

Documento de Cooperación Técnica

I. Información Básica de la CT

▪ País/Región:	REGIONAL
▪ Nombre de la CT:	Impulso a la Expansión del Mercado Eléctrico Regional de América Central
▪ Número de CT:	RG-T3501
▪ Jefe de Equipo/Miembros:	Alarcon, Arturo (INE/ENE) Líder del Equipo; Jacome Montenegro, Carlos Alberto (INE/ENE) Jefe Alterno del Equipo de Proyecto; Baltodano Carrasquilla, Fabiola (INE/ENE); Echevarria Barbero, Carlos Jose (INE/ENE); Johnson Naveo, Odile Ivette (INE/ENE); Larrea, Sylvia Virginia (INE/ENE); Levy Ferre, Alberto (INE/ENE); Mercado Diaz, Jorge Enrique (INE/ENE); Moreno Saldana, Menfis (CID/CPN); Sanmartin Baez, Alvaro Luis (LEG/SGO); Snyder, Virginia Maria (INE/ENE); Sologuren Blanco, Jaime (INE/ENE); Suber, Stephanie Anne (INE/ENE)
▪ Taxonomía:	Apoyo al Cliente
▪ Operación a la que la CT apoyará:	.
▪ Fecha de Autorización del Abstracto de CT:	13 Ene 2021.
▪ Beneficiario:	Panamá, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, Costa Rica, El Salvador y Guatemala.
▪ Agencia Ejecutora y nombre de contacto:	Consejo De Electrificación De América Central, a través del CDMER
▪ Donantes que proveerán financiamiento:	Programa Estratégico para el Desarrollo de Integración(RIN)
▪ Financiamiento solicitado del BID:	US\$145,000.00
▪ Contrapartida Local, si hay:	US\$0
▪ Periodo de Desembolso (incluye periodo de ejecución):	24 meses
▪ Fecha de inicio requerido:	1 de junio, 2021
▪ Tipos de consultores:	Firma y consultores individuales
▪ Unidad de Preparación:	INE/ENE-Energía
▪ Unidad Responsable de Desembolso:	INE-Sector de Infraestructura y Energía
▪ CT incluida en la Estrategia de País (s/n):	No
▪ CT incluida en CPD (s/n):	Sí
▪ Alineación a la Actualización de la Estrategia Institucional 2010-2020:	Integración económica; Capacidad institucional y estado de derecho; Sostenibilidad ambiental

II. Objetivos y Justificación de la CT

- 2.1 El objetivo de esta Cooperación Técnica (CT) es promover la expansión del Mercado Eléctrico Regional de América Central para lograr el cumplimiento del objeto y los fines del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional de América Central y sus protocolos, y aumentar los beneficios técnicos y económicos de la integración regional.
- 2.2 **Contexto energético regional.** En 2019 los países que conforman el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), presentaron una generación de energía eléctrica de 54,075,7 GWh, con una matriz de generación predominantemente renovable (66%), y basada en hidroeléctricas (39%). En ese año, dos países lideraron la exportación de energía eléctrica: Guatemala con 1.050 GWh

y Panamá con 335 GWh. Los otros cuatro países fueron compradores, con la siguiente importación neta: El Salvador con 1.292 GWh, Nicaragua con 434 GWh, Honduras con 254 GWh y Costa Rica con 17 GWh¹.

