

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

HONDURAS

APOYO A LA INTEGRACIÓN DE HONDURAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

(HO-L1039)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Sylvia Larrea (INE/ENE) y Carlos Jacome (ENE/CHO) Co-Jefes de Equipo; Carlos Trujillo (INE/ENE); Yolanda Valle (INE/ENE); Virginia Snyder (INE/ENE); Ignasi Nieto (CID/CID); Kelvin Suero (FMP/CHO); Juan Carlos Martell (FMP/CHO); Ana Paz (CID/CHO); María Cristina Landázuri (LEG/SGO); Denis Corrales (VPS/ESG); Elsa Chang (VPS/ESG); bajo la supervisión de Leandro Alves, Jefe de la División de Energía (INE/ENE) e Ian Walker, Representante de Honduras (CID/CHO).

De conformidad con la Política de Acceso a Información, el presente documento está sujeto a divulgación pública.

INDICE

I.	DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS	2
A.	Antecedentes, problemática y justificación	2
B.	Objetivo, Componentes y Costo	8
C.	Matriz de Resultados con Indicadores	10
D.	Costo y Financiamiento	10
II.	ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS	10
A.	Estructura de Financiamiento	10
B.	Riesgos Principales y Medidas de Mitigación	10
C.	Viabilidad Económica, Financiera y Técnica	13
III.	PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y ADMINISTRACIÓN	14
A.	Aspectos de Ejecución	14
B.	Administración.....	15

ANEXOS	
ANEXO I	Matriz de Efectividad en el Desarrollo (Resumen)
ANEXO II	Matriz de Resultados
ANEXO III	Acuerdos y Requisitos Fiduciarios

ENLACES ELECTRÓNICOS
REQUERIDOS <ol style="list-style-type: none">1. Plan Operativo Anual http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=380293392. Plan de Monitoreo y Evaluación (M&E) http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=379586933. Informe de Gestión Ambiental y Social http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=380820284. Plan de Adquisiciones Completo http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38029049 OPCIONALES <ol style="list-style-type: none">1. Sistema de Evaluación de la Capacidad Institucional (SECI) http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=380293712. Informe de Análisis Económico http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=380292533. Informe Técnico de Ingeniería http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=380292974. Auditoria Socio-Ambiental http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=380292365. Anexo Técnico de Integración Regional http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38060222

SIGLAS Y ABREVIATURAS

AOM	Administración, Operación y Mantenimiento
ASE	Programa de Apoyo al Sector Energía
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CDMER	Consejo Directivo del MER
CNE	Comisión Nacional de Energía
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EOR	Ente Operador Regional
EPR	Empresa Propietaria de la Red
GWh	Gigavatio-hora
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
kV	Kilovoltios
LMSE	Ley Marco del Subsector Eléctrico
MER	Mercado Eléctrico Regional
MVA	Mega Voltio Amperio
MW	Megavatio
MWh	Megavatio-hora
OS	Operador de Sistema
OM	Operador de Mercado
PAASS	Plan de Acción Ambiental y de Salud y Seguridad
PA	Plano de Adquisiciones
POA	Programa Operativo Anual
POD	Propuesta de Desarrollo de la Operación
RTR	Red de Transmisión Regional
SECI	Sistema de Evaluación de la Capacidad Institucional
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económico
UCP	Unidad Coordinadora del Programa
USAID	Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional
VPN	Valor Presente Neto

RESUMEN DEL PROYECTO
HONDURAS
Apoyo a la Integración de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional
HO-L1039

Términos y Condiciones Financieras					
				CO	FOE
Prestatario: República de Honduras			Plazo de amortización:	30 años	40 años
Organismo ejecutor: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)			Periodo de desembolso:	5,5 años	5,5 años
Fuente	Monto	%	Periodo de gracia:	6 años	40 años
			Comisión de inspección y vigilancia:	*	N/A
BID (CO)	16.051.000	70	Tasa de interés:	FU-Fija	0,25%
BID (FOE)	6.879.000	30	Comisión de crédito:	*	N/A
Total	22.930.000	100	Moneda de aprobación:	Dolar estadounidense con cargo a la FU del capital ordinario	US\$

Objetivo del Programa:

El objetivo general del Programa es apoyar la entrada en operación comercial de uno de los tramos del SIEPAC y mejorar las condiciones de infraestructura física de Honduras que le permita una participación efectiva en el 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 MER.

