Energía

Interconexiones Eléctricas

Ministerio de Minas y Energía

Marzo 2026

Interconexiones Nacionales

Energía



INTERCONEXIONES EN CHOCÓ

Energía

1. FICHA PROYECTO INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA QUIBDÓ - BETÉ

INVERSIÓN ESTIMADA	**COP $22.106.809.608**
FECHA FINALIZACIÓN	**FPO julio de 2026**
LÍNEA 13,2 KV	**52 Km**
ESTADO ACTUAL SERVICIO DE ENERGÍA	**Beté:** **Población ZNI** **Fuente:** **Generación diésel 264 kW** **Atiende:** **569 usuarios** **Operador:** **Municipio de Medio Atrato** **Servicio:** **13 horas diarias**
FUENTES DE FINANCIACIÓN	**FAER - Fondo Apoyo Financiero para Energización de las Zonas Rurales Interconectadas** **DISPAC procesos de contratación**

1. ESTADO PROYECTO INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA QUIBDÓ - BETÉ

Descripción de avance	Próximos pasos	Alertas	Recomendaciones
✓ Se finalizó el replanteo en Diciembre de 2025 con la aprobación del informe entregado y el pago del correspondiente anticipo. ✓ Se encuentra en ejecución, Cocomacia entrego las hojas de vida, la empresa contratista realiza el transporte a sitio de 64 postes. personal en proceso de contratación y haciendo exámenes ocupacionales y curso de altura para los cuadrilleros, para poder iniciar poda, rocería y obras civiles.	Inicio de podas y caminos.	Verificar que el cronograma de obra se desarrolló dentro de los tiempos contractuales	Realizar seguimiento del cronograma

Energía

2. FICHA PROYECTO INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISTMINA-PIZARRO

INVERSIÓN ESTIMADA	$134.538.173.826
FECHA FINALIZACIÓN	FPO 31 de Diciembre de 2026
LÍNEA 34,5 KV	110 Km
ESTADO ACTUAL SERVICIO DE ENERGÍA	Pizarro — Población ZNI Fuente — Generación diésel 1.8 MW Atiende — 3.142 usuarios Operador — DISPAC Servicio — 18 horas diarias
FUENTES DE FINANCIACIÓN	FAER - Fondo Apoyo Financiero para Energización de las Zonas Rurales Interconectadas o FTSP (Fondo Todos Somos Pacífico)

2. ESTADO PROYECTO INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISTMINA-PIZARRO

Descripción de avance	Próximos pasos	Alertas	Recomendaciones
✓ El 17-03-2026 traslado de la UPME a DISPAC y traslado de las solicitudes del Ministerio para la validación del proyecto. DISPAC se comprometió en la presente semana realizar las respuestas a las observaciones.	Aprobación de recursos por CAFAER	Insuficiencia de fondos FAER	Dar celeridad al proceso de aprobación UPME, DISPAC y MME

Energía

3. FICHA PROYECTO INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE UNGUÍA-ACANDÍ

	Opción 1	Opción 2
INVERSIÓN ESTIMADA	$500.000 Millones	$540.000 Millones
FECHA FINALIZACIÓN	FPO 31 de Diciembre de 2026	
LÍNEAS 110 KV	158 Km	165 Km
ESTADO ACTUAL SERVICIO DE ENERGÍA	Unguía, Acandí y Capurganá / Poblaciones ZNI Fuentes de energía: (2,2 MW diésel y 0,78 MWp) Unguía 3,75 MW Acandí 2,05 MW Capurganá Atienden 9.350 usuarios aprox. Operadores ESPUN, EMSELCA y JASEPCA Servicio 20 horas diarias en promedio	
FUENTE DE FINANCIACIÓN	EN DEFINICIÓN	

Energía

3. ESTADO PROYECTO INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE UNGUÍA-ACANDÍ

Descripción de avance	Próximos pasos	Alertas	Recomendaciones
✓ La UPME se encuentra adelantando el proceso de definición de la financiación y ejecución de las obras. Se recomienda hacer con la UPME coordinación para el seguimiento y apoyo a la ejecución de las actividades necesarias. En el mes de Febrero el avance de las reuniones con UPME arrojaron los siguientes compromisos: ✓ Analizar la posibilidad de contratar una consultoría para estimación y afinación del CAPEX (BID, convenios) , actividad a cargo de UPME ✓ Priorizar los análisis y pronunciarse sobre la expansión propuesta por EPM (obra de conexión en Necoclí), actividad a cargo de UPME ✓ Explorar el esquema de financiación del Proyecto: Actividad a cargo de UPME ✓ Preparar en forma conjunta información para Mesa 6 Gw+ del 2 de marzo de 2026 UPME - ISA ENERGIA - OAS MME : 2 /03/2026 ✓ La UPME infomró el 19 de marzo que : Se han desarrollado dos mesas técni9cas en conjunto con ISA para discutir lo referente a la relación beneficio/costo de las obvas ; Energía UPME adelanta el análisis de la obra Volcanes 230 kV, presentada por EPM, la cual afecta la conexión a Acandí. Frente a esta última UPME está adelantando el análisis técnico y de beneficios del proyecto para proceder con su presentación en el CAPT (Comitpe Asesor de Planeaminto de la Transmisión) para la tercera semana de abril de 2026. ✓ En el presente mes de marzo se coordinó reunión con la UPME para actualización de información sobre los avances de este proyecto. La reunión quedo programada para realizarse en la primera quincena del mes de abril.	Las propuestas de ISA y de EPM están siendo evaluadas por la UPME. Igualmente si se logra alcanzar una sinergia entre las soluciones de ISA y de EPM , el tema no está cerrado Evaluación de las alternativas de financiación del proyecto, entre otras la propuesta de que el Gobierno Nacional lo realice en forma directa y gestionar una convocatoria pública por parte de la UPME con participación internacional y dando espacio a empresas colombianas. Una opción podría ser que se viabilice en un futuro CONPES. Se recomienda entrar a participar en la evolución y avance de este tema con la UPME , entidad a cargo de la definición de la solución, la forma de financiación y ejecución del proyecto. En la agenda del proyecto 6 G + , se introdujo como uno de los aspectos a considerar la contratación de la asesoría internacional para validación de los costos del proyecto. Se tienen conversaciones con una empresa vinculada con el Gobierno de Suecia, A la fecha no se ha tenido información del avance de parte de la UPME	Es necesario definir por parte de la UPME la forma de financiación del proyecto para confirmar la viabilidad de llevar la inversión a la tarifa. En cualquier caso, se hace relevante garantizar la prestación del servicio posterior a la construcción y de forma particular la sostenibilidad (gastos AOM y todos los llevados al OPEX) del servicio. La alternativa que se está analizando para ejecutar la obra es una Convocatoria Pública de carácter internacional, a la cual se invitarían TN Colombianos, De esta manera el valor real sería el resultado de la Convocatoria y la garantía sería mediante algún mecanismo aprobado por la Nación, No se ve viable socialmente levar el valor del proyecto a la tarifa.	Se recomienda realizar de forma simultánea y a partir de la fecha, las siguientes actividades: a. Priorizar una reunión de carácter informativo con la UPME para conocer estado del proyecto b. Identificar los mecanismos de remuneración del contratista final (parcial tarifa más apoyo del gobierno nacional o cualquiera de sus unidades adscritas) c. Elaboración de los documentos de selección por parte de la UPME