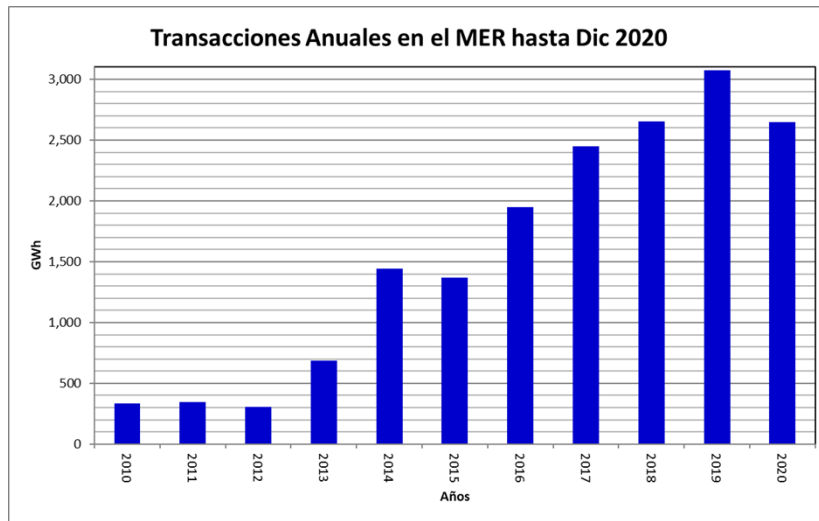


Ilustración 1 - Transacciones en el MER

- 2.3 Desde la entrada en operación del Mercado Eléctrico Regional (MER), el volumen anual de transacciones de electricidad se ha multiplicado por un factor de 8,1 desde junio de 2013, hasta alcanzar 3.200 GWh en el mes de marzo de 2020 (Ilustración 1). Asimismo, tanto las exportaciones como las importaciones muestran una tendencia creciente, particularmente en Guatemala (principal exportador), y el Salvador (principal importador) (Ilustración 2).

¹ Fuente: CEPAL https://www.cepal.org/sites/default/files/publication/files/46035/S2000643_es.pdf

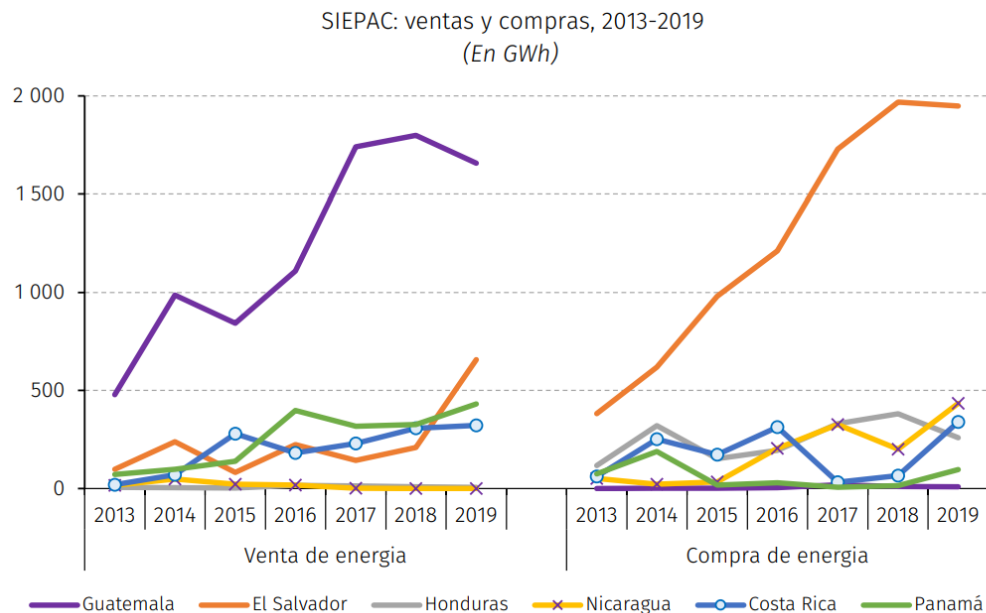


Ilustración 2 – Ventas y Compras SIEPAC (Fuente: CEPAL)

- 2.4 Durante los meses de marzo 2020 a marzo 2021, y como impacto de la pandemia del COVID-19, los volúmenes de transacciones en el MER se redujeron en un 16%. Esta disminución en las transacciones regionales se debió a la disminución de la demanda eléctrica y a la reducción de los precios de los combustibles fósiles para generación eléctrica, que ocasionó que los precios de los mercados mayoristas de los países se acercaran. Durante este periodo, se produjeron varios fenómenos observables: El Salvador bajó su volumen de importaciones, mientras que Nicaragua las aumentó; Costa Rica aumentó notablemente sus exportaciones, mientras que Guatemala las disminuyó. Todo ello muestra que la dinámica del MER fomenta un mercado competitivo, que responde a las variaciones de la demanda y de los precios de energía de acuerdo con la optimización de la operación regional.

