por el incremento de los costos de operación, si en cualquier momento durante el periodo asegurado, la propiedad asegurada o parte de ella sufría un daño bajo la Sección I (obras, bienes, equipos y otros) y como consecuencia de ello se causara una interferencia en el cronograma de construcción y/o trabajos de montaje y/o puesta en marcha, resultando en un retraso o potencial retraso de la entrada en operación y/o una interferencia o potencial interferencia con el negocio asegurado (La operación comercial del proyecto); y ii) el acta de transacción celebrada entre Mapfre y EPM incluyó el concepto del pago del cargo por uso del STN, pues hacia parte de la sección II de la póliza en su componente DSU (Delay Start Up) e hizo parte del pago recibido por EPM como suma única, por concepto de cualquier daño perdida o perjuicio que pueda haber sufrido o llegara a sufrir EPM como consecuencia de los hechos objeto de la contingencia, respecto a la responsabilidad de Mapfre.

- EPM ha efectuado una asignación eficiente de los recursos recibidos de Mapfre por concepto de la indemnización citada, en cumplimiento del contrato de transacción en donde tanto los pagos anticipados recibidos como los que se recibieron como consecuencia de dicho contrato, han sido destinados únicamente a las reparaciones requeridas por la contingencia y las necesarias para lograr la puesta en operación de El Proyecto.

- EPM, bajo el amparo de la confianza legítima, ha tenido el acompañamiento de la Contraloría General de la República en el sentido de vigilar que dichos recursos sean destinados de manera exclusiva a las necesidades del proyecto y de verificar que sean ejecutados de forma adecuada y oportuna, así como que se destinen a lograr la puesta en operación del proyecto.

Considerando lo anteriormente expuesto, la Contraloría Distrital de Medellín, a partir de la evaluación efectuada, y con base en los procedimientos realizados, además, dada la imposibilidad de determinar la indemnización pagada por parte de Mapfre a EPM respecto del cargo por uso del STN consecuencia del contrato de transacción celebrado entre las partes, que permitiese a su vez cuantificar la afectación real y cierta a EPM, requisito que se considera sine qua non para determinar una observación y/o hallazgo de auditoría, concluye que no se ha detectado que el asunto o materia en cuestión no cumpla con los criterios aplicables.

4. CONSOLIDADO DE HALLAZGOS

En la presente actuación especial de fiscalización, no se presentaron hallazgos.

Atentamente,



TATIANA MARÍA PALACIO VÉLEZ
Contralora Auxiliar de Auditoría Fiscal CAAF EPM 2 Energía