Energía

4. FICHA PROYECTO INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE VIGÍA DEL FUERTE-BOJAYÁ

INVERSIÓN ESTIMADA	$12.300 Millones
FECHA FINALIZACIÓN	FPO 31 de diciembre de 2025
LÍNEA 44 KV	6,3 Km
ESTADO ACTUAL SERVICIO DE ENERGÍA	Pizarro Población ZNI Fuente Generación diésel 1.55 MW Atiende 1.863 usuarios Operador Municipio de Bojayá Servicio 18 horas diarias
FUENTES DE FINANCIACIÓN	FTSP Fondo Todos Somos Pacífico (MinIgualdad)

4. ESTADO PROYECTO INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE VIGÍA DEL FUERTE-BOJAYÁ

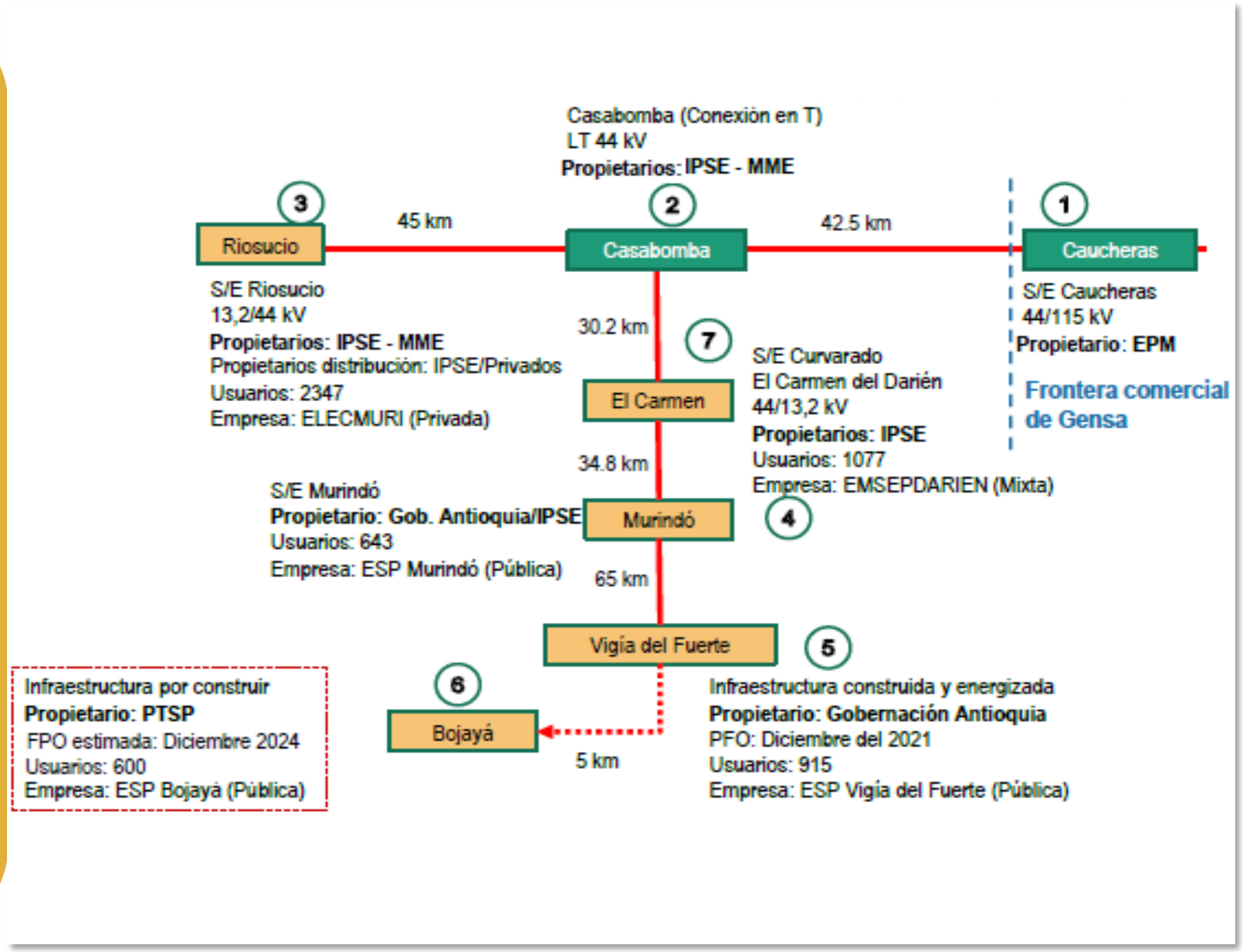
Descripción de avance	Próximos pasos	Alertas	Recomendaciones
✓ Se gestiona Otrosí No 2 para ampliación de plazo hasta el 30 de Mayo de 2026, ampliación del presupuesto en 5 700 millones para el mejoramiento de las redes de Bojayá	Inicio actividades de instalación en la subestación eléctrica Asistir a comités de avance el último martes de cada mes	Realizar gestiones necesarias para dar respuesta a las solicitudes generadas por la comunidad: - Transferencia de la propiedad de la planta eléctrica (ya se definió proceso a seguir a cargo del equipo de AOM del ing. Omar Olarte) - Ejecución del mantenimiento de la red Caucheras - Vigía del fuerte, así como del diagnóstico para futuro proyecto de normalización y repotenciación de la línea. - Entrega del proyecto con operador de red asignado	Realizar seguimiento a la ejecución de la obra y alertas existentes, fecha de finalización 11-11-2025 hasta aprobación otro sí # 2.
DISPAC radico ante el MME solicitud actualizada para el reconocimiento Tarifa y AOM Red 44 KV Riosucio Caucheras en junio de 2025. Se estableció un grupo de 7 ingenieros de la DEE-MME para la revisión de la documentación, a la fecha ya se validó la información presentada y se generó respuesta, la misma quedo enviada el 15-09-2025 a través de la plataforma ARGO, el 22-09 se estableció comunicación telefónica con la entidad para confirmar la recepción de la información.	**Entrega por parte de DISPAC de las correcciones y la debida estructuración del estudio presentado. Se esperan mesas de trabajo entre las partes en el mes de octubre.**	**Se debe priorizar resolución con CREG para reconocimiento de cargos y establecimiento de tarifa a DISPAC**	**Tener el ajuste regulatorio antes de la fecha de terminación de obras (11-11-2025)**

