

Medellín, octubre 31 de 2022

0305 - 20220130240404

Doctor

José Luis Noreña Restrepo

Presidente

Asamblea Departamental de Antioquia

Calle 42 No. 52-186

CAD La Alpujarra

jose.norena@asambleadeantioquia.gov.co

secretariageneral@asambleadeantioquia.gov.co

Medellín

Asunto: respuesta a cuestionario: Debate de la Oposición -Asamblea Departamental de Antioquia 2022. Tema: Proyecto Hidroituango. Radicados EPM 20220120205699 y 20220120206091, con solicitud de ampliación de plazo 20220130237815.

Con el ánimo de contribuir al espacio programado para mañana martes 01 de noviembre, damos respuesta a algunas de las preguntas remitidas en el cuestionario las cuales están relacionadas con el proyecto Hidroituango; las demás serán suministradas en el transcurso de los próximos días tal como se manifestó en la solicitud de ampliación de plazo enviada previamente:

2. Preguntas para Empresas Públicas de Medellín: Jorge Andrés Carrillo – Gerente Empresas Públicas de Medellín –EPM

2.1. Informar cuáles han sido las decisiones y comunicaciones enviadas, y las sanciones impuestas a la fecha al proyecto Hidroituango por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Adjuntar todos los documentos relacionados.

2.2. Informar, cuáles han sido las sanciones impuestas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG por la no entrega de la Obligación de Energía en Firme (OEF) en el tiempo establecido. Adjuntar todos los documentos relacionados.

RESPUESTA 2.1 y 2.2:

A través de la comunicación CREG S-2018-005415 del 03 diciembre 2018 (ver archivo adjunto 1), EPM fue notificada por aviso del inicio de la Actuación Administrativa por incumplimiento Grave e Insalvable del proyecto en relación con las Obligaciones de Energía Firme (OEF) del periodo 2018-2038, esto con base en informe de auditoría No. 18 presentado por Deloitte (ver archivo adjunto 2). Ante ello, EPM presentó su pronunciamiento a través de la comunicación con radicado Nro. 20180130165604 del 28 diciembre 2018 (ver archivo adjunto 3), con el fin de conservar las OEF asignadas y no ser ejecutada la garantía de construcción y puesta en operación del proyecto (US\$ 43. 2 millones).

Este pronunciamiento se centró en indicar las dificultades que se presentaron en el proyecto y su carácter especial que lo hacen uno de los proyectos más complejos en ser desarrollado en el país en los últimos años. Se destacó su rendimiento de obra muy superior a otros proyectos de generación de gran magnitud y que le permitió alcanzar al momento del evento un avance de un 84.6%. También, y como medida de mitigación, se propuso poder hacer uso de respaldo (Demanda Desconectable Voluntaria) para cubrir las obligaciones que no pudieron cumplirse y se hizo mención a la posibilidad de que la contingencia presentada se enmarcara dentro de un evento excusable dadas las circunstancias desafortunadas y consecuencias no deseadas por parte de EPM, ello con el ánimo de que la CREG al desplegar las facultades otorgadas por la ley pudiera permitir subsanar el incumplimiento de las obligaciones.

Luego de una serie de pruebas documentales y testimoniales, la CREG mediante Res. 101 de 2019 (ver archivos adjuntos 4 y 5) decidió dicha actuación de manera desfavorable por lo cual se presentó recurso de reposición con base en los argumentos del pronunciamiento inicial. Finalmente, y a través de las Res. 154 de 2019 (ver archivo adjunto 6), la CREG resuelve dicho recurso ratificando la decisión de la resolución precedente en términos de pérdida de las OEF del periodo 2018-2038 y ejecución de la garantía respectiva. Como hecho positivo, y a partir de la argumentación presentada, se logró conservar el bloque de asignación de OEF para el periodo 2021-2038 al independizar los compromisos del proyecto según la subasta en que se hubiera producido la asignación de cada compromiso de OEF.

Se destaca que, con ocasión de esta actuación administrativa, EPM propuso que las OEF del proyecto (2021-2038) pudieran ser cumplidas con las unidades de generación requeridas para tal fin sin ser exigida la Capacidad Efectiva Neta (1.200 MW). A partir de esta solicitud y gestiones posteriores, la CREG a través de la Res. 194-2020 (ver archivo adjunto 7) flexibilizó el cumplimiento de compromisos de OEF para proyectos nuevos de manera que en el primer año de holgura fuera exigido un número de unidades de generación suficiente para generar las OEF asignadas, obteniendo un año adicional de holgura para la entrada en operación de las unidades restantes. Esta opción fue tomada para el proyecto de manera que para

las OEF del periodo 2021-2038 se fijó el compromiso de entrar en operación dos unidades de generación antes del 30 de noviembre de 2022 y dos unidades adicionales antes del 30 de noviembre de 2023.

Otro de los ajustes regulatorios que ha sido relevante para el proyecto, correspondió al cambio de categoría de la planta, pasando de GPPS a planta especial, con lo cual pudo participar en la subasta del cargo por Confiabilidad del 2019 obteniendo OEF adicionales para el periodo 2022-2032 (1.141 GWh/año).

Vale la pena aclarar que la pérdida de OEF y la ejecución de la garantía que se dieron, no corresponden en sí a una sanción como tal por parte de la CREG. Esta entidad no tiene facultades sancionatorias por lo que la pérdida señalada hace parte de los mecanismos contemplados por la regulación del Cargo por Confiabilidad ante el incumplimiento de las fechas de puesta en operación de un proyecto nuevo luego de ser superada la holgura regulatoria.

2.3. ¿Cuál es el cronograma entregado a la CREG donde se indican las fechas de entrada en operación de Hidroituango? Adjuntar dicho informe y toda la información y actualizada a la fecha.