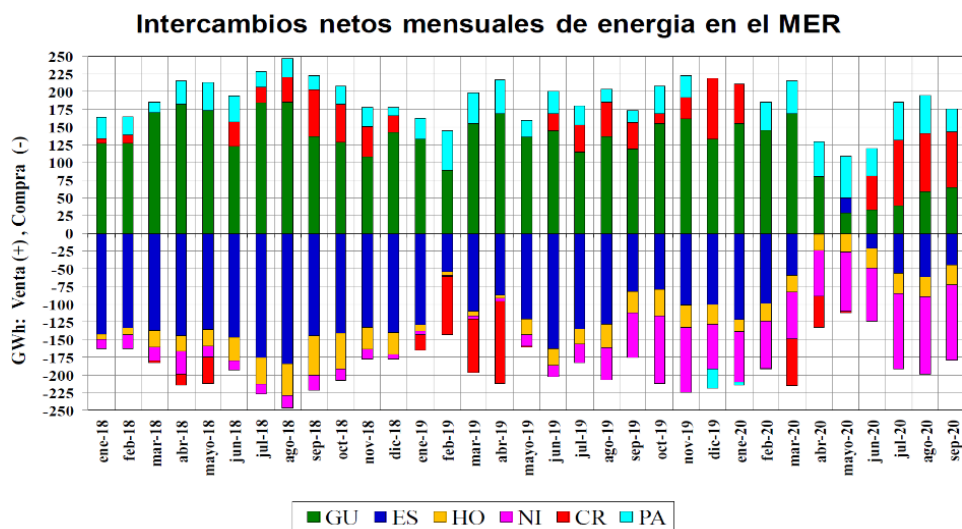


Ilustración 3- Intercambios eléctricos SIEPAC (Fuente: CDMER)

- 2.5 Desde un inicio, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) ha sido un actor clave en promover el desarrollo de la infraestructura del SIEPAC y el fortalecimiento de las capacidades, funcionamiento y gobernanza de las instituciones del MER. El apoyo del BID incluyó las siguientes cooperaciones técnicas: (i) Consolidación del MER (ATN/SF-11103), ejecutada entre el 2008 y el 2011; (ii) Segunda Etapa de la Consolidación del Mercado Eléctrico Regional (ATN/OC-12388-RG) ejecutada entre los años 2012 y 2015; y (iii) el Impulso al Desarrollo y Perfeccionamiento del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central RG-T2705 (ATN/FG15594-RG y ATN/OC-15541-RG), aprobada en 2016 y que culminó su ejecución en julio del 2020. Asimismo, el BID ha financiado la construcción de la infraestructura de SIEPAC, a través de préstamo a los países miembros. Estas actividades se complementaron con una serie de estudios técnicos regulatorios, ambientales y sociales que contribuyen al avance de las interconexiones extrarregionales de SIEPAC, con México y Colombia².
- 2.6 Entre los productos concretos del apoyo del BID a SIEPAC se encuentran: (i) la construcción del Primer Sistema de Transmisión Regional (Línea SIEPAC): una línea de interconexión eléctrica regional de 1,800 km de longitud en 230 kV, la cual fue concluida y está en operación en su totalidad desde septiembre del 2014, con una capacidad nominal de 300 MW; (ii) el establecimiento de la arquitectura normativa del MER, que define los instrumentos, procesos, procedimientos y mecanismos para el funcionamiento de este mercado: para constituir el MER los Estados de los seis países centroamericanos aprobaron y ratificaron un Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y un Primer Protocolo (Tratado Marco), que entraron en vigencia en enero de 1999; (iii) el establecimiento de instituciones regionales: el Tratado Marco creó la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) como regulador regional y constituyó al Ente Operador Regional (EOR) que comenzaron a operar en 2010. El Segundo Protocolo al Tratado Marco, suscrito en abril 2007, entre otros temas, establece la creación del Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER) como el responsable de impulsar el desarrollo del MER y debe adoptar las decisiones necesarias para lograr los objetivos y fines integrales del Tratado y sus Protocolos, para lo cual ha establecido los mecanismos de coordinación con la CRIE y el EOR en el ámbito de responsabilidad de cada uno.

