

Documento de Cooperación Técnica

I. Información Básica de la CT

▪ País/Región:	REGIONAL
▪ Nombre de la CT:	Hacia la Interconexión Eléctrica del Continente Americano
▪ Número de CT:	RG-T4612
▪ Jefe de Equipo/Miembros:	Planas Marti, Maria Alexandra (INE/ENE) Líder del Equipo; Tejeda Ricardez, Jesus Alberto (INE/ENE) Jefe Alterno del Equipo de Proyecto; Molina Baldeon, Maria Julia (INE/ENE); Garcia Nores, Luciana Victoria (INT/RIU); Cardenas Valero Juan Carlos (CSD/CCS); Gomez, Jose Ramon (INE/ENE); Juan Tulande Lopez (INE/ENE); Sepulveda Pulido Andres Leonardo (INE/ENE); Malagon Orjuela, Edwin Antonio (INE/ENE); Paredes, Juan Roberto (INE/ENE); Nogueira Felipe Honorio (INT/RIU); Pineros Cely Ana Maria (INE/ENE); Escobar Rangel, Lina Patricia (INE/ENE); Diaz Gill Virginia Maria (LEG/SGO); Guzman Gutierrez Marianella (INE/ENE)
▪ Taxonomía:	Apoyo al Cliente
▪ Operación a la que la CT apoyará:	N/A.
▪ Fecha de Autorización del Abstracto de CT:	Agosto 2024
▪ Beneficiario:	Colombia, Ecuador y Perú
▪ Agencia Ejecutora y nombre de contacto:	Inter-American Development Bank
▪ Donantes que proveerán financiamiento:	OC SDP Ventanilla 1 - Bienes públicos regionales(W1A)
▪ Financiamiento solicitado del BID:	US\$475,000.00
▪ Contrapartida Local, si hay:	US\$0
▪ Periodo de Desembolso (incluye periodo de ejecución):	36 meses
▪ Fecha de inicio requerido:	15 de diciembre de 2024
▪ Tipos de consultores:	Firmas e Individuos
▪ Unidad de Preparación:	INE/ENE-Energía
▪ Unidad Responsable de Desembolso:	INE/ENE-Energía
▪ CT incluida en la Estrategia de País (s/n):	N
▪ CT incluida en CPD (s/n):	N
▪ Alineación a la Estrategia Institucional 2024-2030:	Integración económica

II. Objetivos y Justificación

- 2.1 **Objetivo.** La finalidad de esta Cooperación Técnica (CT) es facilitar el proceso de interconexión eléctrica de los países participantes del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), mediante la evaluación de las condiciones para la operación coordinada de las redes eléctricas de Colombia, Ecuador, y Perú. La CT permitirá realizar un estudio para determinar si los sistemas eléctricos de los tres países pueden operar de manera sincronizada o si se requieren refuerzos en la infraestructura de transmisión antes de la puesta en marcha del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP).
- 2.2 **Justificación.** La interconexión eléctrica a lo largo de la región es clave para contribuir a la seguridad y resiliencia en el suministro eléctrico en los países de América Latina y el Caribe (ALC). Entre los principales desafíos que enfrenta el comercio regional de

electricidad se encuentran: (i) una visión limitada de la planificación y de los beneficios regionales; (ii) la necesidad del cumplimiento y observancia de la regulación y tratados existentes para maximizar el uso de la infraestructura disponible; (iii) la inversión limitada o lenta en nueva infraestructura, así como en los refuerzos de infraestructura existente; y (iv) acuerdos para la creación y consolidación de mercados regionales.