Energía

5. Interconexión Caucheras - Riosucio - Vigía del Fuerte: Restablecimiento de continuidad del servicio, Mantenimiento Correctivo

La infraestructura aguas arriba del nodo 5, que comprende de más de 215 Km de línea a 44 KV de más de 19 años de antigüedad, se deben adelantar inversiones importantes para su mantenimiento y reposición, pero no tiene un operador formal.

Adicional, se debe definir un Operador de Red y comercializador con capacidades técnica y financiera para que se encargue de la Frontera Comercial de Caucheras, y de la operación y el mantenimiento de la infraestructura.



6.Proyecto Caucheras - Vigía del Fuerte: Normalización y Repotenciación de la línea 44 KV

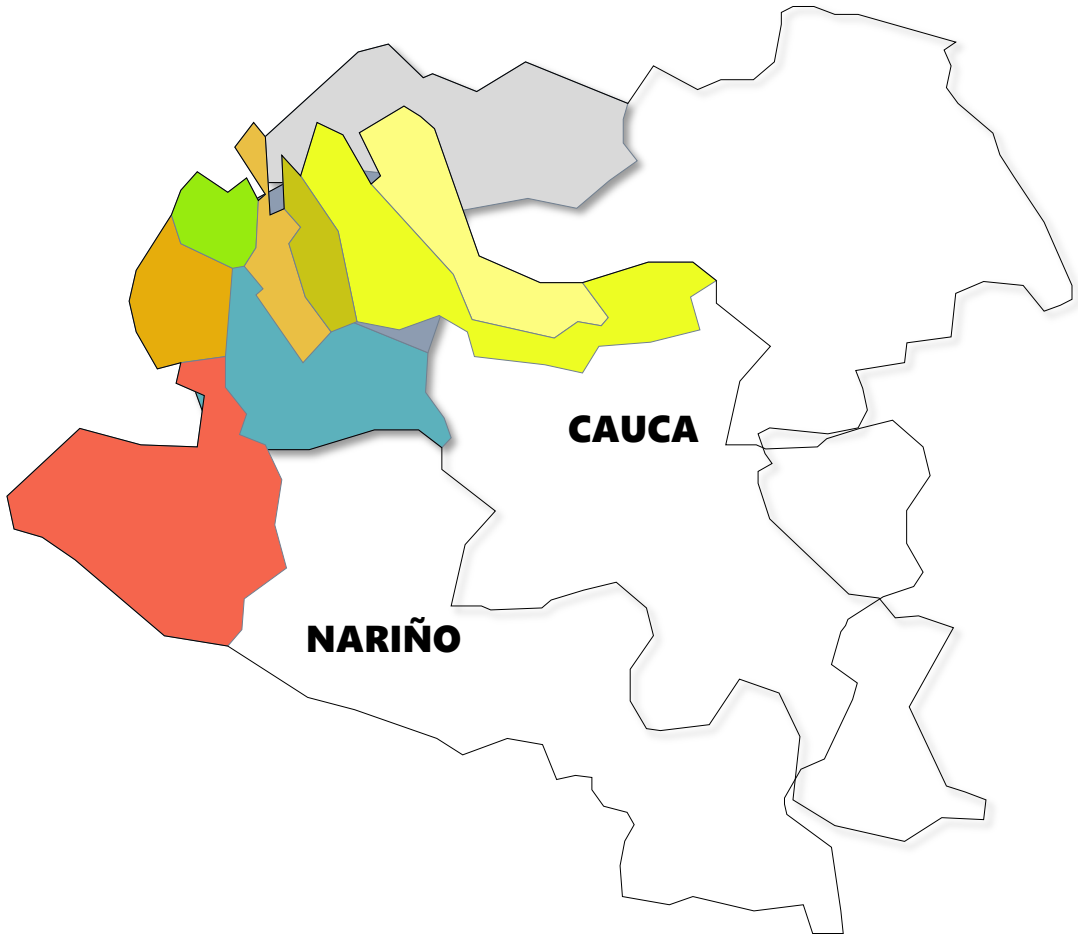
INVERSIÓN ESTIMADA	$200.000 Millones
FECHA FINALIZACIÓN	FPO 31 de Diciembre 2026
LÍNEA 44 KV	220 Km
ESTADO ACTUAL SERVICIO DE ENERGÍA	Caucheras Vigía del Fuerte Atiende 6.849 usuarios Servicio 24 horas diarias Prefactibilidad
FUENTES DE FINANCIACIÓN	En definición