RESPUESTA:

Se adjunta el cronograma de contingencia, estabilización y puesta en servicio del proyecto Ituango matriculado ante la CREG versión 20190617. El cual se tienen las fechas previstas de la entrada en operación de las unidades 1 a 4.

2.4. Luego de difundirse datos sobre el proyecto Hidroituango por parte de los medios de comunicación en los últimos días, en los cuales el proyecto sufriría nuevos retrasos que comprometen el inicio de la generación de energía con sus primeras unidades en el año 2022. Sírvase responder:

2.4.1. ¿Cómo se encuentra al día de hoy el cronograma de inicio de generación de energía?

RESPUESTA:

Según el cronograma suministrado por la dirección técnica del Proyecto, se tiene previsto entrar en operación comercial dos unidades antes del 30 de noviembre de 2022, dos unidades adicionales antes del 30 de noviembre de 2023, una unidad adicional en el año 2026 y las tres unidades restantes en el año 2027.

2.4.2. ¿De qué manera se encuentra comprometido el cronograma de inicio de generación de energía?

RESPUESTA:

En el punto 2.4.1 se detalló la información del panorama actual de proyecto cuyas primeras 4 unidades son las que tienen obligaciones a cumplir según lo comprometido en las subastas de cargo por confiabilidad. El resumen muestra que, al día de hoy, se tiene viabilidad para honrar los compromisos adquiridos.

2.4.3. Y en caso de que se encuentre comprometido el cronograma, respondan: ¿por qué se ocasionó este retraso?

RESPUESTA:

En el punto 2.4.2 se expresó la situación al día de hoy de los compromisos adquiridos y la viabilidad de cumplirlos.

2.5. Sírvase informar, ¿cuáles serían los efectos del retraso en la entrega de Hidroituango? Teniendo en cuenta que la empresa movió al límite máximo la entrada en operación para el 30 de noviembre de 2022.

RESPUESTA:

En el momento no se ha oficializado retraso en la entrega de las unidades con respecto a los compromisos adquiridos en la subasta de cargo por confiabilidad. En el caso hipotético de presentarse variación en las fechas de entrada en operación, el cálculo detallado de los efectos energéticos y financieros se efectuará de acuerdo con las fechas definitivas que queden registradas como oficiales de entrada en operación en el sistema nacional. Esto ocurre cuando el sistema las reporte como recibidas oficialmente en operación comercial.

2.6. Sírvase adjuntar el nuevo cronograma oficial de la entrada en operación del proyecto. Adjuntar toda la información y documentos relacionados.

RESPUESTA:

Se adjunta la última versión del cronograma de contingencia, recuperación y puesta en servicio versión 20221013 rev1, el cual fue oficializado por la dirección técnica del Proyecto. Se aclara que los plazos esbozados en el cronograma no incluyen tiempos que se puedan generar por actividades imprevistas o que puedan tomar más tiempo como consecuencia de las señales que vayan reportando los resultados de cada prueba o puesta a punto de los equipos electromecánicos.

2.7. Sírvese informar los resultados de las pruebas en seco y de los últimos reportes del estado de Hidroituango. Adjuntar dichos informes y toda la información relacionada, en particular la realizada el día 15 de octubre de 2022.

RESPUESTA:

Se adjunta Manual de comisionamiento y reportes del estado de las pruebas seco (tipo A) y del estado de las pruebas con aguas muertas (tipo B), dinámicas (Tipo C) y con carga (Tipo D).

2.8. Al proyecto Hidroituango se le asignaron los compromisos de Obligaciones de Energía en Firme y el cargo por confiabilidad asociado en 2008. La construcción inició en 2012, y se comprometió a tener en funcionamiento antes del 30 de noviembre de 2022 las turbinas 1 y 2. Debido a los retrasos e incumplimientos, sírvase informar todos los pagos hechos y por todos los conceptos pagados por dicho retraso del proyecto. Adjunte pagos realizados. (Certificado de Registro presupuestal y soporte de pago)

RESPUESTA:

En diciembre de 2019 se efectuó el pago de la ejecución de la garantía del cargo por confiabilidad para la asignación de obligaciones de energía firme que iniciaba en diciembre de 2018 (asignación realizada en la subasta de 2008), dicha garantía tenía un valor de USD 43,153,931. El proyecto tiene vigentes otras dos asignaciones de energía firme, la que iniciaba en diciembre de 2021 (asignación realizada en la subasta de 2012), y la que inicia en diciembre de 2022 (asignación realizada en la subasta de 2019). La asignación de las obligaciones que iniciaban en diciembre de 2021 cuenta con un plazo de entrada de las primeras dos unidades de generación que vence el 30 de noviembre de 2022, y para las otras dos unidades dicho plazo vence el 30 de noviembre de 2023.

Para mantener las asignaciones vigentes actualmente, la regulación establece el compromiso de contratar energía de respaldo por el plazo comprendido entre el inicio de la obligación y la fecha de entrada de las unidades. Dicha energía de respaldo se cubre con recursos de EPM y de otros agentes del mercado. La

información de las citadas compras de respaldo es confidencial de acuerdo con el índice de información reservada y clasificada de EPM, por tratarse de un mercado en competencia.

2.8.1. Sírvase informar el estado de las multas impuestas al proyecto por parte de las Superintendencia de Servicios Públicos.

RESPUESTA:

En relación con el cargo por confiabilidad la Superintendencia de Servicios Públicos impuso a EPM una multa mediante la resolución SSPD No. 20222400034375 del 31 de enero de 2022 por valor de \$1,817,052,000.