² El BID apoya la Interconexión Eléctrica Colombia Panamá a través de diversas cooperaciones técnicas, que han permitido avanzar con los estudios técnicos, regulatorios y ambientales: (i) en el 2006, la CT ATN/OC-10110-RS, ATN/OC-10111-RS financió los estudios de ingeniería básica y prediseño del Proyecto, estudios ambientales, y los análisis requeridos para asegurar la armonización regulatoria entre los dos mercados; (ii) en 2009, la CT ATN/OC-11508-RG financió el diseño del caso de negocio, y estudio financiero y legal para la implementación de la estructura de financiamiento propuesta; (iii) en el 2015, la CT ATN/OC-14807-RG financió los estudios de armonización eléctrica, análisis energéticos y cálculos de beneficios económicos de la interconexión; y (iv) en 2019, la CT ATN/OC-17475-RG financió la revisión del esquema de armonización regulatoria que incluye la revisión de los aspectos técnicos, regulatorios, económicos y legales de acuerdo con el diseño de la nueva ruta del proyecto y las actuales condiciones de mercado.

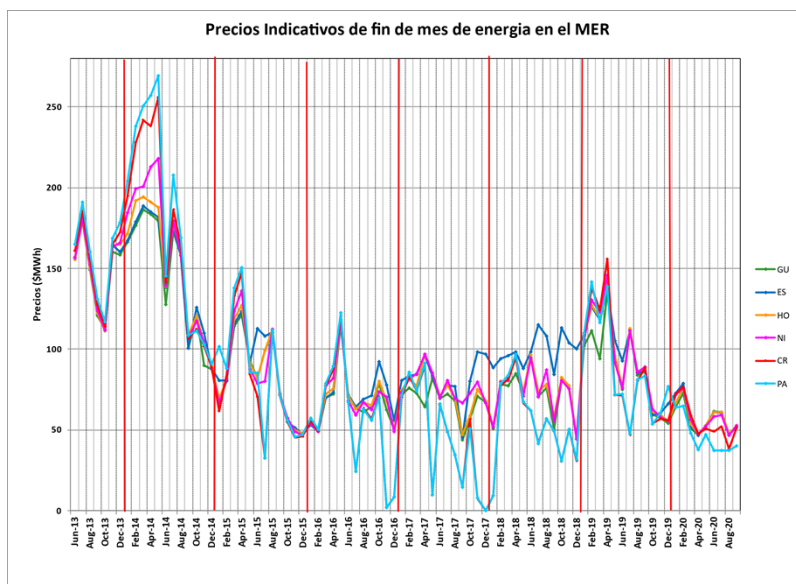


Ilustración 4. Precios Indicativos en el MER (Fuente: CDMER)