Condiciones contractuales especiales:

Condiciones especiales previas al primer desembolso: (i) que se haya suscrito el convenio subsidiario entre ENEE y la Secretaría de Estado en el Despacho de Finanzas (¶3.1); (ii) que la UCP cuente con un Coordinador General del Programa, un Coordinador Técnico, un Especialista de Monitoreo, un Especialista Financiero, un Especialista en Adquisiciones y un Especialista Medioambiental (¶3.2); y (iii) la elaboración y aprobación del Manual Operativo del Programa (¶3.2).

Condiciones especiales de ejecución: (i) la ENEE deberá cumplir con las obligaciones ambientales y sociales establecidas en detalle en el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS), e implementar las acciones como previstas en el Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS), según los plazos allí estipulados y cumplir con la normativa ambiental y social vigente en el MER (¶3.6); y (ii) la ENEE deberá presentar al Banco evidencia de la adquisición del terreno previo a la adjudicación del contrato de obras (¶2.7).

Excepciones a las políticas del Banco: Ninguna.

El proyecto califica SEQ ☐ PTI ☐ Sector ☐ Geográfica ☐ % de beneficiarios ☐
como:

(*) La comisión de crédito y la comisión de inspección y vigilancia serán establecidas periódicamente por el Directorio Ejecutivo como parte de su revisión de los cargos financieros del Banco, de conformidad con las políticas correspondientes.

I. DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS

A. Antecedentes, problemática y justificación

- 1.1 La presente operación HO-L1039¹, apoya la integración de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica (MER) a través del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC)². Este préstamo contempla: (i) hacer operativo uno de los ejes principales del SIEPAC: el tramo Panaluya en Guatemala (GU) a San Buenaventura en Honduras (HO) (¶1.7 a 1.12); (ii) terminar las obras de dos operaciones del Banco que apoyan la inserción de Honduras en el MER, y que están actualmente bajo ejecución (¶1.13 a 1.18); y (iii) fortalecer la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para una efectiva participación en el MER (¶1.19).
- 1.2 El MER fue acordado mediante un Tratado Marco suscrito por seis países centroamericanos: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá y está concebido como un séptimo mercado eléctrico, adicional a los mercados eléctricos de cada país. El MER se viabilizó mediante la construcción del proyecto SIEPAC el cual permite mayores intercambios de energía eléctrica entre los países. Entre los beneficios del SIEPAC/MER están la optimización del recurso energético e infraestructura eléctrica de la región centroamericana para reducir los costos de la energía eléctrica en dichos países, aprovechando economías de escalas en inversiones en generación eléctrica de carácter regional y ahorros en las inversiones individuales de cada país en capacidades de reserva.
- 1.3 El financiamiento de la infraestructura eléctrica del SIEPAC y la asistencia técnica para la creación del MER fueron aprobados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID o Banco) originalmente en el año 1997. Para su ejecución se creó la Empresa Propietaria de la Red (EPR) y los seis países prestatarios del Banco, a través de sus respectivas empresas eléctricas nacionales, firmaron Convenios de Transferencia de los Financiamientos a la EPR. Adicionalmente, para posibilitar el desarrollo del MER, se crearon los organismos regionales, el Consejo Directivo del MER (CDMER) quien se ocupa de los temas de política de integración eléctrica, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) que actúa como ente regulador y normativo y el Ente Operador Regional (EOR) como operador del sistema y mercado.
- 1.4 Los intercambios de energía eléctrica en el SIEPAC/MER se mantuvieron más o menos constantes a lo largo de los últimos años de 368 Gigavatio-hora (GWh) en

¹ El número HO-L1039 había sido reservado para un segundo préstamo del “Programa de Apoyo al Sector de Energía II” (Programa ASE), cuyo primer préstamo, 2016/BL-HO (HO-L1019), fue aprobado por el Directorio del Banco Inter-Americano de Desarrollo (BID o Banco) el 10 de septiembre de 2008. Sin embargo, esa segunda operación nunca se pudo realizar y se le ha asignado el número a esta operación.