Energía

5. Estado Proyecto Interconexión Caucheras - Riosucio - Vigía del Fuerte: Restablecimiento de continuidad del servicio, Mantenimiento Correctivo

Descripción de avance	Próximos pasos	Alertas	Recomendaciones
✓ La Gobernación de Antioquia entrego el estudio de diagnóstico y DISPAC se encuentra ejecutando las actividades prioritarias para poder esta línea en funcionamiento. ✓ En reunión del 20 de marzo, DISPAC informó que se encuentra realizando obras de acuerdo con el estudio. Se han tenido problemas de orden público que han impedido realizar la ejecución de las obras	Entrega del informe de diagnostico por parte de la Gobernación de Antioquia al MME Con este informe se espera confirmar actividades realizadas y actividades por ejecutar en posibles próximos proyectos.	Dar celeridad al proceso de ejecución para recuperar el servicio en el menor tiempo posible.	Realizar seguimiento a la ejecución del proyecto.

Energía



INTERCONEXIONES EN CAUCA - NARIÑO

7. Proyecto de Interconexión eléctrica Cauca – Nariño, COCANA Fase II de DNP OCAD PAZ

CONSTRUCCIÓN DE LA SEGUNDA ETAPA DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE LAS LOCALIDADES RURALES COSTERAS PERTENECIENTES A TRES MUNICIPIOS DEL DEPARTAMENTO DEL CAUCA Y EN SIETE MUNICIPIOS DEL DEPARTAMENTO DE NARIÑO

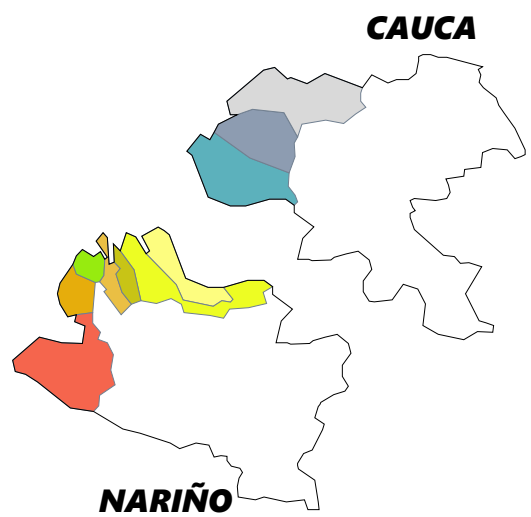
Antecedentes etapa 1: línea de 115 kV y 34,5 kV Cauca – Nariño (Ya ejecutada)



En la etapa 1 se beneficiaron 4.313 usuarios (viviendas) en 93 veredas de 9 municipios.

Alcance del proyecto etapa 2: Interconexión Cauca - Nariño

Ejecutor: DISPAC S.A.ESP
Interventoría: CEDENAR S.A. ESP. Consorcio ADISES
Constructor. Unión Temporal Interconexión del Pacífico
COSTO TOTAL ACTUALIZADO: $ COL 427.682 Millones
COSTO OBRA ACTUALIZADO: $ COL 393.428 Millones



El proyecto de interconexión eléctrica Cauca – Nariño, tiene como objetivo conectar al Sistema de interconexión Nacional – SIN, a **15.699 viviendas sin servicio** (77.800 habitantes) de los municipios de Guapi, Timbiquí y López de Micay en el Departamento de Cauca, y a los municipios El Charco, La Tola, Santa Bárbara de Iscuandé, Olaya Herrera, Mosquera, Francisco Pizarro y San Andrés de Tumaco en el departamento de Nariño

152 km de líneas de transmisión de 34,5 kV.

1.186 km de redes de distribución a 13,2 kV.

276 km de redes en baja tensión a 240 V.

10 subestaciones de 34,5 kV / 12,2 kV.

15.699 viviendas: Instalación de medida inteligente (AMI) e instalaciones internas domiciliarias,