- 2.7 El principal resultado del apoyo del BID es la consolidación de un mercado competitivo, para el intercambio regional de energía. Este resultado se evidencia a través de: (i) crecientes importaciones y exportaciones de energía entre los países, particularmente el triángulo norte, donde Guatemala y El Salvador se constituyen como el mayor exportador e importador, respectivamente; (ii) la convergencia de precios de los países participantes del MER (ver Ilustración 4); (iii) la participación de 287 agentes públicos y privados en el mercado incluyendo 150 generadores, 76 comercializadores, 43 grandes consumidores, y 18 empresas distribuidoras.
- 2.8 Desde su entrada en funcionamiento, el MER ha generado un beneficio neto superior a los US\$820 millones, y un beneficio neto de US\$ 365 millones³. Por otro lado, un análisis realizado por el BID muestra que el SIEPAC tiene claros beneficios en el largo plazo para la región en su conjunto, con un efecto sobre el PIB de alrededor US\$ 560 millones anuales, que representa un PIB adicional de 0,3% respecto a un escenario sin integración. La mayor parte de estos beneficios vienen dados por las inversiones (en generación y transmisión) que representa el 70% de los efectos positivos del SIEPAC⁴.
- 2.9 Durante la pandemia del COVID-19 los países de SIEPAC adoptaron diversas medidas de protección social, incluyendo el diferimiento de pagos y cortes, así como el incremento de subsidios (ver [anexo](#)). En 2020 la demanda de energía de los países decreció entre -2,7 a -7,1%, y el intercambio de energía entre los países a través de

³ Este beneficio se calcula considerando los costos de suministro de los países en un escenario sin interconexión (simulado), versus los costos de suministro reales con la interconexión. Para calcular el beneficio neto se descuentan los costos financieros y de operación y Mantenimiento de la línea de SIEPAC.

⁴ Nota Técnica: Integración Eléctrica Centroamericana - Génesis, Beneficios y Prospectiva del Proyecto SIEPAC Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (Carlos Echevarría, Nancy Jesurun-Clements, Jorge Mercado, Carlos Trujillo)

SIEPAC cayó 16% (ver párrafo 2.4). Las medidas implementadas en la pandemia han sido levantadas, y, a medida que las economías se recuperan, se espera que la demanda eléctrica vuelva a crecer. En este contexto, se pone en relevancia la necesidad de contar con suministro de energía confiable, eficiente y a precios estables.

- 2.10 La integración regional es un elemento que permite la complementariedad energética entre los países, ayudando a continuar con la nivelación de precios. Por tanto, es necesario continuar con el fortalecimiento de los mecanismos regulatorios y de planificación, con la participación de todos los países, a fin de garantizar la capacidad de intercambio y el funcionamiento eficiente del mercado regional. Entre los principales retos que se identifican para continuar con la consolidación del MER se encuentran: (i) atrasos en completar los refuerzos nacionales de transmisión, para garantizar la capacidad actual de la red de SIEPAC (300 MW); (ii) avanzar con el proceso de armonización completa de las regulaciones nacionales con la regulación regional; (iii) establecer los mecanismos para garantizar derechos de transmisión de largo plazo; (iv) promover proyectos de generación de escala regional; (v) ampliar la red regional en los tramos en los que exista viabilidad, para incrementar su capacidad; y (vi) desarrollar mecanismos de cooperación y armonización del MER con mercados y sistemas eléctricos vecinos.
- 2.11 La última CT de apoyo a SIEPAC concluyó su ejecución en 2020 (ATN/FG-15594-RG). Los avances de esta CT fueron: (i) preparación de una Propuesta Ajustada del Tercer Protocolo al Tratado Marco, que apunta a resolver algunos de los retos mencionados en el párrafo anterior, y que actualmente en consideración por los países; (ii) primera fase del estudio de factibilidad del 2do circuito de SIEPAC, para evaluar la viabilidad de ampliar su capacidad a 600 MW; (iii) evaluación del beneficio económico de la operación del MER en los mercados eléctricos nacionales; y (iv) la determinación de las herramientas necesarias para asegurar en forma sostenida la capacidad de transmisión regional, a través de derechos de transmisión de largo plazo. Asimismo, con ésta CT se han realizado estudios que apoyan pasos iniciales en la conformación de un mercado extrarregional con la participación de México.
- 2.12 Al finalizar la ejecución la CT ATN/FG-15594-RG, se identificaron varias actividades necesarias para continuar con el perfeccionamiento del MER y sus instituciones. Por ello, se plantea una nueva cooperación técnica que desarrolle algunos temas claves, incluyendo: (i) la actualización de la regulación regional, a fin de implementar los mecanismos de derechos de transmisión de largo plazo (desarrollados con la CT anterior); (ii) actualizar la metodología de evaluación de beneficios, y analizar los mecanismos de armonización regulatoria para lograr el traslado de los beneficios a los usuarios finales; y (iii) la revisión de los Criterios de Calidad del MER, a fin de facilitar las conexiones extrarregionales. La CT propuesta será complementada con un apoyo de asistencia técnica a ser otorgada directamente por el BID Invest y el BID⁵, para: (i) el análisis de escenarios de sensibilidad de la factibilidad del 2do circuito (con base al estudio ya realizado); y (ii) el desarrollo de mecanismos de licitaciones