Contra esta resolución, el 27 de mayo de 2022 EPM promovió una acción de nulidad y restablecimiento del derecho contra la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, ante el Tribunal Administrativo de Antioquia. Dicha acción judicial pretende, entre otros asuntos, que (i) se declare la nulidad de los actos administrativos mencionados y que, en consecuencia, a título de restablecimiento del derecho, (ii) se condene a la SSPD a la devolución en favor de EPM, de manera indexada, de la sanción impuesta.

En la demanda presentada, EPM expuso de la manera detallada los argumentos por los cuales considera que sus pretensiones deben prosperar, estos son: Los actos administrativos demandados fueron expedidos por la SSPD sin competencia, los actos administrativos demandados fueron expedidos con infracción de las normas en que deberían fundarse, falsa motivación y los actos administrativos fueron expedidos con desconocimiento del derecho de audiencia y de defensa. La demanda fue admitida por auto del 26 de julio de 2022 y actualmente se adelanta el proceso judicial bajo el radicado 05001 23 33 000 2022 00630 00.

Es importante establecer que no hay antecedentes, ni de investigaciones, ni llamados de atención, ni de sanciones por incumplimientos de EPM por estos hechos, tal y como lo reconoció la SSPD en los actos administrativos demandados al realizar la graduación de la sanción impuesta. Otro de los argumentos planteados en la demanda es que la SSPD sancionó a EPM por el incumplimiento de la fecha de entrada en operación del proyecto, y no lo hizo frente a los proyectos Termocol, Miel II y Porvenir, los cuales ni siquiera entraron en operación.

En los argumentos planteados por EPM en la demanda también se cita el pronunciamiento del ex Superintendente Delegado de Energía y Gas, Jose Plata Puyana, en su artículo denominado “Advierten que la sanción a Hidroituango es un “antecedente peligroso” para desarrolladores de proyectos”. Allí se explicó que la regulación sobre obligaciones de energía firme tiene previstas las consecuencias

económicas o desincentivos por la no entrada en operación de un proyecto de generación. Estas consecuencias fueron aplicadas en el caso concreto por la CREG, situación que fue desconocida por la SSPD, lo que se considera un antecedente peligroso para los desarrolladores de proyectos de energía y gas.

<https://www.energiaestrategica.com/advierten-que-la-sancion-a-hidroituango-es-un-antecedente-peligroso-para-desarrolladores-de-proyectos/#:~:text=Por%20Energ%C3%ADa%20Estrat%C3%A9gica&text=El%20pasado%2031%20de%20enero,m%C3%A1s%20grande%20del%20pa%C3%ADs%20Hidroituango>

2.8.2. Sírvase informar las afectaciones que acarrea para el proyecto la multa impuesta por la Superintendencia de Servicios Públicos.

RESPUESTA:

La multa impuesta por la Superintendencia de Servicios Públicos por la pérdida de obligaciones de energía firme, no tiene efectos sobre la operación comercial y técnica del proyecto, ni sobre las asignaciones de la segunda y tercera subasta de cargo por confiabilidad.

2.8.3. Adjuntar todos los comunicados enviados por la Superintendencia de Servicios Públicos en relación a la multa impuesta y la entrada en operación del proyecto. (Desde junio de 2020 hasta la fecha)

RESPUESTA:

Ver anexos 2.8.1 Notificación Resolución Multa SSPD y anexo 2.8.2 Resolución Multa SSPD.

2.9. Debido al retraso en la entrada en operación, el Gobierno Nacional lanzó dos subastas dado que podría haber un déficit en el balance energético. Según los medios de comunicación EPM participó en este proceso y fue asignada con obligaciones por 10 años para entregar 3.124,111 de kWh-día. Ante esto, sírvase informar los planes que se tienen para cumplir con esta obligación y entregar energía en el sistema para el 30 de noviembre del presente año. Adjuntar la información relacionada.

RESPUESTA:

La obligación de energía firme referida corresponde a la asignación de la tercera subasta en la que participó el proyecto Ituango, el periodo de vigencia de dicha asignación inicia el 1 de diciembre de 2022.

Esta asignación se puede cumplir entrando las cuatro unidades de la primera etapa, a más tardar el 30 de noviembre de 2023, o si nos acogemos a la resolución CREG 194 de 2020, entrando dos unidades a más tardar en noviembre 30 de 2023 y las otras dos a más tardar en noviembre 30 de 2024.

2.9.1. Sírvase informar, ¿qué consecuencias ocasionaría no entregar energía en la fecha prevista?

RESPUESTA:

Si no se cumplen los compromisos de entrada de las unidades 1 y 2 antes del 30 de noviembre de 2022 y de las unidades 3 y 4 antes del 30 de noviembre de 2023, la CREG inicia una actuación administrativa para determinar la responsabilidad del agente ante dichos atrasos y el agente tiene derecho a la defensa.

Si luego de este proceso, la CREG determina que hubo responsabilidad del agente ante el atraso, el administrador de mercado, XM, procede a la ejecución de la garantía que respalda esta obligación del cargo por confiabilidad. De igual forma, se pierde la remuneración asociada a esta energía firme. EPM tendría que buscar nuevamente asignaciones de cargo por confiabilidad con Ituango en el futuro.

Es importante manifestar que la ejecución de una garantía del cargo por confiabilidad no tiene carácter de multa o sanción puesto que la CREG en sus funciones no tiene facultades para sancionar. Dicha ejecución se contempla en cumplimiento de un procedimiento regulatorio establecido en la Resolución CREG 071 de 2006.

2.9.2. ¿Se tienen planes en caso de que se ejecuten las garantías de la obra, se cobre una nueva multa o se declare la pérdida de las asignaciones de energía en firme?

RESPUESTA:

En función de los elementos tenidos en cuenta por la CREG en la decisión que tome mediante la actuación administrativa, se determinarán los pasos a seguir por parte de la empresa. En caso de que se ejecute la garantía y se pierdan las asignaciones

de obligaciones de energía firme, se debe gestionar la obtención de nuevas asignaciones en el largo plazo participando de subastas futuras.