7. Estado Proyecto de Interconexión eléctrica Cauca – Nariño, COCANA Fase II de DNP OCAD PAZ

Descripción de avance	Próximos pasos	Alertas	Recomendaciones
✓ Se realizó sesión No 84 de OCAD Paz en la cual se estableció el presupuesto por municipio del proyecto, se debe emitir el acta respectiva para que el Minhacienda coloque estos presupuestos en el SPGR y de esta forma se puedan expedir los soportes presupuestales para emitir los otrosíes a la Interventoría y al Consorcio Constructor y colocar el proyecto en ejecución. ✓ Se incorporó al SPGR el ajuste acorde con lo aprobado y de esta forma ya se encuentra a disposición los documentos presupuestales necesarios para la emisión de los otrosíes de ampliación de plazo, modificación de forma de pago y reinicio del proyecto ✓ En reunión del 29 de enero de 2026, se informó que se firmó el Otrosí No 4 en donde se amplia el plazo hasta el 11 de febrero de 2024 para la ejecución del contrato de obra en 24 meses. Se activan todas las acciones para el reinicio y ejecución del contrato e interventoría ✓ En reunión del 12 de enero de 2026, se presentó el Plan De Trabajo para el proyecto, con preliminar del cronograma. En términos generales se tendrá una reunión entre DISPAC, UNION TEMPORAL e INTERVENTORIA, para aprobar el plan y establecer cronograma y lograr establecer lo requerido para realizar los desembolsos del anticipo a la Fiducia y de esta forma iniciar compras de materiales y equipos. ✓ Se espera que el 19 de febrero se establezca el cronograma final del proyecto. ✓ El 20 de Febrero enero se realizó un recuento y se presentaron don nuevos funcionarios del DNP que estarán participando en estas reuniones de seguimiento. ✓ Se realizó reunión de seguimiento el 12 de marzo y se informó que por problemas de la plataforma SPGRS no se logró enviar los recursos del anticipo a la Fiduciaria. Se espera que el próximo lunes 16 de marzo se logre realizar esto. De esta manera y con lo recurso se harían la colocación de vallas de información, Mesas de Socialización y adquisición de materiales y equipos principalmente.	Se reactivan los otrosíes de Interventoría y Constructor Se presentará el plan final de ejecución del anticipo y los bloques de pagos. Se presentará cronograma final para 24 meses. Se arrancará con Guapi y Timbiquí en el Cauca e Iscuande en Nariño. Establecerán como centros de operación Buenaventura y El Charco. Se requiere el envio de recursos a la fiducia pàra el pago del anticipo	Verificación del Otrosí N° 4 y ampliación de la interventoría, fecha de inicio de construcción de obra y actualización de cronogramas	Realizar seguimiento al avance del proceso de contratación, incorporación de personal y logística.

Energía

7. Estado Proyecto de Interconexión eléctrica Cauca – Nariño, COCANA Fase II de DNP OCAD PAZ

Descripción de avance	Próximos pasos	Alertas	Recomendaciones
✓ Se realizó reunión el 26 de marzo en la cual DISPAC informó que realizó el pago del anticipo al contratista de obra y por lo tanto iniciara obras en la brevedad posible. Se cargará en GESPROY el nuevo cronograma para el respectivo seguimiento.	Se reactivan los otrosíes de Interventoría y Constructor Se presentará el plan final de ejecución del anticipo y los bloques de pagos. Se presentará cronograma final para 24 meses. Se arrancará con Guapi y Timbiquí en el Cauca e Iscuande en Nariño. Establecerán como centros de operación Buenaventura y El Charco. Se requiere el envío de recursos a la fiducia para el pago del anticipo	Verificación del Otrosí N° 4 y ampliación de la interventoría, fecha de inicio de construcción de obra y actualización de cronogramas	Realizar seguimiento al avance del proceso de contratación, incorporación de personal y logística.

Energía

INTERCONEXIONES REGIONALES

8. Proyecto de Interconexión eléctrica Colectora – Cuestecitas – La Loma

Proyecto UPME 06 – 2017
Colectora – Cuestecitas – La Loma

Adjudicación 16 de febrero de 2018

Puesta en operación línea **30 nov 2022**

Entrada en operación Parques eólicos: **marzo 2023**

- Departamentos: La Guajira/Cesar
- Líneas: 470 km aprox
- Nueva Subestación Colectora - 500 kV
- Ampliación en S/E Cuestecitas (3 bahías) y La Loma (1 bahía) a 500 kV
- 480 MVAr de compensación reactiva

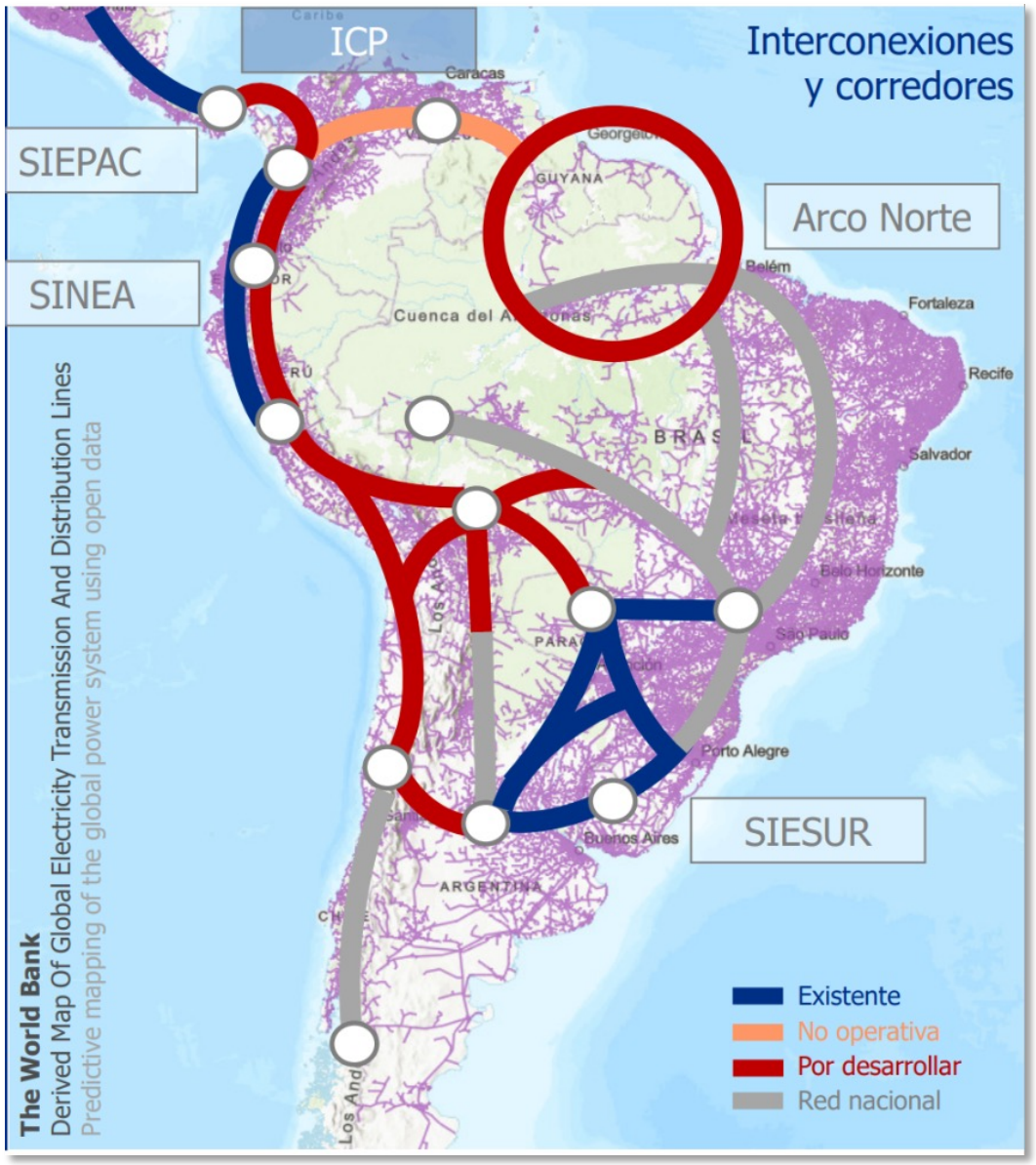
Agente (a quien se le asignó la capacidad)	Proyecto de generación (Parque Eólico)	Capacidad de transporte asignada MW
ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S.	Kuisa (Tumawind)	200
	Urraichi (Chemesky)	100
EPM	EO200 Ipapure	201
JEMEIWAA KA'I S.A.S.	Irraipa	99
	Carrizal	195
	Casa Eléctrica	180
	Apotolorru	75