⁵ El apoyo del BID Invest proviene de la cooperación técnica RG-T3237 - Facilidad de Apoyo a la Infraestructura Regional y Asociaciones Público-Privadas, y apoyará el desarrollo de mecanismos de licitaciones regionales para la contratación de generación. El apoyo del BID viene directamente de la cooperación técnica RG-T3168 "Programa de Financiamiento y Mitigación de Riesgo para Inversiones Estratégicas en los países del Triángulo Norte (TN).

regionales para la contratación de generación (estudio que deberá contemplar las propuestas analizadas en la CT anterior).

- 2.13 Las actividades que se plantean en esta nueva operación permitirán avanzar con algunos de los retos identificados (párrafo 2.10), como se describe a continuación: (i) la implementación de regulación para derechos de transmisión de largo plazo facilitará contratos firmes de largo plazo entre agentes regionales (al garantizar la disponibilidad de capacidad de transmisión de forma eficiente), fomentando las inversiones en generación, incluyendo generación regional; (ii) la armonización regulatoria permitirá que los beneficios de la integración (menores precios) lleguen hasta el consumidor final, para ello es necesario ampliar la metodología de evaluación de beneficios aplicada para SIEPAC, que actualmente determina los beneficios hasta el nivel de agentes del MER; (iii) la actualización de los criterios de seguridad de la red de SIEPAC, facilitará una futura interconexión con México y/o Colombia, al contemplar el efecto de estas interconexiones en la estabilidad operativa de la red.
- 2.14 Esta nueva CT no contempla el análisis de una propuesta específica para resolver los refuerzos nacionales, dado que la solución a este desafío involucra la armonización de la planificación de cada uno de los países, con la planificación regional, y requiere de un acuerdo de alto nivel. Por ello, este es un aspecto que se ha incluido en el 3er protocolo del Tratado Marco (en evaluación por los países). El BID realiza un seguimiento permanente de las necesidades de refuerzos regionales, y mantiene este aspecto en el dialogo sectorial con los países. Asimismo, el BID ha apoyado a través de operaciones de préstamo a la implementación de algunos de estos refuerzos.
- 2.15 **Alineación Estratégica.** La CT está alineada con la Actualización de la Estrategia Institucional 2010-2020 (AB-3008), específicamente con el desafío de desarrollo de integración económica, al apoyar y promover el fortalecimiento de la integración regional del mercado eléctrico en América Central. LA CT está alineada con la Segunda Actualización de la Estrategia Institucional (AB-3190-2), dado que la CT fomenta el intercambio regional de energía, apoyando a reactivar inversiones públicas y privadas, así como el intercambio de energía renovable. La CT también se alinea con las siguientes áreas transversales: (i) Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental, ya que permite reducir las emisiones de gases efecto invernadero por el uso eficiente de la infraestructura energética en los países y al facilitar, a través de la interconexión y la penetración de energías renovables; y (ii) Capacidad institucional y estado de derecho, mediante el fortalecimiento de las instituciones del MER y su arquitectura regulatoria. Asimismo, la CT está en línea con la Estrategia Sectorial de Apoyo a la Integración Competitiva Regional y Global (documento GN-2565-4) y el pilar de integración del Marco Sectorial de Energía (GN-2830-4), mediante el desarrollo de plataformas regionales, en este caso, de la interconexión de sistemas eléctricos nacionales. Asimismo, esta CT está alineada con el siguiente resultado del OC-SDP RIN “mejora y armonización regional de los marcos normativos y de procedimientos sobre transporte, logística y facilitación del comercio, energía y telecomunicaciones,” mediante los estudios y la armonización de instrumentos en el mercado eléctrico regional y el impulso a las conexiones extra-regionales.