2.9.3. Sírvase informar, ¿cuáles planes se tienen en caso que un nuevo retraso genere un déficit en la matriz, en particular en el caso de un Fenómeno del Niño?

RESPUESTA:

En el último análisis energético de largo plazo elaborado por el Centro Nacional de Despacho para el Consejo Nacional de Operación el 6 de octubre, se realizó una sensibilidad hipotética a los proyectos de generación que tienen obligaciones de energía firme (entre éstos Ituango) y se atrasaron 1 año en sus fechas de puesta en operación; de acuerdo con los resultados de dicha sensibilidad, en el horizonte de simulación de 2 a 5 años la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.

Actualmente, la demanda de energía es atendida con las plantas de generación que operan en el mercado; en los próximos meses el sistema cuenta con recursos hídricos suficientes para atender la demanda, sumados a la disponibilidad del parque termoeléctrico.

2.10. Sírvase informar, ¿en qué medida la entrada en funcionamiento en las fechas previstas podría abaratar o no los precios de la energía? En el mismo sentido, informar los efectos previstos en materia tarifaria si se presenta un nuevo retraso, en particular una nueva alza de los precios de energía.

RESPUESTA:

La entrada en operación de Ituango con seguridad representará un alivio en la tendencia del precio de la energía, por ser un generador hidráulico de una capacidad representativa (8 unidades de 300 MW cada una) que cubrirá cerca del 17% de la demanda cuando esté operando completamente. Prueba de ello es la tendencia a la baja en la formación del precio de largo plazo, evidenciado en los contratos resultantes de las licitaciones públicas en el SICEP (Consultar página de XM), donde se puede apreciar que el precio formado para horizontes de tiempo más lejanos es cada vez menor.

Sin embargo, ningún generador entra al sistema con un compromiso de reducción tarifaria, pues el comportamiento del precio de la electricidad depende de muchas variables más, relacionadas con el comportamiento de la demanda y de la oferta,

por ejemplo, las condiciones climáticas, la fecha de entrada en operación de los generadores con fuentes renovables no convencionales, del costo de los combustibles, las variaciones de la tasa de cambio del dólar o del comportamiento del indexador de los precios de los contratos, entre otros.

2.11. Según los medios de comunicación, para cumplir con los compromisos de generación, EPM requiere poner a funcionar dos de las ocho turbinas, sin embargo, para cumplir con las obligaciones de capacidad se requieren cuatro. Sírvase informar ¿Cuántas turbinas y en qué condiciones se espera entrar en funcionamiento para el día 30 de noviembre de 2022?

RESPUESTA:

Las obligaciones de capacidad de conexión se cumplen cuando entren las 4 primeras unidades, pero el requisito es ingresar 2 hasta el 30 de noviembre del 2022 y las otras 2 hasta el 30 de noviembre del 2023.

Para el 30 de noviembre del 2022, se tendrán en funcionamiento 2 unidades de generación, cumpliendo todos los requisitos técnicos exigidos por el Centro Nacional de Despacho (CND).

2.12. Sírvase informar, los planes que se tienen en caso de que la CREG declare incumplimiento grave e insalvable y qué pasaría si se diera esta situación.

RESPUESTA:

Ante un nuevo incumplimiento grave e insalvable del proyecto en relación con las OEF del periodo 2021-2038, según el informe que remita el auditor del proyecto, la CREG iniciaría igualmente una nueva actuación administrativa para confirmar plenamente dicho incumplimiento y, en consecuencia, decretar la pérdida de OEF y la ejecución de la garantía. Como en la actuación administrativa previa, se darán las instancias de pronunciamiento y testimonios para que EPM presente los argumentos a través de los cuales justificaría el atraso que condujo al incumplimiento de la fecha límite para la entrada en operación de las dos primeras unidades de generación según lo dispuesto en la resolución CREG 194-2020.

2.13. En los medios de comunicación, el señor Alcalde de Medellín Daniel Quintero informó que el encendido del proyecto sí podría tomar un tiempo posterior a la fecha límite del 30 de noviembre, en el caso que la Unidad Nacional de Gestión del Riesgo determine que se deben hacer pruebas adicionales en Hidroituango, ¿existe algún informe de la Unidad Nacional del Riesgo en este sentido?

RESPUESTA:

Inicialmente se aclara que la Unidad Nacional de Gestión de Riesgos de Desastres (UNGRD) no es la entidad competente para otorgar plazos adicionales para la entrada en operación del proyecto, ni para definir las pruebas que son necesarias para la puesta en operación del mismo. En el marco del Puesto de Mando Unificado (PMU Ituango #150 - #151 con fecha del 21 y 25 de octubre respectivamente), el proyecto puso en consideración de las entidades del sistema de gestión de riesgo a nivel nacional, la necesidad de ejecutar una serie de pruebas, evaluaciones y monitoreos con el fin tener mayor certeza y disminuir las incertidumbres asociadas a la respuesta de macizo frente a las vibraciones que va generar cada una de las unidades de generación. Con esta solicitud se buscó que se acoja la recomendación del proyecto relacionada con la necesidad de considerar estas pruebas como actividades necesarias para mitigar riesgos.

Con el fin de dar contexto a las entidades participantes del PMU mencionado, se llevaron a cabo una serie de presentaciones e informes que sirvieron de soporte para la solicitud realizada por el proyecto y que harán parte del acta del mismo.

2.14. Sírvase informar si existen datos o comunicaciones de cualquier entidad en las cuales se mencione una posible postergación del encendido del proyecto a la fecha límite del 30 noviembre de 2022. Adjuntar toda la información relacionada.