8. Estado Proyecto de Interconexión eléctrica Colectora – Cuestecitas – La Loma

Descripción de avance	Próximos pasos	Alertas	Recomendaciones
✓ En mesas técnicas con las comunidades Negras, Afroamericanas, Raizales y Palenqueras los días 24 y 25 de marzo se destacaron entre los compromisos del Gobierno Nacional los beneficios de este proyecto para la región y su impacto favorable para las mismas, comprometiendose a la implementación y desarrollo de este proyecto que beneficia igualmente a estas comunidades. su impacto en las comunidades. ✓ Con el objeto de apoyar al cumplimiento del avance en los temas sociales alrededor de este proyecto, se coordinó durante este mes de marzo reunión con la UPME para identificar la forma de avanzar con la part4e social, ambiental y técnica de este proyecto. La reunión quedo programada para desarrollarse a principios del mes de abirl 2026 ✓ ENLAZA anunció el pasado 26 de marzo que iniciaba la construcción de la interconexión Casa Eléctrica - Colectora que permitirá la conexión de un parque eólico en Uribia con capacidad de alimentar y abastecer unas 500.000 personas e incrementar la generación eólica en el SIN, complementando la matriz energética.	1- Continuar gestión social. ENLAZA ha reportado oposición de la comunidad y riesgo de vandalismo a los elementos instalados, pero no energizados. 2 - Importación de la GIS por parte de ENLAZA y su instalación. 3 - Culminar tramo Norte 4 - Asegurar que las líneas puedan tensionarse en vacío.	• ENLAZA indica que está pendiente respuesta de recurso de reposición contra res 40325 del 22 de julio de 2025. Eventuales reclamaciones o modificación de plazo. *ENLAZA manifiesta inquietud en cuanto a que la generación prevista para conectarse en la Guajira podría NO entrar en operación para utilizar el proyecto, indicando que podría dificultar la puesta en servicio de las líneas y presentándose riesgo de vandalismo al no estar energizadas. ENLAZA señala en teleconferencia de febrero 27 de 2025 tener conocimiento que la UPME avanza en una solución técnica que incluya reactores para poder tensionar la línea. Solicita gestiones al interior de MME para este tema. • Se tiene conocimiento que la firma consultora, sería una firma Sueca. Fechas de entradas programadas: Tramo Sur para junio de 2026. El tramo Norte está programado para junio 2026	*Solicitar a la UPME reunión informativa. Temas: - Estado del proyecto - Conexión proyectos de generación nuevos - Tensión en vacío *Licencia ambiental y Gestión Social * Hacer seguimiento en forma coordinada