III. Descripción de las actividades/componentes y presupuesto

- 3.1 **Componente I: Desarrollo del Mercado Eléctrico Regional.** Este componente dará continuidad a los estudios⁶ que buscan facilitar las transacciones regionales de largo plazo, mediante estudios que apoyen: (i) la actualización de la regulación para la implementación de la propuesta de los derechos de transmisión de largo plazo (ya desarrollada); y (ii) la revisión de la metodología de cuantificación de beneficios de la integración, a fin de determinar el destino final de los mismo, hasta llegar al nivel del consumidor final; y (iii) propuestas de modificación regulatoria que faciliten la transferencia de los beneficios de la integración eléctrica a los usuarios finales. El componente será coordinado con los estudios a ser financiados por el BID Invest para el establecimiento de mecanismos para las licitaciones para contratación regional de energía.
- 3.2 **Componente II: Impulso a la Integración Extrarregional.** Este componente financiará estudios para revisar y proponer, en caso de ser necesario, modificaciones a los Criterios de Seguridad que forman parte de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) para el Diseño de las Instalaciones de la Red de Transmisión Regional (RTR) y la Operación del Sistema Eléctrico Regional (SER) establecidos en la Regulación Regional del Mercado Eléctrico de América Central, para: a) Considerar el caso de las interconexiones extrarregionales teniendo como premisa la preservación de la seguridad operativa del Sistema Eléctrico Regional en su situación actual y b) Aclarar la definición de los Criterios de Contingencia Simple y Múltiple evitando controversias de interpretación. Este estudio es una de las bases fundamentales para la determinación de las máximas transferencias de potencia en las conexiones extrarregionales (México y/o Colombia), y tendrá utilidad para el desarrollo futuro de estas interconexiones, cuando su factibilidad técnica, económica, ambiental y política esté definida.
- 3.3 **Componente III: Seguimiento y evaluación.** Este componente financiará consultorías para la administración, seguimiento y auditoria de la cooperación técnica.
- 3.4 **Presupuesto.** Este CT será financiada en su totalidad (US\$145,000) con fondos del Programa Estratégico para el Desarrollo de Integración Financiado con Capital Ordinario (RIN))

Presupuesto Indicativo

Actividad / Componente	Descripción	BID/Financiamiento por Fondo	Contrapartida Local	Financiamiento Total
Desarrollo del Mercado Eléctrico Regional	Este componente apoyará al CDMER para impulsar las transacciones regionales de largo plazo, mediante estudios que analicen cómo alcanzar: (i) derechos de transmisión eficientes en el corto y en el largo plazo; y (ii) armonización regulatoria	US\$70,000.00	US\$0.00	US\$70,000.00

⁶ Primeros estudios financiados con la cooperación técnica ATN/FG-15594-RG.

	de los beneficios de SIEPAC al usuario final.			
Impulso a la Integración Extra-Regional	Este componente financiará la revisión de los Criterios de Seguridad Operativa que se aplican en el MER, en relación con las interconexiones extra regionales.	US\$60,000.00	US\$0.00	US\$60,000.00
Seguimiento y evaluación	Apoyo a la administración de la cooperación técnica	US\$15,000.00	US\$0.00	US\$15,000.00
Total		US\$145,000.00	US\$0.00	US\$145,000.00