- 2.3 En este contexto, la generación de espacios de convergencia entre los países se materializa en las plataformas de diálogo regional creadas por los países a lo largo de la región. En Centroamérica, el Sistema de Interconexión Eléctrica de Centroamérica (SIEPAC), en la región andina, el SINEA, en los países del sur, el SIESUR, y en el Caribe el ARCONORTE¹. El SINEA fue establecido en el año 2011 a través de la Declaración de Galápagos, firmada por los países andinos (Colombia, Ecuador, Perú, Chile y Bolivia) con el fin de avanzar en la interconexión eléctrica de la región andina, impulsar mayores intercambios de energía a mejores precios, aprovechar la complementariedad de recursos renovables, y un mejor aprovechamiento de la infraestructura existente. El Consejo de Ministros del SINEA como máxima instancia de decisión técnica del SINEA, acordó avanzar en el diseño del MAERCP. Durante el primer semestre de 2024, la Secretaría General de la Comunidad Andina aprobó la normativa regional Decisión 816 y sus Reglamentos Operativo, Comercial y del Coordinador Regional, que crean el MAERCP. Estos reglamentos son de obligatorio cumplimiento para los países participantes de la CT. Así, la interconexión eléctrica entre los países del SINEA se lleva adelante a través de dos grandes pilares: (i) el desarrollo de la arquitectura normativa, regulatoria e institucional; y (ii) al mismo tiempo, el desarrollo de la infraestructura física de interconexión. La convergencia de ambos pilares permitirá la puesta en marcha del MAERCP.
- 2.4 La integración regional forma parte de los compromisos del BID desde su fundación y actualmente representa unos de los pilares de la Estrategia Institucional del Grupo BID: Transformación para una Mayor Escala e Impacto (CA-631). La División de Energía (INE/ENE) del BID ha venido acompañando al SINEA desde su creación, como secretaría técnica y mediante cuatro CTs ([ATN/OC-13350-RG](#); [ATN/OC-15607-RG](#); [ATN/OC-18449-RG](#) y [ATN/OC-19511-RG](#)). Entre los principales resultados alcanzados en el desarrollo de la arquitectura e infraestructura del SINEA se destacan: (i) los estudios estratégicos de regulación y planificación que definieron el proceso físico de interconexión y propusieron el proceso de creación del MAERCP; (ii) la aprobación de la normativa CAN-816 y sus reglamentos que crean el MAERCP; (iii) la aprobación de la Hoja de Ruta SINEA 2020-2030, que define el calendario de avance y ratifica los compromisos de interconexión; (iv) el acuerdo para la adhesión de Chile a la CAN-816; (v) la preparación y acuerdo de los estudios de interconexión física Ecuador-Perú; (vi) la selección y contratación con recursos privados, de las obras de construcción del tramo de interconexión en Perú; (vii) la aprobación del financiamiento público y lanzamiento de la licitación para construcción del tramo de interconexión en Ecuador²; (viii) el desarrollo de los estudios preliminares de

¹ El Sistema de Interconexión Eléctrica de Centroamérica (SIEPAC) conecta seis países: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, y cuenta con el primer mercado eléctrico regional (MER). El Sistema de Integración Energético de los Países del Sur (SIESUR) incluye a Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay, y cuenta con la mayor infraestructura de interconexión de ALC, sin embargo, es necesario diseñar el mercado regional. El Sistema de Interconexión Eléctrico del Caribe (ARCONORTE) está conformado por Guyana, Surinam, Brasil y Guayana Francesa.

² Interconexión Eléctrica Ecuador – Perú en 500 kilovoltios, tramo ecuatoriano, [5653/OC-RG](#).

interconexión Bolivia-Chile, Bolivia-Perú; y (ix) el desarrollo de los estudios preliminares de interconexión Chile-Perú.