RESPUESTA:

La Procuraduría y el Board de expertos del Proyecto se han manifestado oficialmente, en el sentido de recomendar que se realicen todas las pruebas que sean requeridas con el fin de poner en servicio cada una de las unidades de generación de forma segura y atendiendo cualquier ajuste que se requiera durante la ejecución de las mismas. (se anexan comunicaciones de la Procuraduría y del Board).

2.15. Sírvasse informar y adjuntar las comunicaciones de la Unidad Nacional de Gestión del Riesgo en las que se determine que se pueden hacer pruebas adicionales en Hidroituango posteriores al 30 de noviembre de 2022.

RESPUESTA:

Se encuentran en elaboración las actas de los PMU Ituango #150 y 151 por parte de la UNGRD (Entidad responsable de realizarlas), en las que la Empresa detalla la utilidad de ejecutar las pruebas adicionales referidas en la pregunta. Adicionalmente, se realizó el Comité Nacional de conocimiento de Riesgo el jueves 27 de octubre que tiene en revisión y ajuste la actualización de la circular 032 de 2019 cuyo asunto es: *“Actualización de las recomendaciones de gestión del riesgo de desastres frente a los escenarios de riesgo priorizados por el Proyecto Hidroeléctrico Ituango en las comunidades ubicadas aguas abajo, para su entrada en operación”*. En la propuesta de circular trabajada con el IDEAM, el Servicio Geológico Colombiano, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Departamento Administrativo de Gestión de Riesgos de Antioquia (DAGRAN), el departamento Administrativo de Gestión de Riesgos de Medellín (DAGRED), EPM y la Unidad Nacional de Gestión de riesgos de Desastres (UNGRD) quedó de manifiesto:

“Que en atención a las recomendaciones técnicas que se han recibido por parte de expertos del Board de asesores de EPM, considerando los efectos de la contingencia y los tratamientos ejecutados para la rehabilitación del proyecto, es importante incorporar a los protocolos de pruebas de entrada en operación de las unidades de generación, el monitoreo y análisis del comportamiento del macizo rocoso ante las vibraciones originadas por las cargas dinámicas de los sistemas de generación, con el propósito de reducir incertidumbres, de forma que se reduzca la probabilidad de materialización de nuevos riesgos que comprometan la integridad del proyecto, comunidades, ecosistemas e infraestructura social ubicadas aguas abajo del PHI.

Según lo informado por EPM, comportamientos indeseados durante la evaluación de variables técnicas y/o la ocurrencia de eventos desfavorables en cualquier componente geotécnica, civil o electromecánica del proyecto, implicarán la indisponibilidad de la planta hasta que se realicen los correctivos necesarios, situación que representaría una mayor exposición al riesgo por el uso continuo del vertedero como único sistema de descarga, riesgo que podría tener efectos sobre las comunidades y ecosistemas aguas abajo del PHI.”

2.16. Sírvasse informar las medidas que se han tomado para garantizar la seguridad de las comunidades aguas abajo y del Sistema de Interconexión Nacional.

RESPUESTA:

Las medidas que se han tomado para garantizar la seguridad de las comunidades aguas abajo, en materia de gestión del riesgo de desastres, se han venido cumpliendo conforme a los requerimientos establecidos en la licencia ambiental del Proyecto y su plan de contingencia, y en los instrumentos de planificación, como es el caso del plan de gestión del riesgo de desastres del proyecto hidroeléctrico Ituango y el plan de emergencia y contingencias por falla de presa, en los cuales se dan a conocer de manera permanente los riesgos del proyecto, las medidas de reducción y las medidas de preparación ante situaciones de emergencia, a través de la realización de talleres, simulaciones y simulacros. De igual forma se ha fortalecido la capacidad de respuesta a emergencias en el territorio con la identificación y señalización de rutas de evacuación y puntos de encuentro, la instalación de sistemas de alarmas y la dotación de kits de emergencias a nivel comunitario e institucional. Estas actividades se han venido desarrollando desde el año 2014 a la fecha, a través de estrategias contractuales de EPM con la Cruz Roja Seccional Antioquia, y se va actualizando según a los riesgos presentes en el proyecto.

Otra de las medidas implementadas por EPM es la estructuración y operación permanente del centro de monitoreo técnico del proyecto, el cual mantiene monitoreada cada una de las variables que puedan indicar la manifestación de una situación de riesgo que pueda afectar al proyecto o a las comunidades aguas abajo, articulando estas acciones con las medidas de reducción prospectivas o correctivas y las medidas de preparación para una situación de emergencia, mediante el establecimiento y actualización permanente de cadenas de notificación con las autoridades de gestión del riesgo a nivel local, departamental y nacional.

EPM desde el año 2018 ha venido adelantando todas las medidas de reducción del riesgo tendientes a la recuperación del proyecto garantizando su estabilización para la entrada en operación, dentro de los hitos principales se tiene:

1. Se cuenta con la presa totalmente terminada a la cota 435 msnm, cumpliendo con el valor de máxima seguridad según diseño y licenciamiento.
2. El vertedero como único sistema disponible para la descarga de caudales del proyecto, ha trabajado adecuadamente aplicando su regla de operación.
3. Conducciones zona norte: Tras el lleno de la oquedad entre los pozos 1 y 2 (mediante el revestimiento de 60.000 m³ de concreto aproximadamente), la conducción 1 se encuentra rehabilitada completamente, la conducción 2 se encuentra en su fase final de construcción con el 100% de instalación de su blindaje metálico.
4. Conducciones zona sur: En este frente se han desarrollado múltiples inspecciones e inyecciones de aglutinamiento con el fin de dar mayores condiciones de estabilidad.

5. Casa de Máquinas zona norte: A la fecha esta zona del proyecto se encuentra estable como resultado de la ejecución de los tratamientos geotécnicos y estructurales que han sido requeridos.

