

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

**APOYO A LA INTEGRACIÓN DE HONDURAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL
(HO-L1039) (3103/BL-HO)**

**APOYO A LA INTEGRACIÓN DE HONDURAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL Y AL
ACCESO DE LA ENERGÍA RENOVABLE A LA RED**

**FINANCIAMIENTO COMPLEMENTARIO
FINANCIAMIENTO DE INVERSIÓN NO REEMBOLSABLE
(HO-G1006)**

**PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LAS RESOLUCIONES
DE-177/13 Y DE-178/13**

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Carlos Jacome (ENE/CHO), Jefe de Equipo; Sylvia Larrea, Jefe de Equipo Alterno; Wilkferg Vanegas; Rodrigo Aragon; Stephanie Suber (INE/ENE); Claudio Alatorre (CSD/CCS); Nadia Rauschert y María Cecilia del Puerto (FMP/CHO); Ana Paz (CID/CHO); Milagros Cecilia Aime y David Baringo (VPS/ESG); y María Cristina Landázuri (LEG/SGO).

De conformidad con la Política de Acceso a Información, el presente documento se divulga al público de forma simultánea a su distribución al Directorio Ejecutivo del Banco. El presente documento no ha sido aprobado por el Directorio. Si el Directorio lo aprueba con modificaciones, se pondrá a disposición del público una versión revisada que sustituirá y reemplazará la versión original.

ÍNDICE

RESUMEN DEL PROYECTO	1
I. SOLICITUD DEL GOBIERNO DE HONDURAS DE FINANCIAMIENTO COMPLEMENTARIO PARA EL PROGRAMA DE APOYO A LA INTEGRACIÓN DE HONDURAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (HO-L1039) (3103/BL-HO).....	3
II. DESCRIPCIÓN DEL CAMBIO PROPUESTO.....	3
III. DESCRIPCIÓN DEL PRÉSTAMO 3103/BL-HO.....	4
A. Descripción	4
B. Avances del Programa.....	5
IV. JUSTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL FINANCIAMIENTO COMPLEMENTARIO	1
A. Justificación	1
B. Objetivos y Componentes	5
C. Indicadores de Resultados	6
D. Instrumentos de Financiamiento	7
E. Esquema de Ejecución	7
F. Riesgos de Desarrollo del Financiamiento Complementario	9
V. RECOMENDACIÓN DEL EQUIPO DE PROYECTO	11

ANEXOS
ANEXO I Nota de Evaluabilidad
ANEXO II Matriz de Resultados

ENLACES ELECTRÓNICOS
REQUERIDOS
1. Plan de Ejecución Plurianual (PEP)
2. Plan de Seguimiento y Evaluación (PSE)
3. Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS)
4. Plan de Adquisiciones actualizado
OPCIONALES
1. Anexo Técnico I – Perfil del proyecto de ampliación de la Subestación El Progreso
2. Anexo Técnico II – Perfil del proyecto de ampliación de la Subestación Toncontín Etapa I
3. Solicitud de financiación fondos de Energía Renovable en Países de Ingreso Bajo (SREP)
4. Análisis de la Contribución a la Integración Regional Competitiva
5. Análisis del Cumplimiento de la Política de Servicios Públicos Domiciliarios
6. Evaluación Económica
7. Propuesta de préstamo para el proyecto “Apoyo a la Integración de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional”
8. Avances del proceso de reforma del sector eléctrico

ABREVIATURAS	
AAS	Análisis Ambiental y Social
ADERC	Apoyo al Desarrollo de las Energías Renovables Conectadas a la Red
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CIF	Fondo de Inversión para el Clima (<i>Climate Investment Fund</i>)
CND	Centro Nacional de Despacho
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
EBP	Estrategia del Banco con el País
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
ERNCC	Energía Renovable no convencional
GdH	Gobierno de Honduras
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
kV	Kilovoltios
MER	Mercado Eléctrico Regional
MR	Matriz de Resultados
MVA	MegaVoltiamperio
MWh	Megavatio-hora
OE	Organismo Ejecutor
OdS	Operador de Sistema
PA	Plano de Adquisiciones
PGAS	Plan de Gestión Ambiental y Social
POA	Programa Operativo Anual
PSE	Plan de Seguimiento y Evaluación
PSP	Política de Servicios Públicos Domiciliarios
SCX	Fondo Estratégico sobre el Clima
SE	Subestación
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SREP	Energía Renovable en Países de Ingreso Bajo (<i>Scaling up Renewable Energy Program</i>)
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central
TIR	Tasa Interna de Retorno
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económica
UCP	Unidad Coordinadora del Programa
VAN	Valor Actual Neto
VPNE	Valor Presente Neto

RESUMEN EJECUTIVO¹

Nombre del Proyecto:	Apoyo a la Integración de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional (HO-L1039) (3103/BL-HO) Apoyo a la Integración de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional y al Acceso de la Energía Renovable a la Red. Financiamiento Complementario para Inversión No Reembolsable (HO-G1006)
Organismo Ejecutor (OE):	Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)
Beneficiario:	República de Honduras
Beneficiarios Directos:	ENEE
Fuente de Financiamiento:	Programa para el Impulso a la Energía Renovable en Países de Ingreso Bajo (<i>Scaling up Renewable Energy Program</i> -SREP) del Fondo Estratégico sobre el Clima (SCX), uno de los 2 fondos del Fondo de Inversión para el Clima (<i>Climate Investment Fund</i> - CIF) ² : US\$7 millones ³ . Financiamiento No Reembolsable.
Objetivo:	El objetivo del financiamiento complementario es mejorar las condiciones de infraestructura física de Honduras que le permita una participación efectiva en el Mercado Eléctrico Regional (MER), mediante la ampliación de dos Subestaciones (SE) existentes y operativas que forman parte de los refuerzos nacionales del sistema de transmisión de Honduras, para potenciar el uso del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC) y facilitar la incorporación de Energías Renovable No Convencionales (ERNC), en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Estas obras adicionales serán parte del Componente I del programa (3103/BL-HO). Los recursos adicionales (por US\$7 millones) representan el 30,5% del monto del financiamiento del Programa 3103/BL-HO.
Período de Ejecución y Desembolsos:	36 meses
Adquisiciones:	Las adquisiciones financiadas total o parcialmente con recursos del financiamiento complementario serán realizadas de acuerdo con las Políticas para la Adquisición de Bienes y Obras

¹ La presente propuesta ha sido preparada de conformidad con los lineamientos establecidos en el documento "Procedures for Processing Sovereign Guaranteed Operations" de abril de 2018.

² En febrero de 2011 (documento GN-2604-3), el Directorio Ejecutivo autorizó que el Banco sea una entidad implementadora del SCX para lo cual se suscribió el Acuerdo de Procedimiento Financieros con el Banco Mundial, como administrador del SCX, el 17 de febrero de 2011. El subcomité del SREP del SCX, aprobó el uso de recursos del SCX para esta operación en agosto de 2017, de acuerdo con lo establecido en dicho Acuerdo.

³ Estos recursos están incluidos en el [Plan de Inversiones para Honduras del Subcomité del SREP, 2017](#). Plan de inversiones que el subcomité del SREP del CIF (Banco Mundial) aprobó a fin de autorizar su uso por entidades implementadoras como el BID.

financiadas por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) (GN-2349-9) y las Políticas para la Selección y Contratación de Consultores financiados por el BID (GN-2350-9).

Condiciones especiales:

Condiciones previas al primer desembolso del financiamiento: (i) ver condiciones previas al primer desembolso en la sección de requisitos legales del [Informe de Gestión Ambiental y Social \(IGAS\)](#); y (ii) que se haya suscrito un convenio de transferencia de recursos entre la República de Honduras y la ENEE, en el que se establezcan la transferencia de los recursos y las obligaciones de ejecución de las partes (¶4.22).

Condiciones especiales de ejecución: (i) que se cumplan las condiciones especiales de ejecución de la sección Requisitos Legales del [IGAS](#); (ii) que la UCP mantenga el personal mínimo actualmente a cargo de la ejecución de los préstamos 3103/BL-HO y 3435/BL-HO (¶4.23); (iii) que se contrate un supervisor externo para las obras de ampliación de las Subestaciones Toncontín y Progreso a partir de la orden de inicio de obras y durante la ejecución y cierre del contrato de obras; y (iv) no conectar a las subestaciones que serán financiadas en el marco del proyecto, hasta un plazo de dos años posteriores a la fecha del último desembolso de la contribución, ninguna central de generación de electricidad térmica con combustibles fósiles que supere los 40 MW de capacidad, por solicitud del subcomité SREP.

Excepciones a Políticas y Procedimientos:

No hay excepciones a las políticas y procedimientos del BID.

I. SOLICITUD DEL GOBIERNO DE HONDURAS DE FINANCIAMIENTO COMPLEMENTARIO PARA EL PROGRAMA DE APOYO A LA INTEGRACIÓN DE HONDURAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (HO-L1039) (3103/BL-HO)

- 1.1 Mediante Oficio GG-478-2017 del 2 de mayo de 2017, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) solicitó el apoyo del BID para la movilización de US\$7 millones de recursos de donación previstos en el Plan de Inversiones para Honduras⁴ del Programa para el Impulso a la Energía Renovable en Países de Ingreso Bajo (*Scaling up Renewable Energy Program*, SREP) del Fondo Estratégico sobre el Clima (SCX), uno de los fondos del Fondo de Inversión para el Clima (*Climate Investment Fund*, CIF) (¶4.8). Estos recursos se proponen como un financiamiento complementario al Programa de Apoyo a la Integración de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional (HO-L1039) (3103/BL-HO).
- 1.2 El financiamiento complementario permitirá la ampliación de dos Subestaciones (SE) existentes y operativas de propiedad de la ENEE, necesarias para facilitar la incorporación de Energía Renovable No Convencional (ERNC) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Las obras forman parte de los refuerzos nacionales del sistema de transmisión de Honduras para potenciar el uso del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC).