- 2.5 La creación del MAERCP es el mecanismo para materializar los beneficios esperados del SINEA. La entrada en operación del MAERCP está condicionada a la entrada en operación de la infraestructura de interconexión de 500 kV Ecuador-Perú, actualmente en construcción y que es financiada por el BID ([5653/OC-RG](#)), y el Banco Europeo de Inversiones. Un objetivo clave de la nueva y más sólida interconexión es permitir una operación sincrónica estable, segura, y sostenible del sistema combinado Colombia-Ecuador-Perú. Al cual, posteriormente se espera integrar a Bolivia y Chile, a través de las futuras interconexiones Chile-Perú y Bolivia-Chile, con las cuales se consolidaría el SINEA.
- 2.6 La correcta operación de la nueva interconexión Ecuador – Perú y del MAERCP, requiere necesario definir las condiciones para la coordinación síncrona de los intercambios de electricidad entre los países del SINEA e identificar posibles inversiones de refuerzos a nivel nacional. Para ello, se requiere estudiar los sistemas eléctricos de cada país considerando el uso de infraestructura eléctrica en 550kV. El objetivo es evaluar escenarios de inestabilidad y oscilaciones derivadas de la operación coordinada de los sistemas, que podrán mitigarse con las inversiones en refuerzos. Para llevar a cabo este análisis regional, se ha propuesto un programa estructurado en tres fases, en el cual se espera que solo la primera sea financiada con esta CT dentro de la fecha del último desembolso:
 - 2.6.1 **Fase 1. Estudios operativos.** Realizar estudios técnicos con simulación del comportamiento en estado estacionario y dinámico de las redes eléctricas nacionales combinadas, simulando escenarios de operación con la interconexión de 500 kV en servicio, e identificar las actualizaciones/soluciones necesarias para mitigar las posibles inestabilidades y oscilaciones, permitiendo así que los tres sistemas eléctricos operen de manera sincrónica, segura, y confiable.
 - 2.6.2 **Fase 2. Actividades de implementación en el campo.** Implementar las mitigaciones, actualizaciones y otras soluciones que la Fase 1 identifique en los sistemas eléctricos de cada uno de los países. Cada país deberá hacer las inversiones respectivas que se acuerden de la Fase 1.
 - 2.6.3 **Fase 3. Estudios de verificación:** Verificar a través de pruebas físicas que las medidas de mitigación han sido implementadas.
- 2.7 **Alineación estratégica.** La CT busca avanzar con la iniciativa de Interconexión Eléctrica del Continente Americano siendo consistente con la Estrategia Institucional del Grupo BID: Transformación para una Mayor Escala e Impacto (CA-631); al contribuir con el objetivo prioritario de (iii) fortalecer el crecimiento sostenible, y con las áreas de enfoque de (iii) infraestructura sostenible, resiliente e inclusiva, y (v) integración regional, dado que promueve el desarrollo de infraestructura de interconexión transfronteriza y el desarrollo de mercados regionales de electricidad. Asimismo, promueve el aprovechamiento de recursos renovables complementarios entre los países de la región, y se orienta hacia el objetivo de reducción de la pobreza y la desigualdad, a través de mejores tarifas y electrificando comunidades en las fronteras.
- 2.8 **Estrategia del Banco con los Países.** La operación se alinea con: (i) la Estrategia del Grupo BID con Colombia 2024-2027 (GN-3238) a través del objetivo estratégico

de apoyar la descarbonización de la matriz energética y del sector transporte; (ii) la Estrategia del Grupo BID con Ecuador 2022-2025 (GN-3130-1) a través del objetivo estratégico expandir la cobertura y calidad de la infraestructura física y tecnológica; y (v) la Estrategia de País del Grupo BID con Perú 2022-2026 (GN-3110-1) a través del objetivo estratégico de mejorar la oferta de infraestructura.

- 2.9 La CT es consistente con el Programa Amazonía Siempre, ya que contribuye con el desarrollo de infraestructura y el desarrollo de ciudades sostenibles, al contribuir a sentar las bases para el comercio competitivo de electricidad, de calidad y resiliente ante el cambio climático. Igualmente contribuye al desarrollo de economías bajas en carbono al promover los intercambios eléctricos aprovechando la complementariedad de recursos renovables entre los países andinos de la Amazonía.
- 2.10 La CT está en línea con la Estrategia Sectorial de Apoyo a la Integración Competitiva Regional y Global (GN-2565-4) y con la Marco Sectorial de Energía (GN-2830-8) en las temáticas de: (i) seguridad energética, mediante la coordinación de la operación de las interconexiones regionales; y (ii) gobernanza energética, al incrementar la eficiencia en la provisión de servicios de infraestructura.
- 2.11 Además, la CT está alineada con la ventanilla W1A (Bienes Públicos Regionales) del Programa Estratégico de Desarrollo Financiado con Capital Ordinario (GN-2819-14) ya que promueve la acción colectiva y cooperación regional de los países participantes al financiar estudios para determinar beneficios y costos de la integración energética regional.
- 2.12 **Beneficiarios.** Los beneficiarios directos de esta CT son los Ministerios de Energía de Colombia, Ecuador y Perú. Bolivia y Chile, como miembros del SINEA, tendrá la oportunidad de revisar los resultados de estos estudios. Para Chile, esta revisión se realizará como parte del proceso de adhesión a la normativa CAN-816 de la Comunidad Andina.
- 2.13 La operación coordinada del MAERCP resultará en mayores beneficios de la integración, facilitando el despacho coordinado de excedentes de energías renovables que actualmente no se utilizan y explotando la complementariedad de recursos entre los países andinos. La implementación del MAERCP es crucial para asegurar los beneficios de un comercio regional de potencia y energía eléctrica, mitigando los efectos negativos de la oferta y demanda estacional y dependiente del clima. Esto brindará a los ciudadanos acceso a electricidad de menor costo y permitirá la gestión de picos de demanda y variaciones estacionales.