6. Túnel de Desviación Derecho (TDD): Este frente de obra del proyecto se encuentra estable, debido a que se ha avanzado en la ejecución de las actividades requeridas para su taponamiento definitivo.

7. Galería Auxiliar de Desviación (GAD): Esta estructura fue clausurada y sellada de forma definitiva con los tapones en ramales izquierdo y derecho, así mismo finalizó el tapón estructural en la descarga de fondo, lo que significa que el riesgo se reduce a un nivel aceptable para el proyecto.

EPM ha venido desarrollando todas las acciones establecidas en el Acuerdo CNO 1560 que establece todos los parámetros y pruebas que deben realizarse para entrar de forma segura al Sistema de Interconexión Nacional - SIN; el protocolo de ajuste y coordinación de protecciones tanto del SIN como con InterColombia (encargado del sistema de conexión que llevará la energía del PHI al SIN) fue aprobado por todas las partes, se continúa con el protocolo de entrada al sistema, validación de estatismo y banda muerta que son pruebas que se realizan una vez las unidades se sincronizan.

2.17. En los medios de comunicación, y en particular en Blu Radio, el señor Alcalde de Medellín Daniel Quintero aseguró que “EPM está aportando recursos para que a Colombia le bajen las tarifas”.

2.17.1. Sírvase informar, ¿cuáles son las medidas y los recursos que EPM está aportando al día de hoy para la reducción de tarifas en Colombia?

RESPUESTA:

Con el fin de contribuir a la disminución de las tarifas de los usuarios del país, EPM a través del negocio de Generación, propuso un alivio en el precio de los contratos para mitigar el impacto del fuerte incremento del IPP. EPM concentró sus esfuerzos en aliviar los costos del mercado regulado priorizando el segmento de comercializadores con mayor participación en estratos bajos o que tienen un mayor Costo Unitario del kilovatio de energía.

2.17.2. Especificar en cuáles regiones del país, y de qué manera, se están invirtiendo estos recursos.

RESPUESTA:

estamos ahí.

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Carrera 58 N° 42-125
Conmutador: 3808080 - Fax: 3569111
Medellín-Colombia
www.epm.com.co

El generador EPM vende su energía en contratos a diferentes empresas comercializadoras de energía que atienden mercado en diferentes regiones del país. En este sentido, con la aplicación de las medidas de alivio en el precio de contratación se beneficiarán usuarios del servicio en diferentes departamentos.

2.17.3. Especifique la manera en la que se ven reflejados estos recursos en la factura de los servicios públicos de los usuarios.

RESPUESTA:

Las medidas implementadas por el negocio de generación de EPM se traducen en una reducción del precio de los contratos con destino al mercado regulado de aproximadamente el 8.7% para el segmento priorizado (empresas con mayor participación en estratos bajos o con tarifas muy altas) y del 4.7% para las demás empresas.

2.17.4. Adjuntar toda la información relacionada a los recursos que EPM está aportando para la reducción de tarifas en Colombia.

RESPUESTA:

El aporte del negocio de Generación de EPM por aplicar las medidas para aliviar el precio de los contratos afectados por el alza del IPP se estima del orden de los \$340,000 millones.

2.18. ¿Cómo se encuentra el cumplimiento de compromisos efectuados por la aseguradora Mapfre Seguros por la póliza todo riesgo? Adjuntar la información relacionada.

2.19. El señor Gobernador de Antioquia, Aníbal Gaviria, informó ante los medios de comunicación su preocupación sobre la forma en la que se negoció con las aseguradoras que terminaron pagando 4,3 billones de pesos cuando, de acuerdo con el gobernador, tuvieron que haber desembolsado 14 billones. Ante esto:

2.19.1. Informar los valores de los desembolsos de las aseguradoras, ¿cuál era el monto esperado?, ¿cuál fue el monto recibido? y ¿se dieron

negociaciones para modificar el valor desembolsado? Adicional, adjunte todos los estados de ingresos y de pagos por parte de las aseguradoras.

2.20. ¿Cuáles estudios y requisitos adicionales, han sido solicitados por La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) o se han realizado por parte de EPM, relacionados con el estudio geotécnico que debe aportar el peritaje, en especial en el que se demuestre la estabilidad geológica de la montaña para la entrada de operaciones el día 30 de noviembre de 2022?

RESPUESTA:

En el artículo tercero de la Resolución 0820 de 2018, la Autoridad Ambiental, realizó una serie de requerimientos entre los que se encuentra la presentación de un informe de un perito experto que emita un dictamen sobre las condiciones de estabilidad del proyecto en los siguientes términos: *“La medida preventiva acá impuesta se mantendrá hasta tanto la sociedad Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.- Hidroituango S.A. E.S.P., Nit. 811.014.798-1, de cumplimiento a las siguientes obligaciones:*

a. La Sociedad Hidroituango S.A. E.S.P., a su costa deberá contratar un perito (s) experto (s) a fin que emita un dictamen claro, preciso, detallado y objetivo, sobre las condiciones actuales de estabilidad (bajo el escenario de contingencia) y futura (bajo el escenario de operación) de la infraestructura asociada a las obras principales del proyecto Central Hidroeléctrica Ituango, que suministre información suficiente a la ANLA que le permita tener certeza científica sobre la existencia o no condiciones de riesgo que pueda derivar en impactos sobre el ambiente, por posibles efectos sobre la integralidad de la infraestructura existente en el proyecto ocasionando graves inundaciones aguas abajo, con ocasión de la contingencia iniciada el día 28 de abril de 2018. (...)“

En atención a este requerimiento, el 30 de diciembre de 2021 se entregó el documento *“INFORME FINAL REF. 1520000083-011B 22.02.2022 Rev. 02 – Dictamen Final – Resolución 820”*. Posteriormente, en el marco de la evaluación que viene realizando la ANLA al informe presentado, mediante el Auto N°04013 del 27 de mayo de 2022, la Autoridad solicitó la complementación y aclaración de algunas consideraciones, conclusiones y recomendaciones de este informe, lo que fue objeto de una solicitud de precisión por parte de la Sociedad mediante radicado VITAL N°3500081101479822187 del 10 de octubre de 2022.