II. DESCRIPCIÓN DEL CAMBIO PROPUESTO

- 2.1 Se propone un aumento por US\$7 millones al financiamiento de la operación de Préstamo (HO-L1039) (3103/BL-HO) para financiar ampliación de la SE El Progreso y la SE Toncontín de propiedad de la ENEE. La construcción de estos productos busca mejorar las condiciones de infraestructura física de Honduras que le permita una participación efectiva en el MER y que coincide con el objetivo del préstamo 3103/BL-HO. Este aumento representa el 30,5% del monto del financiamiento aprobado en 2013 por US\$22,93 millones.
- 2.2 Los recursos adicionales financiarán los productos que hacen parte del Componente I del Programa HO-L1039. Los trabajos a realizarse constituyen refuerzos nacionales del sistema de transmisión del SIEPAC. Adicionalmente, se financiarán actividades de seguimiento, monitoreo ambiental, auditoria y evaluación.
- 2.3 Para el desarrollo de las actividades previstas para la licitación, construcción y puesta en marcha se requerirán 36 meses a partir de la fecha de vigencia del convenio de financiamiento de inversión no reembolsable. El ejecutor, la ENEE, ya cuenta con los diseños, presupuestos y documentos de licitación preparados para iniciar el proceso de contratación de las obras⁵. Los resultados del programa financiados con el Préstamo 3103/BL-HO serán los originalmente propuestos. De acuerdo con los análisis ambientales de las obras propuestas, realizados por la ENEE, y el Análisis Ambiental y Social (AAS) preparado por un consultor independiente contratado por el BID, en cumplimiento con las salvaguardas

⁴ Como parte del componente de "Apoyo al Desarrollo de las Energías Renovables Conectadas a la Red (ADERC)" de dicho Plan de Inversiones

⁵ El Organismo Ejecutor (OE) cuenta con la capacidad requerida y necesaria que ha demostrado en trabajos similares. El OE ha desarrollado procesos similares en obras de inversión en el sector de transmisión financiadas por el Banco incluyendo la del programa.

ambientales y sociales del Banco, se prevé que la ampliación de las subestaciones no generará impactos negativos significativos. Se ha actualizado el Informe de [Gestión Ambiental y Social \(IGAS\)](#) del programa, con el objetivo de incorporar las previsiones correspondientes a estas obras adicionales, y analizar el estado de avance de los planes de gestión de las obras en curso.

III. DESCRIPCIÓN DEL PRÉSTAMO 3103/BL-HO

A. Descripción

- 3.1 El Programa de Apoyo a la Integración de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional (HO-L1039) (3103/BL-HO) fue aprobado por el Banco el 4 de diciembre de 2013. El monto total de la operación es de US\$22,93 millones. El objetivo general del programa es apoyar la entrada en operación comercial de uno de los tramos SIEPAC, y mejorar las condiciones de infraestructura física de Honduras, que le permita una participación efectiva en el Mercado Eléctrico Regional (MER). Los objetivos específicos son: (i) reestablecer las condiciones de operatividad de la única interconexión eléctrica del SIEPAC entre Guatemala y Honduras, uno de los ejes principales del SIEPAC; y (ii) el fortalecimiento operativo y de gestión de la ENEE para maximizar los beneficios de comercialización de electricidad en el MER⁶. El programa es ejecutado por la ENEE y consta de los siguientes componentes:
- 3.2 **Componente I. Inversión en obras relacionadas con la integración de Honduras al SIEPAC (US\$19,7 millones).** Este componente financia las siguientes obras de transmisión: (i) SE La Entrada. Incluye la construcción y puesta en marcha de una SE con capacidad de transformación de 50MVA a 230kV/34,5kV, con sus líneas de salida asociadas, para crear un enlace entre SIEPAC y la red de transmisión de Honduras; la instalación de tres torres para la entrada de las líneas de transmisión; mejoras en líneas de distribución para los poblados de La Entrada, Ruinas de Copan, Santa Rosa de Copán y Sula (350,000 beneficiarios); y adquisición de terreno para la construcción de la subestación; y (ii) Finalización de las obras de: (a) líneas de transmisión en 69kV: Las FloresErandique (62km) y Danli–Chichicaste (33km); (b) línea de transmisión a 138kV: San Pedro Sula Sur–Naco (23km); (c) ampliación de las SE Las Flores y Danli; y (d) SE Amarateca con capacidad de transformación de 150MVA a 230kV.
- 3.3 **Componente II. Fortalecimiento de ENEE en comercialización en el MER (US\$1,7 millones).** Se apoya a la ENEE para mejorar su capacidad de gestión, incluyendo: (i) creación de la Unidad de Comercialización/Transacciones Eléctricas en el Centro Nacional de Despacho (CND) de energía de la ENEE, con el objetivo de potenciar los beneficios de comercialización de energía en el MER;

⁶ Esta operación se estructuró con el fin de atender los problemas generados por el plan de acción para mejorar el servicio de energía en la zona occidental del país, declarada en emergencia energética por la ENEE. El plan implicó utilizar provisionalmente parte de la línea SIEPAC en el tramo de Panaluya (GU) a San Buenaventura (HO) y conectó una SE móvil de 50 Mega Voltio Amperio (MVA) a 230/34.5 kV, lo que generó inconvenientes con el regulador regional, la Comisión Reguladora de Interconexión Eléctrica (CRIE), al haberse realizado una conexión al margen de las normas y reglamentaciones regionales vigentes. Como tal, la CRIE no aprobó esta conexión. La falta de operación comercial del tramo Panaluya (GU) a San Buenaventura (HO) impedía realizar transacciones eléctricas y obtener beneficios del mercado eléctrico regional, ocasionando perjuicios económicos a la empresa propietaria de la red – EPR y a la misma ENEE. Asimismo, se ponía en riesgo la sostenibilidad financiera y el buen funcionamiento del SIEPAC y de la ENEE.

y (ii) mejora en la gestión financiera de la ENEE para un manejo adecuado de información de transacciones comerciales en el MER.

- 3.4 **Ingeniería, administración, auditoría y evaluaciones (US\$1,49 millones).** Apoya la supervisión del programa, incluyendo monitoreo ambiental, auditoría y evaluación.

B. Avances del Programa

- 3.5 Al 26 de abril de 2018, se han desembolsado US\$21,3 millones correspondientes al 92,85% de los recursos del préstamo. Los principales avances en la ejecución de la operación se describen a continuación:
- 3.6 **Componente I. Financiamiento de obras de transmisión.** Se ha terminado la construcción de la SE La Entrada, la obra más importante del programa, la cual emplea 57% de los recursos del programa. Se finalizó el montaje de la SE La Entrada y a partir del 12 de agosto de 2017 entró en operación comercial. Con ello se fortalecerá la comercialización de energía en la región en el tramo Panaluya, Guatemala–San Buenaventura, Honduras y se dará cumplimiento a los requerimientos de la Comisión Reguladora de Interconexión Eléctrica por la conexión temporal, originalmente realizada por la ENEE.
- 3.7 La SE permitirá incrementar la confiabilidad en el suministro de energía en la zona occidental del país, reforzando la capacidad de transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo la creciente demanda de electricidad en la misma, producto del crecimiento turístico en el Departamento de Copan⁷; así como al desarrollo del sector comercial e industrial, este último asociado principalmente a la expansión de pequeñas y medianas industrias de café⁸. La SE facilitará la interconexión de los proyectos de generación con fuentes renovables, bajo criterios de calidad y confiabilidad, normalizados por ENEE⁹.
- 3.8 Las obras mencionadas anteriormente (§3.2), fueron finalizadas en su totalidad y los pagos asociados por los cierres financieros han sido realizados. La entrada en operación comercial de las obras ha contribuido a fortalecer el sistema de transmisión a nivel nacional, optimizar la operación de la red, reducir congestiones y mejorar la calidad de servicio eléctrico en determinadas áreas geográficas del país. La SE Amarateca, la más grande del país, ha mejorado la regulación de voltaje y potencia reactiva en la zona centro-sur, principalmente en el Departamento de Olancho y Paraíso¹⁰ y se ha reducido la sobrecarga de varios transformadores a nivel nacional. Se ha mejorado la regulación permitiendo que los flujos de energía de Cañaveral y Río Lindo, el segundo complejo hidroeléctrico más grande del país envíe energía a la zona norte, evitando incrementar la sobrecarga de la SE Progreso, que es estratégica para el suministro de electricidad al norte del país. La finalización de las obras en Las Flores – Erandique, San Pedro Sur – Naco han facilitado mayor acceso de electricidad en la zona noroccidental del país¹¹.

⁷ Informe de necesidades eléctricas para el sector turístico.