III. Descripción de los componentes y presupuesto

- 3.1 **Componente I. Evaluación de la operación sincrónica de las redes eléctricas de Ecuador, Colombia y Perú (US\$430.000).** El componente financiará la evaluación de la operación sincrónica de las redes eléctricas de Colombia, Ecuador y Perú para anticipar las condiciones que aseguren intercambios eléctricos de manera coordinada y segura en interconexiones en 500kV. Se evaluarán los límites de transferencia actuales y futuros bajo el MAERCP y se identificarán las inversiones que permitan implementar las medidas de mitigación. Se evaluarán al menos dos escenarios para la puesta en operación de la línea de interconexión entre Ecuador y Perú, considerando posibles retrasos y cambios en los sistemas de los tres países debido a la expansión y crecimiento de la demanda. El estudio incluye: (i) creación de la base de datos de la información de los sistemas de los tres países; (ii) estudios de flujos de carga en condiciones normales y ante contingencias sencillas; (iii) estudios de

cortocircuito; (iv) estudios de estabilidad de ángulo, frecuencia, y tensiones; y (v) análisis de estabilidad de pequeña señal.

- 3.2 **Administración y evaluación (US\$45.000).** El componente financiará la gestión administrativa y financiera de la CT, así como la supervisión de los productos y la evaluación del cumplimiento con el objetivo. Las actividades de gestión incluyen la contratación del estudio, la coordinación con los países, la organización de talleres de discusión, preparación de reportes siguiendo los instrumentos de monitoreo del Banco.
- 3.3 El monto total del financiamiento es de US\$475.000 del Fondo de Capital Ordinario del Banco (CO) de la Ventanilla 1 de Bienes Públicos Regionales (W1A). El programa no contará con aporte local. El período de ejecución de la CT es de 36 meses, y el período de desembolso es de 36 meses.

Tabla 1. Presupuesto Indicativo (en US\$)

Componentes	Descripción	Financiamiento BID	Financiamiento Total
Componente I. Evaluación de la operación sincrónica de las redes eléctricas de Ecuador, Colombia y Perú	Financiará un estudio para las evaluar si las redes eléctricas combinadas de Colombia, Ecuador y Perú pueden operar de manera sincrónica	430.000	430.000
Administración y Evaluación	Coordinador BPR	30.000	30.000
	Evaluación Final Externa	15.000	15,000
Total		475.000	475.000

- 3.4 **Resultados Esperados.** Entre los resultados esperados se encuentran: (i) identificar las condiciones para la operación síncrona de los sistemas eléctricos bajo el MAERCP; (ii) identificar las medidas de mitigación; y (iii) el plan de implementación que cada país deberá llevar a cabo en la segunda fase del programa (**Error! Reference source not found.**).
- 3.5 **Derechos de propiedad intelectual.** Los productos de conocimiento que se generen en el marco de esta cooperación técnica serán de propiedad del Banco y podrán ponerse a disposición del público bajo licencia de *creative commons*. No obstante, a solicitud del beneficiario, se podrá transferir la propiedad intelectual de dichos productos al beneficiario.

IV. Agencia Ejecutora y estructura de ejecución

- 4.1 **Agencia Ejecutora.** Debido a la naturaleza regional de esta CT y a solicitud de los países participantes, el Banco, en su calidad de Secretaría Técnica del SINEA, será la agencia ejecutora en cargada de la administración y los desembolsos de la CT, a través de INE/ENE de acuerdo con la Política de Cooperación Técnica del Banco (GN-2470-2) y los Procedimientos para el Proceso de Operaciones de Cooperación Técnica (OP-619-4), esto en ausencia de una entidad regional que pueda realizar las actividades de coordinación entre los países beneficiarios. Además, el Banco es reconocido por su conocimiento técnico altamente especializado en abordar los temas de los estudios requeridos y su experiencia en mejores prácticas internacionales relacionadas con los temas abordados por la CT, facilitados a través de redes de expertos y procesos de contratación eficientes. La ejecución por parte del BID

facilitará el proceso de contratación del estudio principal, así como el proceso de coordinación con los países beneficiarios en el marco del SINEA.