Adicionalmente, mediante los subnumerales ii y iii, del numeral 4, del artículo primero de la Resolución 1116 del 27 de mayo de 2022, la Autoridad Nacional Ambiental requirió la presentación de la siguiente información: *“Presentar un*

informe previo al inicio de la disipación de energía por cada una de las unidades de generación, de casa de máquinas, que contenga los análisis y conclusiones de cada uno de los siguientes aspectos: (...) ii. Resultados del seguimiento a las variables de control geotécnico. iii. Resultados de la condición de estabilidad del macizo”, los cuales vienen siendo objeto de atención por parte de la Empresa.

2.21. ¿Cuáles programas, proyectos y actividades se han ejecutado o se piensan implementar para la protección de las comunidades aguas abajo en los municipios de Ituango, Valdivia, Tarazá, Cáceres, Caucaasia y Nechí en Antioquia, respecto a la entrada de operaciones el 30 de noviembre de 2022?

RESPUESTA:

En continuidad y como complemento a la respuesta dada en el numeral 2.16 que aplica para el presente numeral, esto lo ha venido desarrollando EPM desde el año 2014, con la implementación a nivel comunitario e institucional de los instrumentos de gestión del riesgo mencionados anteriormente, acompañado de estrategias de comunicaciones, las cuales inicialmente estaban enfocados en los riesgos por la construcción de la obra y desde el año 2021 se han venido trabajando simultáneamente con las acciones de conocimiento, reducción y manejo para los riesgos asociados a la entrada en operación del proyecto. Para esto se han ejecutado contratos con la Cruz Roja Colombiana Seccional Antioquia, como operadora de estas actividades y se ha mantenido comunicación y relacionamiento permanente con los Consejos Municipales y Departamentales de Gestión del riesgo de Desastres entregando información sobre el estado y avances del proyecto, así como todas las acciones desarrolladas en el territorio.

De igual forma, desde el año 2018 a través de las 9 líneas que conforman el Plan de Acción Específico PAE para la recuperación (Ambiental, Social, Salud, Educación, Servicios Públicos, Vivienda, Accesibilidad y Transporte, Medios de Vida y Comunicación), con una inversión a septiembre de 2022 de 259.841 millones de pesos, se han venido ejecutando otros programas de fortalecimiento comunitario, con temas asociados a la Restitución de las condiciones de vida de las comunidades con entidades como Antioquia Presente, Comunicación en doble vía Comunidad - PHI a través de la estrategia de voceros comunitarios de Desmarginalizar, Fortalecimiento en capacidad para la respuesta en doble vía a través de Convenios con los cuerpo de bomberos municipales de Valdivia, Ituango, Briceño, San Andres de Cuerquia, Toledo y Sabanalarga, y el Convenio con la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres para la ejecución de actividades propias de los procesos del PGRD.

Finalmente se relacionan las acciones desarrolladas desde al año 2014 a la fecha:

estamos ahí.

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Carrera 58 N° 42-125
Conmutador: 3808080 - Fax: 3569111
Medellin-Colombia
www.epm.com.co

- 2711 Socializaciones PGRD - Talleres de gestión del riesgo de desastres y divulgaciones.
- 1163 Simulacros.
- 401 Actividades con CTGRD (Talleres y Simulacros)
- 3.122 Actividades realizadas (Talleres, simulacros, divulgaciones).
- 93.579 Asistentes a las actividades de GRD.
- 94 Sistemas de alarmas instalados.
- 96 Puntos de encuentro identificados y señalizados.
- 348 Rutas de evacuación identificadas y señalizadas.
- 1.370 Señaléticas totales instaladas.
- 353 Kit de emergencias entregados.

2.22. Sírvase informar, ¿cuál es la composición actual de la junta directiva de Hidroituango? ¿Con qué regularidad se cita reunión de junta directiva? Adjuntar las actas de las juntas directivas realizadas en el transcurso del año 2022.

RESPUESTA:

La composición actual de la Junta Directiva de HIDROITUANGO S.A. E.S.P., tomada del Certificado de Existencia y Representación Legal expedido por la Cámara de Comercio de Medellín para Antioquia, es la siguiente:

JUNTA DIRECTIVA

Por Acta No. 42 del 29 de marzo de 2022, de la Asamblea de Accionistas, inscrita en esta Cámara de Comercio el 5 de julio de 2022, con el No. 24043 del Libro IX, se designó a:

PRINCIPALES

NOMBRE

LUIS FERNANDO SUAREZ VELEZ
INSTITUTO PARA EL DESARROLLO DE ANTIOQUIA IDEA

A través de sus Representantes Legales:

JULIAN SANTIAGO VASQUEZ ROLDAN
RAMON ELEJALDE ARBELAEZ
JHON JAIRO GRANADA GIRALDO
GUSTAVO CAMARGO MORA

IDENTIFICACION

C.C. 71.622.851
Nit. 890.980.179-2

C.C. 8.029.376
C.C. 3.479.875
C.C. 15.899.095
C.C. 3.358.827

SUPLENTE

NOMBRE

LUIS FERNANDO MUNERA DIEZ
INSTITUTO PARA EL DESARROLLO DE ANTIOQUIA- IDEA

A través de sus Representantes Legales:

SUBGERENTE FINANCIERO JOHN ALEXANDER OSORIO RAMIREZ
JUAN GUILLERMO USME FERNANDEZ
ALBERTO GUTIERREZ POSADA
LUIS FERNANDO LOPEZ MARIN

IDENTIFICACION

C.C. 8.244.624
Nit. 890.980.179-2

C.C. 71.222.928
C.C. 79.554.498
C.C. 8.347.796
C.C. 70.103.006

estamos ahí.