⁸ Reportes de SNV en el marco del programa del Fondo Multilateral de Inversiones para producción sostenible de café.

⁹ Entre los proyectos a conectar destacan: hidroeléctricos y geotérmico.

¹⁰ El beneficio en la zona de Paraíso se evidenció con la entrada de la línea Danlí – Chicicasté.

¹¹ A través del proyecto de electrificación rural financiado por el Banco Centroamericano de Integración Económica.

- 3.9 **Componente II. Fortalecimiento de la ENEE en la comercialización de energía.** Durante el periodo 2013-2017 se han desarrollado diferentes actividades para fortalecer las capacidades de la ENEE en comercialización de energía con la región. El componente posee un avance físico del 74% y financiero del 60%. Este componente registra un menor avance que el primero debido a que las mejoras en el CND se realizarán entre 2018-2019 y su ejecución se postergó por el proceso de reforma de la ENEE. Considerando las necesidades de suministro de energía en el país, se puede observar que en este periodo, Honduras fue el segundo país de la región que más compró energía en el MER. El promedio de energía comprada en el MER tanto en el mercado de contratos como el de oportunidad durante 2014-2016 versus 2013, se incrementó en 90%, a pesar de la limitada infraestructura de transmisión de la ENEE.
- 3.10 La capacidad de comercialización de electricidad con el MER pudo ser aún mayor, pero se encuentra limitada por la ausencia de inversiones de refuerzos nacionales en el sistema de transmisión nacional¹², producto de la delicada situación financiera del sector eléctrico, uno de los argumentos por los cuales el Gobierno de Honduras (GdH) inició un proceso de reforma del sector para recuperar la sostenibilidad financiera y fomentar la participación del sector privado en la cadena de la industria eléctrica. Como parte del proceso de reforma: (i) se creó una nueva institucionalidad del sector eléctrico en los que participan una Secretaría de Energía responsable de formular políticas energéticas, un Ente Regulador y un Operador del Sistema (OdS), en cada entidad se han definido roles claros de las instituciones y se han asignado los recursos para su operación; (ii) la situación financiera de la ENEE redujo el déficit de 1,8% del Producto Interno Bruto en 2013 a 0,6% a diciembre de 2017, la reducción pudo ser mayor pero se realizaron inversiones de generación en el último año; (iii) se introdujo la participación del sector privado en la distribución para lograr de manera efectiva la reducción de pérdidas, el cual ha sido uno de los principales desafíos del sector; y (iv) se ha fortalecido la capacidad de Honduras de participar activamente en el MER y de diversificar su matriz de generación empleando energías renovables. Los detalles del avance del proceso de reforma se reportan en el [EEO#8](#). No obstante, considerando que la mayor parte de la recuperación financiera de la cadena de la industria eléctrica depende de los resultados del subsector de distribución, el GdH ha tomado la decisión de realizar inversiones en el sector de transmisión, a medida que se reporten avances en el programa de reducción de pérdidas en el sector de distribución, lo cual contribuirá a mejorar las finanzas de la ENEE.
- 3.11 Como parte de los principales avances se han dotado herramientas y conocimientos para mejorar la capacidad de comercialización, intercambio de experiencias con empresas homólogas en la región para optimizar la operación del sistema y comercializar energía. También se ha fortalecido la red de telecomunicaciones y telemetría con el SIN. Como parte del proceso de reforma del sector eléctrico y de reestructuración de la ENEE las unidades de comercialización y transacciones eléctricas previstas a ser del CND, forman parte de la nueva estructura en gerencia de generación, y de operaciones. De conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) se conformó el

¹² Honduras es el país de la región que requiere realizar inversiones del orden de US\$90 millones para potenciar la capacidad del SIEPAC, y de acuerdo a los reportes de Consejo Directivo del MER, el país con el mayor requerimiento de financiamiento. El país ha solicitado al BID le apoye con el financiamiento de aprox. el 50% de los refuerzos requeridos.

OdS, entidad sin fines de lucro, con capacidad técnica, independiente de los agentes de generación, transmisión, distribución y comercialización. Entre las funciones asignadas al OdS se incluyen la supervisión y control de las operaciones del SIN. El CND de ENEE brindará servicios al OdS bajo un esquema de remuneración, apropiado hasta que el OdS se capitalice y pueda realizar las funciones asignadas en la LGIE.

- 3.12 **Ingeniería, administración, auditoría y evaluaciones.** Los servicios de supervisión de ingeniería y construcción han permitido apoyar al ejecutor para el adecuado desempeño de las obras del Componente I. La Unidad de Coordinación del Proyecto (UCP) ha sido fundamental para la ejecución de la cartera de proyectos financiados por el BID y ha posibilitado apoyar a la ENEE en la ejecución del proyecto de generación Cañaveral-Rio Lindo financiado por el Fondo de la Agencia de Cooperación Internacional del Japón. La UCP se ha fortalecido con el tiempo y goza de credibilidad de las instituciones nacionales. Los resultados de las auditorías del programa reportan “Opinión Limpia”.
- 3.13 Se realizó una auditoría socio ambiental del avance de las obras del Programa 3103/BL-HO, a fin de determinar el grado de cumplimiento a la fecha del Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS) de las obras. De acuerdo a dicha auditoría, las obras presentan un nivel de cumplimiento satisfactorio, quedando algunas medidas pendientes de ejecución para las cuales se ha diseñado un Plan de Acción (ver [IGAS](#)). Las medidas pendientes de ejecución incluyen planes de reforestación, instalación de elementos disuasorios para pájaros y la finalización del proceso de compensación por servidumbres de paso para: (i) Línea de Subtransmisión 69Kv Danlí- Chichicasté; y (ii) Línea de Subtransmisión 69Kv Las Flores-Erandique. De acuerdo a lo informado, este proceso no ha finalizado ya que en 173 casos se cuenta con un Documento Privado de Compromiso de Pago en que se deja pendiente la transferencia del monto negociado cuando el propietario demuestre la propiedad de los terrenos. Dado que la inexistencia de títulos de propiedad no debe constituir un obstáculo para la compensación (OP-710), **la ENEE realizará los pagos de las compensaciones a los afectados en cumplimiento con las políticas del BID como condición previa al primer y segundo desembolso de este financiamiento complementario.** Dentro de este Plan de Acción se realizarán consultas con las partes afectadas en ambas líneas y se contará con un mecanismo de atención de reclamos y quejas.
- 3.14 **Principales resultados alcanzados:** A la fecha y partiendo de 2012 como línea de base, con el programa se han logrado los siguientes resultados: (i) entrada en operación comercial de la Subestación La Entrada activando de manera definitiva la operación comercial del tramo San Buenaventura – Panaluya; (ii) incremento de la comercialización de energía en el MER de 310GWh a 1.000GWh, tomando en consideración que se otorgó la entrada en operación comercial temporal del tramo Panaluya – San Buenaventura, al haberse aprobado el crédito y haber realizado las modificaciones necesarias de control y medición en la SE móvil; (iii) aumento de la potencia instalada a partir de fuentes renovables de la zona occidental del país de 22,5MW a 85MW; (iv) reducción de tiempo equivalente de interrupciones en la zona occidente de 77 horas/año a 25 horas/año; (v) reducción del porcentaje promedio de carga en las SE de occidente de 90% a 60%; y (vi) personal de la ENEE contratado y capacitado en comercialización y transacciones eléctricas.

IV. JUSTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL FINANCIAMIENTO COMPLEMENTARIO

A. Justificación

- 4.1 Las obras adicionales a ser realizadas con este financiamiento complementario se enmarcan plenamente dentro de los objetivos del programa, Apoyo a la Integración de Honduras al Mercado Eléctrico Regional (3103/BL-HO) de “mejorar las condiciones de infraestructura física de Honduras que le permita una participación efectiva en la integración eléctrica regional, mejorar la confiabilidad y calidad del servicio y apoyar el fortalecimiento de la capacidad institucional de la ENEE que le permita a Honduras una efectiva participación en el SIEPAC/MER; apoyando así a la recuperación operacional y financiera de la ENEE”.
- 4.2 Las ampliaciones de las SE El Progreso y Toncontín Etapa I, de propiedad de la ENEE, hacen parte de los refuerzos nacionales¹³ con los que el país se ha comprometido con el MER, en el marco del SIEPAC y ratificados en la XVI cumbre de jefes de estado y gobierno del mecanismo de diálogo y concertación de Tuxtla, celebrada en San José de Costa Rica el 29 de marzo de 2017. Estas obras permitirán mejorar los intercambios eléctricos por recuperación de la capacidad del SIEPAC en la interconexión vía Honduras y disponibilidad de sistema de transmisión eléctrico regional. A nivel nacional, los beneficios esperados son: (i) satisfacer apropiadamente el crecimiento de la demanda del país; (ii) reducir el nivel de saturación de transformación en las SE Toncontín y Progreso¹⁴; (iii) facilitar la incorporación al SIN de plantas de generación de electricidad con ERNC como solar, hídrica, eólica y biomasa, y optimizar económicamente el despacho de electricidad; con lo cual se contribuirá a la mejora de las finanzas de la ENEE; y (iv) interconectar al sistema nacional de transmisión a las nuevas plantas de generación, a partir de fuentes de ERNC que se encuentran en desarrollo en la zona de influencia de las SE¹⁵.
- 4.3 De acuerdo a la configuración del SIN, Honduras presenta un sistema de transmisión que une la zona sur del país, que concentra mayoritariamente la generación térmica y ERNC, con la norte y el litoral Atlántico, la zona de mayor demanda industrial y de desarrollo turístico. Debido al rezago de inversiones en transmisión, se han formado cuellos de botella en el SIN. Entre ellos se ubican las SE Progreso que alimenta al norte y litoral Atlántico y Toncontín que alimenta a

¹³ Los refuerzos nacionales son todas aquellas obras en el sistema nacional de transmisión que son necesarias realizar en un país con la finalidad de posibilitar que la energía eléctrica que se transporte a nivel internacional a través del SIEPAC se realice de conformidad a las condiciones para las que fue diseñado. En las condiciones actuales en Honduras debido a la falta de realización de refuerzos esa capacidad es inferior al 50%.