- 4.2 **Comité de Directivo (CD).** El CD será la instancia de planificación y decisión del proyecto y tendrá al menos una reunión virtual cada seis meses. El CD estará conformado de la siguiente manera: (i) Colombia, el Ministerio de Minas y Energía, junto con XM, operador del Sistema Interconectado Nacional y administrador del mercado mayorista de energía; (ii) Ecuador, el Ministerio de Energía y Minas, el CENACE, responsable de la operación técnica y comercial del Sistema Nacional Interconectado y las interconexiones internacionales, y la empresa pública CELEC EP, encargada de la generación y transmisión de energía eléctrica; y (iii) en Perú, el Ministerio de Energía y Minas, y el COES, responsable de gestionar el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. Sus principales funciones son: (i) analizar el desarrollo del programa de trabajo, el plan de adquisiciones y el presupuesto del proyecto, así como de los informes financieros y de avance del proyecto; (ii) revisar los términos de referencia del estudio de armonización; y (iii) facilitar el desarrollo de las actividades a fin de lograr los objetivos del proyecto, incluyendo el contacto y cooperación con las instituciones que se determinen en cada país, la disposición de la información necesaria para el cumplimiento del trabajo de los consultores, la participación en reuniones y talleres que se organicen, y la revisión de los insumos técnicos y productos que se generen en el marco del proyecto.
- 4.3 **Coordinador del proyecto.** Para poder apoyar en la coordinación y desarrollo de actividades, se propone un rubro en el presupuesto para la contratación de un coordinador. Las principales funciones y responsabilidades del coordinador serán: (i) la administración del plan de trabajo; (ii) remitir informes de progreso; (iii) la gestión de actividades para el cumplimiento de los productos del programa de acuerdo con los procedimientos y políticas del Banco; (iv) la gestión financiera del programa; y (v) mantener un registro actualizado de los indicadores de seguimiento. Los términos de referencia para la contratación del coordinador están adjuntos a este documento.
- 4.4 **Evaluación.** La CT incluye recursos (US\$ 15.000) de evaluación con el fin de medir el alcance de los objetivos e indicadores y sistematizar las lecciones aprendidas. La evaluación final deberá ser realizada con base en los términos de referencia previamente acordados con el Banco y presentada a más tardar 90 días después del último desembolso de recursos del financiamiento del Banco.
- 4.5 **Adquisiciones.** El Banco contratará los servicios de consultores individuales, firmas consultoras y servicios diferentes de consultoría de conformidad con las políticas y procedimientos vigentes en el Banco y según se han incluido en el Plan de Adquisiciones. En los Términos de Referencia de las consultorías, se incluirán requerimientos para consultar con la sociedad civil y/o con grupos de usuarios para asegurar que los productos realizados se alineen con sus necesidades. Las actividades serán ejecutadas de acuerdo con los métodos de adquisiciones establecidos del Banco: (i) contratación de consultores individuales, según lo establecido en la norma sobre Fuerza Laboral Complementaria (AM-650); y (ii) Contratación de servicios prestados por firmas consultoras de acuerdo con la Política de Adquisiciones Institucionales (GN-2303-33) y sus Directrices. Cualquier derecho de propiedad intelectual que puedan surgir con ocasión de los productos financiados bajo esta CT serán propiedad del Banco.

V. Riesgos importantes

- 5.1 **Costo del estudio.** Se cuentan con los Términos de Referencia que permitirán solicitar cotizaciones de manera competitiva. Sin embargo, existe el riesgo de que las propuestas puedan superar el costo referencial debido a la evolución continua en la operación de los sistemas eléctricos de los países beneficiarios. De ser el caso, se deberán adaptar los Términos de Referencia al presupuesto disponible y volver a licitar.
- 5.2 **Demoras en la ejecución.** Se ha identificado el riesgo de demoras debido a cambios en la situación política de algunos países beneficiarios, lo que podría implicar cambios en el personal asignado al Comité Directivo. Para mitigar este riesgo, se aprovechará el dialogo del Banco como secretaría técnica del SINEA para compartir de manera oportuna el avance del estudio con los países miembros durante las reuniones Ministeriales y mantener prioridad en la ejecución de la CT.

VI. Excepciones a las políticas del Banco

- 6.1 No se prevé excepciones a las políticas del Banco.

VII. Aspectos Ambientales y Sociales

- 7.1 En esta operación de cooperación técnica, no se financiarán estudios de previabilidad o viabilidad de proyectos de inversión específicos ni estudios ambientales y sociales conexos; por lo tanto, no son de aplicación los requisitos del Marco de Política Ambiental y Social del Banco.

Anexos Requeridos:

[Solicitud del Cliente_78323.pdf](#)

[Matriz de Resultados_24280.pdf](#)

[Términos de Referencia_80906.pdf](#)

[Plan de Adquisiciones_66440.pdf](#)