Interconexiones Internacionales



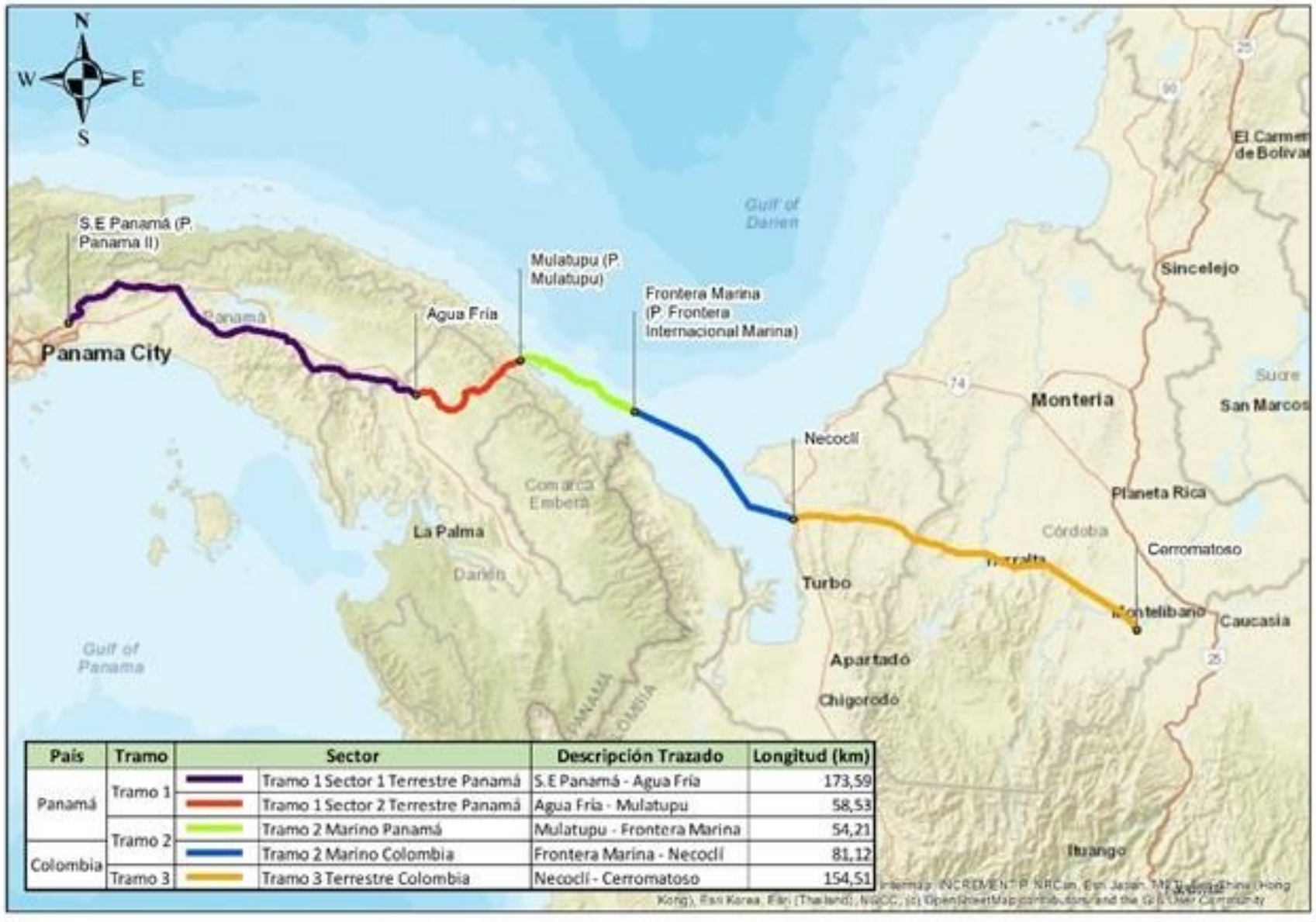
INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Energía

2. INTERCONEXIÓN COLOMBIA - PANAMÁ

Energía

INTERCONEXIÓN COLOMBIA – PANAMÁ: Ubicación del trazado para el proyecto de Interconexión entre Cerromatoso- Panamá