¹⁴ Plan de Expansión De La Transmisión y Generación de Corto Plazo 2017-2023. ENEE. 2017.

¹⁵ El incremento en la participación a las energías renovables genera un importante reto al sistema de transmisión del país, tal y como se demuestra en el “Estudio de reservas de equilibrio y control de la tensión para la integración de recursos renovables en Honduras” elaborado en 2016 por el Departamento de Estado del Gobierno de los Estados Unidos. Este estudio observó que los problemas de tensión en la parte norte de la red de Honduras empeoraron cuando la generación de energía solar aumenta. Aunque esta parte de la red se encuentra alejada de la generación de energía solar, resulta afectada porque la generación de energía solar desplaza una generación más costosa en el norte, por lo que la red pierde parte del soporte de la tensión que es tan necesario y que esos recursos desplazados proporcionan. Otro factor que afecta los niveles de tensión en el norte es que el aumento de la generación de energía solar en el sur incrementa el flujo de potencia a través del corredor sur-norte desde Agua Caliente de 230kV hasta Progreso de 230kV y a través de una red de 138kV hacia San Pedro Sula, lo que reduce la tensión todavía más en el norte.

Tegucigalpa. Las SE Progreso y Toncontín son subestaciones de conmutación que y no transforman la energía de centrales de generación.

- 4.4 La SE Progreso es estratégica en el sistema de transmisión nacional porque conecta la generación proveniente del centro y sur del país con el Valle de Sula y el litoral Atlántico. El Valle de Sula se caracteriza por concentrar la actividad industrial y comercial del país; mientras que en el litoral Atlántico existe importante desarrollo turístico. En las condiciones actuales, los transformadores de 230/138kV de la SE Progreso se encuentran saturados, afectando la confiabilidad del servicio en los lugares de incidencia. Las resultantes interrupciones en el suministro provocan que industrias y comercios atendidos por la SE se vean forzados a contar con generadores térmicos individuales ineficientes y costosos para suministro de energía. Esta práctica afecta negativamente la productividad y competitividad del sector industrial, comercial y turístico.

Figura 1. Proyectos de Transmisión Financiados con 3103/BL-HO



- 4.5 La ampliación de la SE Toncontín es fundamental para cerrar el anillo central de 230kV que abastece el Distrito Metropolitano (Tegucigalpa y Comayagua) y es fundamental para el transporte de energía para otros lugares del país con elevada demanda. Esta SE tiene 275.000 usuarios en su área de influencia.
- 4.6 Adicionalmente, la topología del trazado del SIEPAC en Honduras no atraviesa la totalidad del país, siendo necesario realizar los esfuerzos de transmisión en los circuitos de transmisión nacional.
- 4.7 El crecimiento de generación de ERNC se ha incrementado en los últimos años, logrando reducir la participación del parque de generación térmico del 62% en el 2010 a 40% en el 2016 y se visualiza se seguirá reduciendo en los próximos años. El fortalecimiento del sistema de transmisión no solo posibilitará que energía de menor costo pueda ser despachada de manera óptima, sino que también contribuirá a que la generación de ERNC producida en diferentes lugares del país, se incorpore al SIN. Específicamente compromete la incorporación de proyectos de generación con ERNC, ubicados en la zona centro y norte del país con precios que no afectan las finanzas de la ENEE¹⁶.

¹⁶ Las inversiones a realizarse por el programa permitirán que energía renovable no convencional con precios competitivos se incorporen en el sistema nacional interconectado permitiendo reducir los costos promedios de generación.

Figura 2. Línea SIEPAC



- 4.8 Las obras propuestas están en línea con el [Plan de Inversiones del SREP](#) para Honduras, el cual considera tres componentes ejecutados en su totalidad por el BID: (i) fortalecimiento de políticas y marco regulatorio para energía renovable (US\$850.000¹⁷); (ii) energización Rural Sostenible (US\$10.216.000¹⁸); y (iii) Apoyo al Desarrollo de las Energías Renovables Conectadas a la Red (ADERC) (US\$18.624.000¹⁹). Las obras adicionales de este programa se enmarcan dentro del Componente ADERC del plan de inversiones y contribuyen a sus objetivos de: (i) asegurar la conexión de proyectos de ERNC al SIN; (ii) diversificar la matriz energética; y (iii) cumplir con los compromisos de fortalecimiento del sistema nacional de trasmisión.
- 4.9 **Sostenibilidad.** Las obras de refuerzo del sistema de transmisión del país contribuirán a la sostenibilidad técnica, operativa y financiera del sector energético (¶4.15). La operación y mantenimiento de las obras a ser financiadas será responsabilidad de la ENEE y sus costos serán cubiertos por medio de la tarifa²⁰.
- 4.10 Como parte de las intervenciones del Banco en el país y de sus esfuerzos en mejorar la sostenibilidad técnica y financiera del sector, se tiene previsto llevar a directorio en el segundo trimestre de 2018 la operación de inversión en transmisión HO-L1186 por US\$155 millones. Entre las obras a financiar consta la construcción de refuerzos adicionales de transmisión del SIEPAC en la zona norte del país. El GdH ha considerado conservar la operación de transmisión en la ENEE y financiar con recursos públicos inversiones prioritarias que por su alta rentabilidad, necesidad de entrar en operación en el corto plazo, por tratarse de compromisos regionales y por contar con un marco legal que reconoce los costos operación y mantenimiento, y recuperación de capital, contribuyen a mejorar la

¹⁷ Se ejecutará a través de la operación técnica no reembolsable Apoyo al desarrollo Sostenible de las Energías Renovables en Honduras (HO-T1249), actualmente en preparación.

¹⁸ Financia actividades de cocción para la sustitución de fogones convencionales por ahorradores de leña (ATN/ME-14118-HO, GRT/SX-14119-HO), en ejecución y el Programa de Electrificación en Lugares Aislados (HO-G1247), actualmente en preparación.

¹⁹ Se financian proyectos de generación de ERNC (ATN/ME-14118-HO), en ejecución y de transmisión para acceso de ERNC al sistema nacional interconectado (1542/SF-HO) en preparación. Los recursos para las actividades de generación son reembolsables mientras que en transmisión son reembolsables y no reembolsables.

²⁰ El esquema tarifario vigente remunera los cargos de trasmisión y distribución.

situación financiera de la ENEE²¹. La construcción de los refuerzos se logrará potenciar la comercialización de energía en el MER e incrementar la participación de ERNC en la matriz de generación. Adicionalmente a lo indicado entre los beneficios ambientales, las inversiones en transmisión de este año contribuirán a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero por un valor aproximado de 584.000 Ton CO₂/ año²².

- 4.11 **Adicionalidad de género.** El programa establece que se deberá promover el acceso equitativo de hombres y mujeres durante la contratación de mano de obra. Así mismo, se deberá asegurar el acceso equitativo en los espacios de gestión, consulta y reclamos durante la ejecución del programa (ver [IGAS](#)).
- 4.12 **Estrategia del Banco con el País (EBP).** El programa se enmarca en la EBP con Honduras 2015-2018 (GN-2796) a través de sus objetivos estratégicos de: (i) mejorar la eficiencia, calidad del servicio eléctrico y diversificación de la matriz de generación; y (ii) incrementar el acceso al servicio de electricidad. También se enmarca dentro del eje dinamización del sector productivo del Plan de la Alianza para la Prosperidad del Triángulo Norte al promover los sectores estratégicos de inversión; modernizar y expandir la infraestructura; y facilitar la reducción de los costos de energía y el mejoramiento de la confiabilidad del servicio eléctrico.
- 4.13 **Alineación Estratégica.** El financiamiento complementario es consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional 2010-2020 (AB-3008) y se alinea con los desafíos de desarrollo de: (i) productividad e innovación, promoviendo el mejoramiento de oportunidades productivas al aumentar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica²³; y (ii) integración económica: al modernizar la infraestructura energética existente facilitando la comercialización interregional de energía eléctrica. El financiamiento complementario se alinea con las áreas transversales de cambio climático y sostenibilidad ambiental, por medio del aprovechamiento de energías renovables con baja emisión de CO₂.
- 4.14 El financiamiento complementario se alinea con las áreas prioritarias de la Estrategia de Infraestructura del Banco: Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (OP-1012, GN-2710-5) al apoyar la construcción y el mantenimiento de una infraestructura social y ambientalmente sostenible que contribuye a aumentar la calidad de vida. El financiamiento complementario es consistente con el Marco Sectorial de Energía (GN-2830-3) en las áreas temáticas de seguridad y sostenibilidad energética, al impulsar: (i) integración regional a través de nueva infraestructura e intercambios

²¹ El ente regulador está trabajando en un nuevo reglamento de transmisión que permita que el sector privado también participe en el financiamiento y operación de proyectos de transmisión con la finalidad de reducir la presión fiscal que tiene el GdH financiando obras de transmisión con recursos públicos.