- 3.5 Reporte, Monitoreo y Evaluación:** El progreso de esta CT será monitoreado a través de sus resultados esperados, como se define en la Matriz de Resultados (MR). La MR también define los indicadores y su calendario esperado. El equipo será responsable de monitorear la evolución de estos indicadores e informar su progreso físico y financiero por Producto y Componente. La información requerida se registrará en Convergencia. Los informes anuales que se presentarán describirán el progreso hacia la finalización de cada uno de los Componentes de CT a lo largo de su duración, presentando el grado de cumplimiento de los indicadores de productos y el progreso hacia los resultados de la MR según se registra en el Plan de Adquisiciones actualizado. También proporcionará información relevante para identificar áreas que requieran mejoras y lecciones aprendidas.

IV. Agencia Ejecutora y estructura de ejecución

- 4.1** La ejecución del Proyecto será llevada por el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) como Organismo Ejecutor (OE), que actuará por intermedio de la Secretaria Ejecutiva del CDMER. La justificación de la estructura de ejecución se da por que el CDMER es el organismo regional a cargo de dar dirección al proceso de integración regional, y ya cuenta con experiencia con el BID en la ejecución de tres CT anteriores. El CDMER facilita la coordinación adecuada con todas las entidades regionales, así como con los países involucrados en el proceso⁷. El CDMER está familiarizado con las políticas de contratación del BID, así como con los mecanismos de seguimiento, reporte y monitoreo.
- 4.2** El presupuesto, alcance y plazo de ejecución de esta cooperación técnica han sido dimensionados considerando el presupuesto que se logró ejecutar en las cooperaciones técnicas previas, (ATN/SF-11103; ATN/OC-12388-RG y ATN/FG-15594-RG). En este sentido, y en base a las lecciones aprendidas, el alcance de esta CT se enfoca en la realización de apoyos específicos, con un periodo de ejecución corto, como los estudios listados, en lugar de proveer un apoyo amplio y general. Se espera que este diseño garantice la ejecución en los plazos previstos.
- 4.3 Adquisiciones.** Las actividades por ejecutar bajo esta operación se han incluido en el Plan de Adquisiciones (Anexo IV) y serán ejecutadas de acuerdo con los métodos

⁷ Si durante la ejecución de esta TC se amerita realizar alguna misión a Guatemala, previo a la organización de la misma, el equipo de proyecto solicitará la No Objeción a esta TC por parte del gobierno de Guatemala.

de adquisiciones establecidos por el Banco dentro de las Políticas para la Selección y Contratación de Consultores Financiados (GN-2350-9).

V. Riesgos importantes

- 5.1 Se identifica un riesgo medio asociado a la ejecución de la CT, relacionado con la falta de consenso entre los países que retrase la aprobación de los productos de esta CT. Para mitigar este riesgo, el equipo del CMDER trabajará en coordinación con las autoridades regionales con base en su trabajo histórico en la región y el SIEPAC. Un riesgo adicional es la continuación de la pandemia, que dificulta las reuniones de coordinación del CDMER (usualmente presenciales), por lo que se determinaran mecanismos de coordinación virtuales para lograr la aprobación de los productos en los tiempos necesarios

VI. Excepciones a las políticas del Banco

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

VII. Salvaguardias Ambientales

- 7.1 La presente CT no tiene implicaciones ambientales ni sociales por tratarse de la elaboración de estudios. La CT ha sido clasificada categoría "C" lo que ratifica un impacto ambiental, social y/o cultural negativo mínimo o inexistente.

Anexos Requeridos:

[Solicitud del Cliente - RG-T3501](#)

[Matriz de Resultados - RG-T3501](#)

[Términos de Referencia - RG-T3501](#)

[Plan de Adquisiciones - RG-T3501](#)