Respecto a la inquietud sobre la periodicidad de las reuniones de Junta Directiva, resaltamos que esta información hace parte de las normas reglamentarias del gobierno corporativo de HIDROITUANGO S.A. E.S.P. y por tanto se solicita que se le extienda directamente a esa sociedad la pregunta al ser ella la llamada a responderla.

De igual manera, respecto a la petición de suministro de las Actas de Junta Directiva de HIDROITUANGO S.A. E.S.P., informamos que estos documentos integran los “Libros y Papeles del Comerciante” de esa sociedad, en consecuencia, son ellos los que deben evaluar si entregan copia de las actas, pues en principio son reservadas en los términos del artículo 61 del Código de Comercio.

2.23. Sírvase informar, ¿cuál es el cronograma del proceso de contratación para la construcción de las obras civiles finales del proyecto?

RESPUESTA:

Se adjunta el cronograma actual del proceso de licitación del CRW167467. Se aclara que este cronograma puede sufrir variaciones dependiendo de la forma en que se vaya desarrollando el proceso.

ACTIVIDAD	FECHA
AUTORIZACIÓN DE INICIO	9/03/2022
PUBLICACIÓN DEL PROCESO	1/04/2022
REPUBLICACIÓN DEL PROCESO	31/08/2022
ENTREGAR OFERTAS	4/11/2022
INFORMES EVALUACION OFERTAS	6/01/2023
PUBLICACIÓN INFORME ANÁLISIS Y CONCLUSIONES	12/01/2023
RESPONDER OBSERVACIONES AL INFORME DE ANÁLISIS Y CONCLUSIONES	18/01/2023
PUBLICACIÓN INFORME RECOMENDACIÓN DE ACEPTACIÓN	26/01/2023
COMUNICAR ACEPTACION OFERTA	1/02/2023
FORMALIZAR EL CONTRATO	3/03/2023
MOVILIZACIÓN	6/03/2023
INICIO DE OBRAS CIVILES	5/05/2023

2.24. Sírvese informar, ¿cuál es el cronograma para la entrada en operación de la etapa dos?

RESPUESTA:

En la versión actual del cronograma suministrado por la dirección técnica del Proyecto, la etapa 2 compuesta por 4 unidades en total, entrarían, una en el año 2026 y tres en el año 2027.

2.25. Sírvese informar, ¿por qué se modificó la fecha de cierre para la recepción de ofertas para la construcción de las obras civiles finales del proyecto, que estaba fijada para el 14 de octubre de 2022?

RESPUESTA:

Mediante el buzón de mensajería de ARIBA, se recibió la solicitud de dos interesados en ampliar la fecha de recepción de ofertas, dado que requieren contar con un tiempo adicional para adelantar trámites administrativos al interior de sus organizaciones.

De las firmas que adquirieron el derecho a participar, solo tres (3) empresas han participado de manera activa (asistencia a reuniones y visitas complementarias, solicitud de aclaraciones, entre otras) en el proceso y dos (2) de ellas solicitaron ampliar la fecha de entrega de ofertas.

EPM luego de analizar las solicitudes y entendiendo que las firmas interesadas deben surtir trámites administrativos internos, consideró necesario ampliar la fecha de cierre con el fin de mitigar el riesgo de declaratoria de desierto del proceso de contratación.

De acuerdo con lo expuesto, se emitió la Adenda 8 al Proceso de Contratación CRW167467, con el propósito de ampliar la fecha de cierre para la recepción de las ofertas en veintiún (21) días calendario, esto es, hasta al 4 de noviembre de 2022.

2.26. Según se informó en medios de comunicación, dicho cambio se dio por solicitud de algunos de los posibles oferentes. Sírvese informar, ¿cuáles fueron los posibles oferentes que solicitaron dicho cambio?

RESPUESTA:

Mediante el buzón de mensajería de ARIBA, las firmas Yellow River y Schrader Camargo S.A.S., solicitaron a EPM ampliar la fecha de recepción de ofertas.

2.27. ¿cómo afecta al cronograma de la entrada en operación de la etapa dos la modificación de la fecha de cierre para la recepción de ofertas?
RESPUESTA:

La ampliación de la fecha de recepción de ofertas no impacta los cronogramas del Proyecto.

Quedamos atentos a resolver cualquier inquietud.

Cordialmente,



Fabio Andrés Marín Guerra
Gerente Relaciones Externas

Copia: Diputado Luis Eduardo Peláez Jaramillo, pelaezdiputado@gmail.com; luis.pelaez@asambleadeantioquia.gov.co;

Anexos:

Punto 2.1 y 2.2 (7)
Punto 2.3: (1)
Punto 2.6: (1)
Punto 2.7: (3)
Punto 2.8.3: (2)
Punto 2.14: (2)

Proyectó:

2.1-2.2-2.12_Gerencia de Regulación
2.8-2.8.1-2.8.2-2.8.3-2.9-2.9.1-2.9.2-2.9.3-2.10-2.17-2.17.1-2.17.2-2.17.3_Gerencia Mercado de Energía Mayorista
2.3-2.4-2.4.1-2.4.2-2.4.3-2.5-2.6-2.7-2.11-2.13-2.14-2.15-2.20-2.23-2.24-2.25-2.26-2.27_Dir Desarrollo Proyecto Ituango

Consolidó: Gerencia Relaciones Externas