²² Valor estimado en el Plan de Inversiones actualizado del programa SREP. Valor sujeto a ser revisado en función de los resultados de validación de factor de emisión nacional, financiado con recursos de la Cooperación Técnica ATN/OC-14905-HO.

²³ En una encuesta realizada en Honduras por el Banco Mundial, se identificó que al menos el 31% de las empresas, consideran la calidad y continuidad del servicio de energía como una de las principales restricciones para el desarrollo de sus actividades. [Enterprise Surveys data for Honduras 2010. Banco Mundial](#). Adicionalmente, la [Estrategia Nacional de Competitividad para el Crecimiento Económico y Bienestar Social](#), del Plan de Nación 2010-2022, establece como unas de sus áreas estratégicas: (i) incrementar el porcentaje de energía eléctrica renovable participando en la matriz de generación a través del uso eficiente de los recursos disponibles y reducir el impacto ambiental; (ii) reducir las pérdidas eléctricas en transmisión y distribución garantizando una operación fiable, segura y económica en la entrega de energía eléctrica; y (iii) elevar la cobertura eléctrica a nivel nacional en base a un desarrollo sectorial planificado.

interregionales de compra/venta de electricidad; y (ii) la diversificación de la matriz energética mediante el uso de energía renovable. El financiamiento complementario es consistente con el Marco Sectorial de Cambio Climático (GN-2835-3) ya que las inversiones propuestas conllevan una reducción en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero. El 100% de los recursos del SREP como financiamiento no reembolsable para inversión se invierte en actividades de mitigación al cambio climático, según la metodología conjunta de los Bancos Multilaterales de Desarrollo de estimación de financiamiento climático²⁴. Estos recursos contribuyen a la meta del Grupo BID de aumentar el financiamiento de proyectos relacionados con el cambio climático a un 30% de todas las aprobaciones de operaciones para el año 2020.

- 4.15 Las inversiones propuestas bajo este financiamiento complementario son consistentes con los objetivos de la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (PSP) (GN-2716-6). El programa cumple con las condiciones de: (i) sostenibilidad financiera al: (a) mejorar las condiciones de infraestructura física del país para una participación efectiva en la integración eléctrica regional; (b) mejorar la confiabilidad y calidad del servicio y apoyar el fortalecimiento de la capacidad institucional de la ENEE; y (c) facilitar la incorporación de ERNC al SIN; y (ii) evaluación económica, dado que la cartera de proyectos a financiar responde a un riguroso análisis de viabilidad económica-financiera y técnica. El programa es consistente con los principios de apoyo a necesidades básicas, transparencia, sostenibilidad financiera y adecuada institucionalidad al: (i) financiar obras de infraestructura que mejoran la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico; (ii) apoyar el fortalecimiento institucional de ENEE, en especial de la gestión comercial de ENEE; y (iii) desarrollarse bajo un marco de separación de roles entre la Secretaría de Energía como organismo rector, el regulador, y ENEE como empresa operadora del SIN.

B. Objetivos y Componentes

- 4.16 El objetivo del financiamiento complementario es mejorar las condiciones de infraestructura física de Honduras que le permita una participación efectiva en el MER, mediante la ampliación de dos SE existentes y operativas que forman parte de los refuerzos nacionales del sistema de transmisión de Honduras, para potenciar el uso del SIEPAC y facilitar la incorporación de ERNC en el SIN.
- 4.17 Los recursos adicionales serán utilizados manteniendo el esquema original de los componentes del programa, de la siguiente manera:
- 4.18 **Componente I. Inversión en obras relacionadas con la integración de Honduras al SIEPAC.** Se incluyen las siguientes obras:
- a. **Ampliación de la SE Progreso (US\$4,3 millones).** Consiste en la instalación y puesta en marcha de un nuevo transformador de potencia en 230/138kV de 150MVA, la construcción de una bahía completa de interruptor y medio en 230kV, y conexión del transformador actual de distribución 230/34,5kV de 50MVA, en el lado de baja del transformador nuevo en la bahía existente en 138kV. Los trabajos se realizarán en el terreno de la SE actual, de propiedad de la ENEE. En la actualidad la SE Progreso es parte del SIN en 230kV y se constituye en el punto de enlace estratégico de conexión de electricidad de la

²⁴ [2015 Joint Report on Multilateral Development Banks' Climate Finance.](#)

zona centro y sur del país, hacia el norte y el litoral Atlántico²⁵, cuenta con cuatro transformadores (un transformador de distribución de 50MVA en 230/34,5kV, un transformador de 50MVA en 138/69kV, dos transformadores de transmisión de 150MVA en 230/138 kV cada uno) localizados en la ciudad de Progreso, departamento de Yoro. Debido a la creciente demanda de energía en las zonas de atención de la SE Progreso, los transformadores de 230/138kV se encuentran muy sobrecargados, y un eventual daño de los mismos comprometería el suministro eléctrico en sus zonas de influencia.

- b. **Ampliación de la SE Toncontín Etapa I (US\$2,5 millones).** Consiste en instalar y poner en operación un nuevo transformador en la SE Toncontín con capacidad de 150MVA en 230/138kV y su equipo asociado. Los trabajos se realizarán en el terreno de la SE actual, de propiedad de la ENEE. En la actualidad la SE Toncontín cuenta con dos transformadores de potencia (uno para distribución de 44,8MVA 230/13,8kV que alimenta las zonas aledañas a esta SE; y otro para transmisión de 84MVA 230/138kV que interconecta a las SE La Cañada y Santa Fe y a su vez alimenta a cargas estratégicas del Distrito Central Tegucigalpa y Comayaguela). La SE Toncontín se encuentra localizada en la ciudad de Tegucigalpa, departamento de Francisco Morazán.

- 4.19 **Ingeniería, administración, auditoría y evaluaciones.** Se destinarán US\$0,2 millones para las actividades de seguimiento, monitoreo ambiental, auditoría y evaluación de las nuevas inversiones propuestas.

Cuadro 1. Resumen Presupuesto (US\$)

Categoría	BID/SREP	Total US\$
Componente 1: Inversión en obras relacionadas con la integración de Honduras al SIEPAC	6.800.000	6.800.000
1.1 SE Toncontín	2.500.000	2.500.000
1.2 SE Progreso	4.300.000	4.300.000
Ingeniería, administración, auditoría y evaluación	200.000	200.000
Ingeniería y Supervisión	65.410	65.410
Apoyo para gestión	42.590	42.590
Auditoría Externa. Ambiental y Evaluaciones	92.000	92.000
TOTAL	7.000.000	7.000.000

C. Indicadores de Resultados

- 4.20 La Matriz de Resultados (MR) del programa no contiene modificaciones en cuanto al objetivo y al enfoque de la operación de préstamo, por tanto, se mantiene la continuidad conceptual y técnica del 3103/BL-HO. El financiamiento complementario permitirá adicionar los siguientes resultados al programa, para reflejar los productos y resultados que se financiarán con los recursos adicionales provenientes del SCX/SREP: (i) incremento en la participación de ERNC en la matriz de generación y aumento en la confiabilidad del sistema eléctrico nacional; (ii) reducción del porcentaje promedio de carga en los transformadores de

²⁵ La zona norte y litoral atlántico del país, regiones de mayor desarrollo industrial y turístico del país, concentra la mayor demanda de electricidad. Para satisfacer las necesidades de demanda es necesario realizar transporte de energía producida en las zonas centro y sur del país. En el esquema de transmisión, la SE Progreso representa un punto neurálgico para la interconexión del sistema eléctrico.

transmisión de la SE Progreso; y (iii) reducción del porcentaje de carga del transformador de transmisión de la SE Toncontín.

D. Instrumentos de Financiamiento

- 4.21 El instrumento de financiamiento es de inversión no reembolsable (*Investment Grant*). La fuente de financiamiento es el SCX (Documento GN-2604-3), como parte del programa SREP de dicho Fondo. El subcomité del SREP aprobó en agosto de 2017 el uso de recursos para este financiamiento complementario, como parte del Plan de Inversiones del SREP para Honduras, aprobado por dicho subcomité.