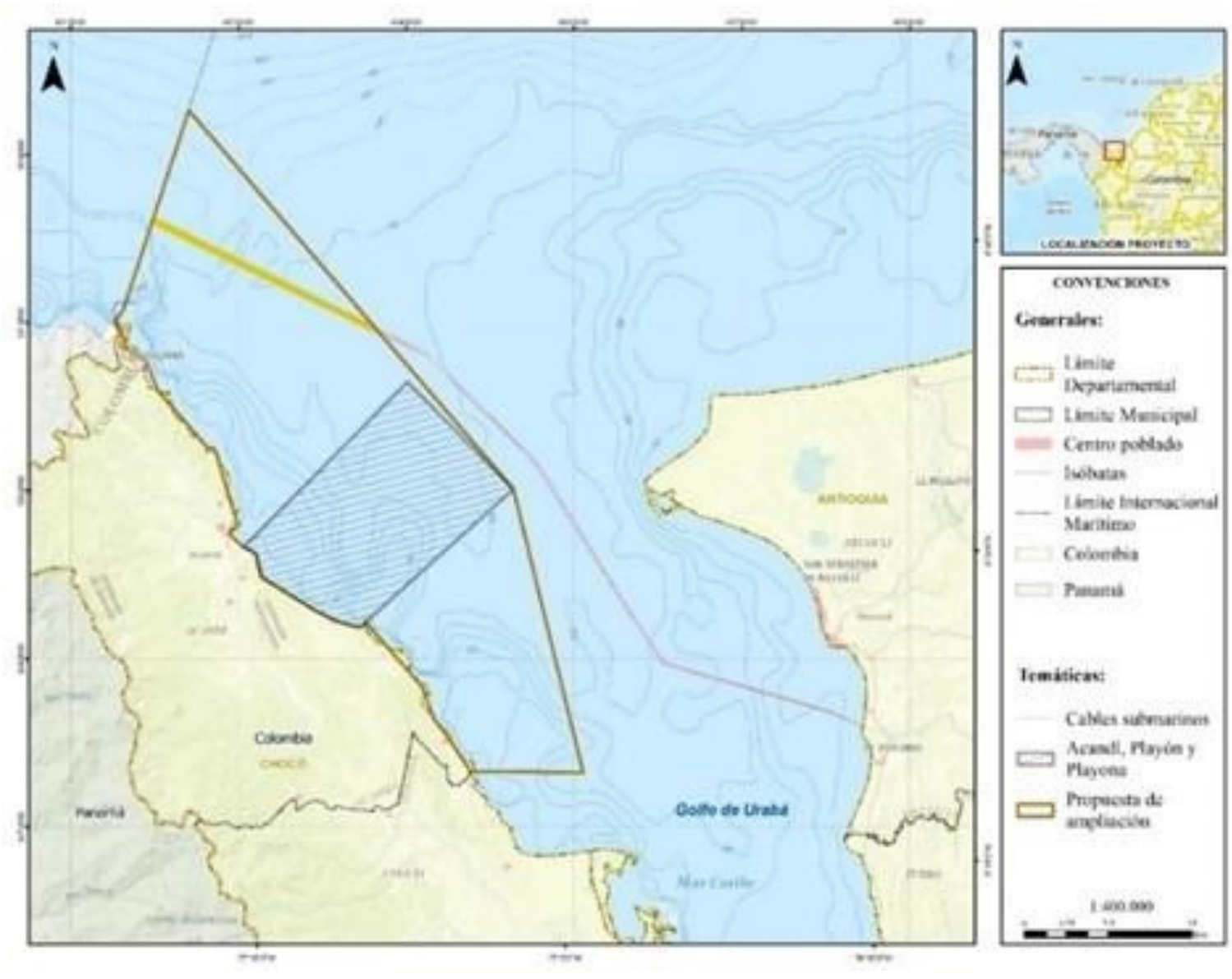


País	Tramo	Sector	Descripción Trazado	Longitud (km)
Panamá	Tramo 1	Tramo 1 Sector 1 Terrestre Panamá	S.E Panamá - Agua Fría	173,59
		Tramo 1 Sector 2 Terrestre Panamá	Agua Fría - Mulatupu	58,53
	Tramo 2	Tramo 2 Marino Panamá	Mulatupu - Frontera Marina	54,21
Colombia		Tramo 2 Marino Colombia	Frontera Marina - Necoclí	81,12
	Tramo 3	Tramo 3 Terrestre Colombia	Necoclí - Cerromatoso	154,51

Tramo	Ruta Original	Ruta ajustada	Longitud que requiere estudios nuevos
	Línea blanca	Línea roja	Línea roja
Colombia	81,12 km	85,91 km	30 km
Panamá	54,21 km	54,82 km	20 km
Total	135,33 km	140,73 km	50 km

Energía

INTERCONEXIÓN COLOMBIA – PANAMÁ: Ubicación del trazado para el proyecto de Interconexión entre Panamá Colombia Zona de Ampliación del Parque Natural Marino de Acandí



Energía

Estado Proyecto de Interconexión Colombia - Panamá

Descripción de avance	Próximos pasos	Alertas	Recomendaciones
Los días 28 y 29 de enero de 2026, se adelantó una reunión en Panamá con los equipos de ICP (Interconexión Colombia - Panamá) y la CAF (Banco de Desarrollo de America Latins y el Caribe, anteriormente Corporación Andina de Fomento) , en la cual se incluyó la participación de personal de la UPME y de INTERCOLOMBIA, en el marco de avanzar en la definición de la forma de financiación y remuneración de la inversión. La reunión presidencial se realizaría posterior a que se avance en los acuerdos entre las áreas técnicas. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) abrió un período formal de consulta pública sobre el acuerdo complementario que desarrolla los artículos 5 y 6 del Acuerdo Regulatorio suscrito con la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de Colombia, en el marco del proceso de armonización normativa para la Interconexión Eléctrica Colombia–Panamá. La medida fue comunicada mediante la nota circular DSAN No. C-0501-2026, y establece como plazo para recibir comentarios hasta el 20 de marzo a las 4:00 p.m., a través del correo oficial de la entidad.Los artículos 5 y 6 del acuerdo regulatorio hacen referencia a los criterios para la determinación del costo eficiente del proyecto, la asignación de costos y beneficios entre ambos países y el esquema de remuneración aplicable, bajo un mecanismo de “piso y techo”. **En los archivos ICP Modelo de Negocio y Acuerdo Complementario 001 se describe el modelo de negocio en consideracion y se muestra el acuerdo que está a la espera de comentarios con fecha de terminación del 20 de Marzo**	Avanzar en el perfeccionamiento de los acuerdos teniendo en cuenta como elementos básicos del negocio: 1- Ingresos previstos: El proyecto es considerado un activo de conexión, lo que indica que la remuneración del mismo y su viabilización recae en el promotor del proyecto. Estos ingresos serían Rentas de congestión y derechos financieros de acceso a la capacidad de la interconexión 2 - Mecanismos económicos considerados: Remuneración fija anual; remuneración híbrida Uso - Merchant - (líneas - cable marino); Aporte de capital de los gobiernos. Se encontraron dificultades para hacerla banqueable, teniendo en cuenta que puede haber riesgos de construcción que no aseguran la viabilidad de los ingresos futuros. 3- Mecanismo económico alternativo: Esquema Piso - Techo; Experiencia exitosa en proyectos similares en Europa y Reino Unido. Esquema que ya ha funcionado para varios proyectos entre los que se destacan interconexiones entre Irlanda e Inglaterra y entre Reino Unido y Dinamarca; adicionalmente se proyecta otra entre Reino Unido y Noruega	Posibles dificultades en armonizar los aspectos indicados en la hoja de ruta. Los cálculos iniciales, muestran un incremento en las tarifas en Panamá con un esquema que todo el cargo vaya a la tarifa. Con el esquema piso techo este impacto podría no ser tan alto e incluso podría no presentarse. Continúan los esfuerzos por dar viabilidad económica y financiera.	Servir de facilitador por parte del MME y acompañar a cada una de los actores a cargo de la ejecución, de tal manera que se agilice la viabilización. Solicitar reunión de carácter informativo con la UPME sobre el estado del proyecto
Ampliación Santuario Fauna Acandí, Playón y Playona, proyecto prioritario para el MMA (área protegida del Sistema de Parques Nacionales) **En el lado Panameño, se avanzan las negociaciones con las comunidades , las principales en la ruta son Wagandí, Alto Bayano y actualmente se avanza con la comunidades en Darién y Kuna Yala y otras con comunidades mas pequeñas tales como Nurra, Morti, Uala y Sasardí**	1- Modificar área a ampliar del Santuario (limitado en una primera fase hasta el trazado del cable) 2- Dar alcance a consulta previa que acordó modificación del SFF para formalizar acuerdos 3- Realizar debida diligencia para incluir comunidades en consulta previa de la ICP	El área para la ampliación del Santuario intercepta el corredor de la interconexión, procede la gestión con el MMA, ANLA, PNN y comunidades	Servir de facilitador por parte del MME y acompañar a cada una de los actores a cargo de la ejecución, de tal manera que se agilice la viabilización (reunión de los presidentes)

Energía