E. Esquema de Ejecución

- 4.22 El beneficiario de la donación del financiamiento será la República de Honduras y el Organismo Ejecutor (OE) será la ENEE. Ya que la ENEE es una empresa del Estado con personería jurídica propia, se requiere, al igual que en el Contrato de préstamo de un convenio de transferencia de recursos entre la República y la ENEE en donde se definirá: (i) la forma como se transferirán los recursos; (ii) el compromiso de la ENEE a ejecutar las actividades del proyecto de conformidad con los términos y condiciones del convenio; y (iii) el compromiso de utilizar los recursos de la contribución solamente para los propósitos del proyecto. **Será condición previa al primer desembolso, que se haya suscrito un convenio de transferencia de recursos entre la República de Honduras y la ENEE, en el que se establezcan la transferencia de los recursos y las obligaciones de ejecución de las partes.**
- 4.23 La ejecución de las actividades a ser financiadas con este financiamiento complementario seguirá el mismo esquema empleado en el marco del Programa 3103/BL-HO, por medio de la UCP. La UCP estará conformada, al menos, del siguiente personal: un coordinador general, un coordinador técnico, un especialista de monitoreo, un especialista financiero, un especialista en adquisiciones y un especialista ambiental²⁶, cuyo perfil se define en el Reglamento Operativo del Programa financiado con recursos del Contrato de Préstamo 3103/BL-HO. Será condición especial de ejecución que: (i) se cumplan las condiciones especiales de ejecución de la sección Requisitos Legales del IGAS; (ii) la UCP mantenga el personal mínimo actualmente a cargo de la ejecución de los préstamos 3103/BL-HO y 3435/BL-HO, a fin de asegurar que se cuenta en todo momento con el equipo necesario para la ejecución de este financiamiento complementario. Además, serán condiciones especiales de ejecución: (iii) se contrate un supervisor externo para las obras de ampliación de las Subestaciones Toncontín y Progreso a partir de la orden de inicio de obras y durante la ejecución y cierre del contrato de obras, a fin de asegurar el cumplimiento de especificaciones técnicas, calidad de obra, tiempo de construcción y presupuesto; y (iv) no conectar a las subestaciones que serán financiadas en el marco del proyecto, hasta un plazo de dos años posteriores a la fecha del último desembolso

²⁶ La incorporación de un especialista ambiental ha contribuido a fortalecer las capacidades de la Unidad Ejecutora en materia ambiental y social, las cuales se visualizaron con debilidad institucional en la etapa de diseño de la operación 3103/BL-HO. Con la ejecución de 3103/BL-HO y 3435/BL-HO y el proyecto PROMEF del Banco Mundial, las capacidades de la unidad se han fortalecido al igual que las capacidades del ejecutor en materia socio-ambiental.

de la contribución, ninguna central de generación de electricidad térmica con combustibles fósiles que supere los 40 MW de capacidad²⁷, por solicitud del Subcomité del SREP.

- 4.24 El [Plan de Desembolsos del programa](#) refleja que desde la perspectiva de la ejecución el flujo de gastos está organizado para un período de 36 meses, al ritmo proyectado en el cuadro 2.

Cuadro 2. Proyección de Desembolsos (US\$ miles)

	Año 1	Año 2	Año 3	Total
Desembolsos	2.100	3.500	1.400	7.000
%	30	50	20	100

- 4.25 **Seguimiento y Evaluación del Financiamiento Complementario.** El financiamiento complementario seguirá el [Plan de Seguimiento y Evaluación \(PSE\)](#), el cual complementa el [Plan de Monitoreo y Evaluación](#) del programa 3103/BL-HO, para reflejar la aplicación de los nuevos recursos. El esquema de seguimiento incluye: (i) Plan de Adquisiciones (PA); (ii) Plan de Ejecución Plurianual; (iii) Planes Operativos Anuales (POA); (iv) verificación anual del cumplimiento de metas establecidas en la MR (Anexo I); y (v) informes semestrales que contendrán: (a) actividades realizadas en ese periodo, avance en su ejecución, problemas surgidos y la manera de solucionarlos; (b) evaluación de: MR, PA, POA y análisis de riesgos; y (c) análisis del Reporte de Monitoreo de Proyecto del Banco, para lo cual se evaluará el cumplimiento de metas de los indicadores de productos y resultados de la MR. Se evaluará la ejecución de ese periodo y se incluirá la planificación para el siguiente semestre.
- 4.26 El PSE incluye los mecanismos de evaluación de este financiamiento complementario, cuyo objetivo es verificar el cumplimiento de las metas acordadas en la MR. Para ello se prevé que ENEE presente: (i) una evaluación intermedia 60 días calendario, contados a partir de la fecha en que se haya desembolsado y justificado el 50% de los recursos del financiamiento complementario o en 20 meses de ejecución, lo que ocurra primero; (ii) una evaluación económica ex post de tipo costo-beneficio dentro de los 12 meses posteriores a la conclusión del Programa. La evaluación ex post se realizará una vez se desembolse tanto la operación de préstamo original como el financiamiento complementario; y (iii) evaluación final a los 60 días contados a partir de la fecha en que se haya desembolsado el 100% de los recursos del préstamo y del financiamiento complementario.
- 4.27 **Adquisiciones.** La revisión de las adquisiciones financiadas total o parcialmente con los recursos del financiamiento complementario, serán realizadas bajo la modalidad “ex ante”, y se desarrollarán de acuerdo con las Políticas para la Adquisición de Bienes y Obras financiadas por el Banco (GN2349-9) y las Políticas

²⁷ De acuerdo a los planes de expansión de la ENEE no se contempla en los próximos 5 años la conexión de centrales de generación térmica en las SE Toncontín y Progreso.

para la Selección y Contratación de Consultores financiados por el Banco (GN-2350-9).

F. Riesgos de Desarrollo del Financiamiento Complementario

- 4.28 **Aspectos fiduciarios.** La ENEE tiene experiencia en la ejecución de proyectos con el Banco y cuenta con un equipo capacitado en materia fiduciaria, con antecedentes como OE de los préstamos 1584/SF-HO (cerrado), 2016/BL-HO (cerrado), 3103/BL-HO (el cual este financiamiento complementario apoya) y 3435/BL-HO, en ejecución. Asimismo, se tomó como insumo, el análisis de riesgos siguiendo la metodología Gestión de Riesgos de Proyectos - GRP realizado en mayo 2017 y actualizada en enero 2018. Para facilitar la ejecución del financiamiento complementario se contará dentro de la ENEE con la UCP, actualmente a cargo de la ejecución de los préstamos 3103/BL-HO y 3435/BL-HO, la cual cuenta con amplia experiencia y capacidad constatada. La UCP fue constituida al interior del OE incluyendo personal del ejecutor en la UCP en 2008, para la ejecución de los dos primeros préstamos (§3.12).
- 4.29 **Aspectos ambientales y sociales.** En función de los potenciales impactos ambientales y sociales, el Programa ha sido clasificado como Categoría B. Por esta razón, se realizó un AAS y un PGAS para las obras de ampliación de las SE de Progreso y Toncontín, los cuales se encuentran publicados en el sitio web del Banco. Las obras se realizarán dentro de predios ya afectados con infraestructura, que no requieren de adquisición de tierras adicionales, no afectarán hábitats naturales, ni pueblos indígenas, por lo que se consideran de baja complejidad. No obstante, por encontrarse próximas a zonas residenciales, puede haber molestias al vecindario por ruidos y movimiento de maquinarias. Se realizaron consultas significativas para la SE El Progreso (28 de junio de 2017, 64 participantes) y SE Toncontín (12 de junio, 60 participantes). Se han elaborado sendos informes de consultas, que han sido publicados en la web del Banco. Para el caso de la SE Toncontín los participantes solicitaron que se efectuara otra reunión donde estuviesen presentes técnicos especialistas en campos electromagnéticos. En atención a esta consulta, la ENEE contrató a una empresa consultora especializada para realizar un Estudio de Campos Eléctrico y Magnético en Toncontín. Dicho estudio se presentó en una jornada informativa el día viernes 9 de febrero de 2018, en presencia de 17 vecinos de las colonias residenciales vecinas e interesados en el desarrollo del proyecto. La participación se considera significativa, ya que fueron invitados los vecinos que levantaron su queja en la primera consulta. Durante la actividad, se destacó que los resultados obtenidos comprueban que en las zonas aledañas al cerco perimétrico y servidumbre de línea se presentan niveles de intensidad de campo eléctrico y densidad de campo magnético por debajo de los niveles regulados por la Comisión Internacional para la Protección contra las Radiaciones No Ionizantes. Los asistentes a la jornada se mostraron satisfechos con la presentación y manifestaron que están de acuerdo con el proyecto.
- 4.30 El AAS incluye el PGAS con las medidas de mitigación para las obras, su responsable de implementación y el presupuesto estimado. Las mismas incluyen, para la etapa constructiva, la prohibición de instalación de equipos eléctricos conteniendo bifenilos policlorados, el establecimiento de un sistema de atención de quejas y reclamos, restricciones de horarios de trabajo para evitar molestias a las comunidades vecinas, establecimiento de protocolos y simulacros para manejo de accidentes y ante riesgos eléctricos, incendios o explosiones. También

se han identificado medidas necesarias de adecuación de la operación actual de la infraestructura en términos de gestión ambiental y de seguridad y salud ocupacional a fin de disminuir los riesgos para los trabajadores y promover la sustentabilidad de las inversiones, tales como colocación de polos a tierra faltantes, adecuación de la canalización de cables y reposición de la capa de grava en el piso de las SE. Así mismo, medidas de verificación de que los derrames de aceites hayan sido tratados, y que se cuente con procedimientos para frecuente verificación, identificación temprana y tratamiento de los mismos. Estas medidas deberán cumplirse antes de la adjudicación de las obras. Se identificó también el riesgo de desastre por huracanes. Tanto el contratista como la ENEE, deberán incluir este riesgo dentro del plan de contingencias de las SE, para prevenir y disminuir potenciales daños e incidentes relacionados con fallas eléctricas, incendios o explosiones ante estos eventos.

- 4.31 Se ha realizado también una auditoría socioambiental en la cual se identificó que aún se encuentran pendiente de resolución algunos pasivos socioambientales de programas anteriores. En relación a los 173 casos pendientes de compensación para las LT de Danlí-Chichicaste y Las Flores-Erandique (provenientes de las operaciones 1584/SF-HO y 2016/BL-HO), fruto del trabajo conjunto entre ENEE y BID para encontrar una solución de compensación para todos los casos, que cumpla tanto con la legalidad hondureña como con las políticas de salvaguardas del Banco, ENEE presentó un Plan de Acción con actividades, responsables y plazos concretos que incluye acciones que deben realizarse antes del primer y segundo desembolso. Así mismo, se ha acordado un plan de acción para realizar el estudio e instalación de los dispositivos salvapájaros en las LT y ejecutar las medidas de reforestación que están pendientes. Para asegurar su cumplimiento, se verificará para cada desembolso el avance de estas acciones de acuerdo al cronograma acordado.
- 4.32 **Otros riesgos.** En la evaluación de riesgos se identificaron: (i) no otorgamiento oportuno de las Exoneraciones Fiscales por aplicación de Ley de incentivos a la generación con fuentes renovables, extensivo a proyectos de transmisión; y (ii) retrasos en trámite de servidumbres que representan pasivos ambientales de la operación 1584/SF-HO. Para mitigar estos riesgos se implementarán las siguientes medidas: (i) Asesoría Legal de ENEE realizará una gestión oportuna ante la Secretaría de Finanzas y el Servicio de Administración de Rentas para la obtención de las exoneraciones fiscales; (ii) apoyo de la unidad de salvaguardas ambientales y sociales del Banco, en apoyo para la tramitación oportuna de servidumbres y con diferentes instancias de gobierno para procesar los pagos para liquidar las servidumbres; y (iii) acompañamiento técnico cercano del Banco a través asistencias técnicas y supervisión del proyecto.
- 4.33 **Viabilidad financiera y económica.** Se realizó una [actualización del análisis financiero y económico ex ante](#) del programa para incluir la evaluación de la inversión del financiamiento complementario de US\$7 millones. Como primer paso, en base en las opciones técnicas identificadas como posibles soluciones a las limitantes en las SE consideradas, se realizó una evaluación que analizó las complejidades y riesgos de cada posible solución viable que llevara a crear la infraestructura necesaria para satisfacer el aumento de la demanda en la zona, brindar un servicio confiable y de calidad a los usuarios, y reducir las pérdidas de transmisión en el sistema. Como segundo paso, a estas alternativas se les realizó una evaluación financiera, la cual arrojó información sobre la mejor alternativa desde el punto de vista de retorno y recuperación de la inversión y de relación

beneficio/costo. Con base en los resultados financieros, se seleccionó la alternativa a ejecutarse bajo el programa. La solución seleccionada para la SE Progreso presenta una rentabilidad financiera con una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 49% y un Valor Actual Neto (VAN) de US\$17 millones. El VAN de la solución seleccionada para SE Toncontín es de US\$6,2 millones con una TIR de 35%.

- 4.34 Seguidamente se realizó una evaluación económica de las alternativas seleccionadas para cada caso. La selección de la alternativa técnica y financieramente más eficiente corroboró su validez en el análisis económico. El análisis costo-beneficio identifica los beneficios obtenidos por la realización del proyecto, en términos de reducción de energía no suministrada, valuada al costo neto de falla. Los costos económicos están dados por la inversión y la diferencia en el costo de operación y mantenimiento respectivos; y menores pérdidas por aumento en la estabilidad y reducción de sobrecargas. Los beneficios evaluados para los dos proyectos consisten en la valorización del efecto por la mejora en confiabilidad del servicio en el área de influencia de las SE. El análisis demostró la alta bondad financiera y económica resultante de fortalecer el sistema de transmisión, volviéndole más robusto y confiable, repercutiendo en mejoras a la calidad de la red de transmisión, de manera que permita mantener las condiciones de operación y disponibilidad de la red eléctrica y haciendo posible un mayor volumen de intercambios a través del MER. Los resultados económicos consolidados de los dos proyectos resultan en una Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE) de 55% y un Valor Presente Neto (VPNE) de US\$20,4 millones. El Cuadro 3 resume los resultados de la evaluación económica de cada proyecto y su análisis de sensibilidad.

Cuadro 3. Resumen Evaluación Económica y de Sensibilidad

	SE Progreso		SE Toncontín	
	VPNE (US\$ millones)	TIRE (%)	VPNE (US\$ millones)	TIRE (%)
Caso Base	18,58	70,9	1,8	24,2
↑ 20% Costo Inversión	17,64	59,6	1,3	19,3
↑ 20% Costo de O&M	18,41	70,3	1,7	23,6
↓ 10% Reducción fallas	16,23	63,7	1,4	21,3
↓ 20% costo de falla	13,93	57,3	0,9	18,3

V. RECOMENDACIÓN DEL EQUIPO DE PROYECTO

- 5.1 Con base en lo mencionado en el presente documento y teniendo en consideración que los recursos del financiamiento complementario no estaban previstos en la formulación del préstamo 3103/BL-HO originalmente aprobado por el Directorio Ejecutivo del Banco, y que dichos recursos provienen del SCX, se recomienda que, el Directorio Ejecutivo, con base en DR-398-17 (Reglamento del

Directorio Ejecutivo del Banco Interamericano de Desarrollo), así como en el párrafo 6 del documento CS-3953-2 (lista de asuntos que el Directorio puede considerar por procedimiento corto), apruebe, mediante dicho procedimiento, el proyecto de resolución que se adjunta al presente como Apéndice I, con el fin de modificar las Resoluciones DE-177/13 y DE-178/13 y complementar el financiamiento previsto en las mismas con los recursos del financiamiento complementario proveniente del SCX, programa SREP, y autorizar al Presidente del Banco: (i) suscriba el o los acuerdos que sean necesarios con la República de Honduras como beneficiario para otorgarle un financiamiento complementario con cargo a los recursos del SCX/SREP para la ejecución de las actividades previstas en el presente documento; y (ii) adopte las demás medidas que sean necesarias para la ejecución del financiamiento complementario a que se refiere el numeral (i) de este párrafo.

**APOYO A LA INTEGRACIÓN DE HONDURAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL
(HO-L1039) (3103/BL-HO)**

**FINANCIAMIENTO COMPLEMENTARIO CONTRIBUCIÓN NO REEMBOLSABLE PARA
PROYECTOS ESPECÍFICOS**

**PROGRAMA DE TRANSMISIÓN PARA ENERGÍA RENOVABLE EN ZONAS OCCIDENTE Y
NORTE (HO-G1006)**

Puntajes DEM: SPD ha revisado la propuesta de financiamiento complementario y ha concluido que los cambios al proyecto no afectan su evaluabilidad. Por lo tanto, la matriz DEM de la operación original y su puntaje, se mantiene vigente.

Nota de Valoración de la Evaluabilidad

El financiamiento complementario busca mejorar las condiciones de infraestructura física de Honduras que le permita una participación efectiva en el MER, mediante la ampliación de dos subestaciones existentes y operativas que forman parte de los refuerzos nacionales del sistema de transmisión de Honduras, para potenciar el uso del SIEPAC y facilitar la incorporación de ERNC en el SIN. El documento destaca que, debido al rezago de inversiones en transmisión, se han formado cuellos de botella en el SIN. Entre ellos se ubican las SE Progreso que alimenta al norte y litoral Atlántico, y Toncontín que alimenta a Tegucigalpa. Con el Proyecto, se espera mejorar los intercambios eléctricos por recuperación de la capacidad del SIEPAC en la interconexión vía Honduras y disponibilidad de sistema de transmisión eléctrico regional.

La lógica vertical del proyecto original no se ve afectada por las actividades asociadas al financiamiento complementario. Hay cambios en la matriz de resultados, y tanto los nuevos indicadores de producto como de resultados son apropiados para la modificación propuesta, y no alteran la lógica vertical original del programa.

El proyecto presenta una actualización del análisis económico que aparece como apropiado, y que muestra rentabilidad financiera y social positiva para las dos SE que serán construidas con el financiamiento complementario.

Adicionalmente, se presenta una versión actualizada del Plan de Monitoreo y Evaluación que es adecuada.

Matriz de Efectividad en el Desarrollo			
Resumen			
I. Alineación estratégica			
1. Objetivos de la estrategia de desarrollo del BID	Alineado		
Programa de préstamos	i) Préstamos a países pequeños y vulnerables; ii) Préstamos en apoyo de iniciativas sobre cambio climático, energía renovable y sostenibilidad del medio ambiente; y iii) Préstamos en apoyo a la cooperación e integración regionales.		
Metas regionales de desarrollo			
Contribución a los productos del Banco (tal como se define en el Marco de Resultados del Noveno Aumento)	i) Kilómetros de líneas de transmisión y distribución eléctrica instaladas o mejoradas; ii) Acuerdos de integración e iniciativas de cooperación regional y subregional respaldados; y iii) Número de proyectos transfronterizos y transnacionales respaldados (infraestructura y aduanas, etc.).		
2. Objetivos de desarrollo de la estrategia de país	Alineado		
Matriz de resultados de la estrategia de país	GN-2645	i) Aumentar la participación de fuentes renovables en la matriz de generación eléctrica y ii) Mejorar la eficiencia operativa y comercial del sector eléctrico.	
Matriz de resultados del programa de país	GN-2696	La intervención está incluida en el Documento de Programación de País 2013.	
Relevancia del proyecto a los retos de desarrollo del país (si no se encuadra dentro de la estrategia de país o el programa de país)			
II. Resultados de desarrollo - Evaluabilidad	Altamente Evaluable	Ponderación	Puntuación máxima
	8.9		10
3. Evaluación basada en pruebas y solución	9.7	33.33%	10
4. Análisis económico ex ante	10.0	33.33%	10
5. Evaluación y seguimiento	7.1	33.33%	10
III. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación			
Calificación de riesgo global = grado de probabilidad de los riesgos*	Bajo		
Se han calificado todos los riesgos por magnitud y probabilidad	Sí		
Se han identificado medidas adecuadas de mitigación para los riesgos principales	Sí		
Las medidas de mitigación tienen indicadores para el seguimiento de su implementación	Sí		
Clasificación de los riesgos ambientales y sociales	B		
IV. Función del BID - Adicionalidad			
El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales (criterios de VPC/PDP)	Sí	Administración financiera: i) Presupuesto, ii) Tesorería y iii) Contabilidad y emisión de reportes. Adquisiciones y contrataciones: Sistema de información.	
El proyecto usa un sistema nacional diferente a los indicados arriba para ejecutar el programa			
La participación del BID promueve mejoras en los presuntos beneficiarios o la entidad del sector público en las siguientes dimensiones:			
Igualdad de género			
Trabajo			
Medio ambiente			
Antes de la aprobación se brindó a la entidad del sector público asistencia técnica adicional (por encima de la preparación de proyecto) para aumentar las probabilidades de éxito del proyecto			
La evaluación de impacto ex post del proyecto arrojará pruebas empíricas para cerrar las brechas de conocimiento en el sector, que fueron identificadas en el documento de proyecto o el plan de evaluación			

El Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) busca poner en servicio el primer sistema de transmisión eléctrica regional que integrará las redes eléctricas de los seis países de Centro América y desarrollar el Mercado Eléctrico Regional (MER), como un séptimo mercado superpuesto a los seis mercados nacionales. Los intercambios de SIPAC/MER permanecieron relativamente constantes hasta mediados de 2013, cuando entró en vigencia el Reglamento del MER. A partir de esa fecha se han incrementado y se prevé que lleguen a los 1,000 GWh en 2014, casi el triple de los intercambios registrados en junio de 2013, frente a un objetivo de transacciones entre 3,000 y 5000 GWh.

El SIEPAC/MER enfrenta varios retos para alcanzar estos hitos, siendo uno de ellos la integración del tramo Panaluya en Guatemala (GU) – San Buenaventura en Honduras (HO). En este tramo, por emergencias en el suministro de energía de carácter doméstico, se han realizado conexiones al margen de las normas regionales – mediante la instalación de una sub estación móvil - lo que impide la operación comercial regional del tramo Panaluya (GU)-San Buenaventura (HO). Esta situación también afecta la sostenibilidad financiera y el buen funcionamiento de la integración regional eléctrica centroamericana.

La solución al problema de la conexión de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras (ENEE) a la línea SIEPAC en este tramo requiere reemplazar la subestación móvil existente por la subestación denominada La Entrada lo que permitirá normalizar la operación de este tramo del SIEPAC, cerrando un “anillo” entre los sistemas de Guatemala, El Salvador y Honduras. Los proyectos que financian actualmente actividades para la integración eléctrica no cuentan ya con recursos suficientes para las obras requeridas para su finalización. El diagnóstico está presentado articuladamente con suficiente evidencia empírica.

En concordancia con el diagnóstico, se propone el financiamiento de inversiones relacionadas con la integración de Honduras al SIEPAC – lo que incluye principalmente el financiamiento para la subestación La Entrada, el financiamiento adicional a inversiones en curso y un financiamiento para el fortalecimiento de la gestión comercial. Esta subestación se considera de vital importancia para cerrar el enlace entre el SIEPAC y la red de transmisión de Honduras, permitiendo normalizar la operación comercial entre Guatemala y Honduras, incluyendo transacciones de energía eléctrica con el resto de los países de Centro América.

La construcción de las obras previstas redundará en mejoras operativas y de sostenibilidad que están representadas en los indicadores de resultados, y estas mejoras operativas resultarán en que Honduras pueda efectivamente integrarse en su tramo Noroccidental al SIEPAC. La documentación contiene un análisis económico completo. El plan de monitoreo y evaluación propone la realización de una evaluación de costo-beneficio ex-post.

MATRIZ DE RESULTADOS

Objetivo del Programa	El objetivo del financiamiento complementario es mejorar las condiciones de infraestructura física de Honduras que le permita una participación efectiva en el Mercado Eléctrico Regional (MER), mediante la ampliación de dos subestaciones existentes y operativas que forman parte de los refuerzos nacionales del sistema de transmisión de Honduras, para potenciar el uso del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC) y facilitar la incorporación de Energías Renovable No Convencionales (ERNC), en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).
------------------------------	--

Indicadores de Resultado	Unidad de medida	Línea Base 2017	Meta Fin del Proyecto	Fuente de información	Frecuencia de Verificación
Porcentaje promedio de carga en los Transformadores de Transmisión de la SE Progreso.	Porcentaje %	98,93%	76,63% ¹	Gerencia de Despacho de Energía	Anual
Porcentaje de carga del Transformador de Transmisión de la SE Toncontín.	Porcentaje %	112%	56% ²	Gerencia de Despacho de Energía	Anual
Generación eléctrica con energía renovable / total de generación en la red nacional.	Porcentaje %	49%	53%	Gerencia de Despacho de Energía	Anual
Incremento de la oferta de energía renovable como resultado de las restricciones de transmisión evitadas.	GWh/año	0	70	Gerencia de Despacho de Energía	Anual

Indicadores de Producto	Línea Base 2017	Año 1	Año 2	Año 3	Fin del Proyecto	Fuente de Información
Componente I. Inversión en obras relacionadas con la integración de Honduras al SIEPAC.						
Subestación El Progreso ampliada de 300MVA a 450MVA.	-	-	-	1	1	Gerencia de Operación del Sistema/OS OM, División de Ingeniería ENEE.
Subestación Toncontín Etapa I ampliada de 75MVA a 150MVA.	-	-	-	1	1	Reporte de firma supervisora/ENEE.

¹ Confirmar con Gerencia de Despacho de Energía la carga máxima a la que estará sometido el banco de transformadores, incluyendo el nuevo transformador de 150MVA, para una capacidad total de transformación de 450MVA.

² Confirmar con Gerencia de Despacho de Energía la carga máxima a la que estará sometido el nuevo transformador de 150MVA.

**APOYO A LA INTEGRACIÓN DE HONDURAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL Y AL
ACCESO DE LA ENERGÍA RENOVABLE A LA RED**

HO-G1006

CERTIFICACIÓN

La Unidad de Gestión de Donaciones y Cofinanciamiento (ORP/GCM) certifica que la operación ha recibido la carta de compromiso para financiamiento del **Fondo Estratégico Sobre el Clima (SCX)** hasta la suma de **US\$ US\$7.000.000** confirmado por Goritza Ninova (ORP/GCM), 3 de agosto de 2017.

Certificado por:	Original Firmado	27 de abril, 2018
	_____ Sonia M. Rivera Jefe Unidad de Gestión de Donaciones y Cofinanciamiento ORP/GCM	_____ Fecha

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-___/18

Honduras. Financiamiento Complementario No Reembolsable para Inversión GRT/___ - ____-HO
Apoyo a la Integración de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional
y al Acceso de la Energía Renovable a la Red

Modificación de las Resoluciones DE-177/13 y DE-178/13
Apoyo a la Integración de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional
(3103/BL-HO)

CONSIDERANDO:

Que los recursos del Programa de Impulso a las Energías Renovables en Países de Bajos Ingresos (SREP) del Fondo Estratégico sobre el Clima ("SCX") no estaban previstos en la formulación original del programa "Apoyo a la Integración de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional", aprobado por el Directorio Ejecutivo mediante las Resoluciones DE-177/13 y DE-178/13, y teniendo en cuenta que dichos recursos van a ser administrados por el Banco Interamericano de Desarrollo (el "Banco"), como entidad implementadora del SCX, a través de un financiamiento no reembolsable para inversión, es necesario modificar las Resoluciones DE-177/13 y DE-178/13.

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco: (i) tome las medidas pertinentes para que el Banco administre, como entidad implementadora del SCX, un financiamiento no reembolsable para inversión por la suma de US\$7.000.000 (la "Contribución"), de conformidad con lo establecido en el Documento PR-____; (ii) proceda a formalizar el convenio o convenios que sean necesarios con la República de Honduras, como Beneficiario, para otorgarle un financiamiento complementario a los aprobados mediante las Resoluciones DE-177/13 y DE-178/13, destinado a cooperar en la ejecución del proyecto "Apoyo a la Integración de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional y al Acceso de la Energía Renovable a la Red" (el "Proyecto"). Dicho financiamiento será no reembolsable hasta por la suma de US\$7.000.000 con cargo a los recursos de la Contribución, y se otorga en los términos descritos en el Documento PR-____; y (iii) adopte las demás medidas necesarias para la ejecución del Proyecto.

(Aprobada el ____ de _____ de 2018)