² SIEPAC consta de dos componentes principales: (i) la construcción y puesta en servicio del primer sistema de transmisión eléctrica regional que integrará la redes eléctricas de dichos seis países; y (ii) el desarrollo del MER, conceptualizado como un séptimo mercado, superpuesto a los seis mercados nacionales existentes, con regulación e institucionalidad regional. Mayores detalles del SIEPAC se encuentran en el enlace electrónico [IDBDOCS#37799822](https://www.idbdocs.org/eng/document/IDBDOCS37799822).

el año 2009, 336 GWh en el 2010, 344 GWh en el 2011, y 310 GWh en el 2012. Sin embargo, en junio 2013, con la entrada en vigor del Reglamento del MER (RMER), hay un cambio de tendencia y estos intercambios se están incrementando significativamente a 506 GWh en el interanual hasta septiembre 2013, y se prevé que en el 2014 llegue a los 1.000 GWh. Para tener una idea de lo que estas cifras representan, la demanda total de la región está alrededor de 44,205 GWh³ y el objetivo de transacciones en el MER se situaría entre los 3,000 GWh y 5,000 GWh.

- 1.5 A pesar de los avances, el SIEPAC/MER enfrenta todavía retos a superar para su consolidación final, siendo uno de ellos la puesta en operación comercial de toda la línea. Para que esto sea posible hace falta poner en operación comercial dos de los 19 tramos:
 - a. Tramo Parrita - Palmar Norte en Costa Rica, se encuentra en construcción y tiene fecha estimada de operación para fines de 2014
 - b. Tramo Panaluya en Guatemala (GU) - San Buenaventura en Honduras (HO), se encuentra construido pero aún no cuenta con autorización para operación comercial debido a que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras (ENEE) realizó, en este tramo, una conexión sin seguir el procedimiento que establece la regulación regional, al conectar la subestación móvil San Nicolás para solucionar un grave problema de suministro en la zona occidental de Honduras. A consecuencia de ello, el tramo Panaluya (GU) a la subestación San Nicolás se encuentra fuera de servicio y el tramo San Buenaventura (HO) a la subestación San Nicolás se utiliza para alimentar la citada subestación San Nicolás, es decir, como línea doméstica o nacional⁴.
- 1.6 La ENEE es un actor clave de Honduras en el proyecto SIEPAC/MER, al ser socio de la EPR y tener el rol de Operador de Sistema/Operador de Mercado (OS/OM) nacional. ENEE es una empresa estatal verticalmente integrada con participación única a nivel nacional en los sectores de distribución, transmisión y despacho en Honduras. En el año 1994, se aprobó la Ley Marco del Subsector Eléctrico (LMSE) orientada a introducir una reforma que promoviese la participación privada en generación y distribución. A partir de la reforma, la participación privada en generación ha ido incrementando representando en la actualidad 67% de la capacidad instalada en Honduras. Recientemente el Gobierno de Honduras (GdH) ha iniciado acciones para concesionar la distribución, transmisión y comercialización de energía eléctrica.
- 1.7 **Problemática y Justificación.** En el año 2011, la ENEE declaró en emergencia la prestación de los servicios de energía eléctrica en la zona occidental de Honduras⁵, lo cual fue la base para desarrollar un plan de acción para mejorar el

³ Fuente: Estadísticas de producción del subsector eléctrico, 2012 de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) publicado en Mayo de 2013.

⁴ Resolución No. CRIE-NP-05-2013. www.crie.org.gt

⁵ La zona occidental de Honduras, en particular los municipios de La Entrada, Ruinas de Copán y Sula-Quimistan, en el Departamento de Copán y Santa Bárbara, respectivamente, presentan un servicio eléctrico

servicio de energía en dicha zona. El plan implicaba utilizar provisionalmente parte de la línea SIEPAC en el tramo de Panaluya (GU) a San Buenaventura (HO) y conectó una subestación móvil de 50 Mega Voltio Amperio (MVA) a 230/34.5 kV, lo que generó inconvenientes con el regulador regional, la CRIE, al haberse realizado una conexión al margen de las normas y reglamentaciones regionales vigentes. Como tal, la CRIE no aprobó esta conexión.

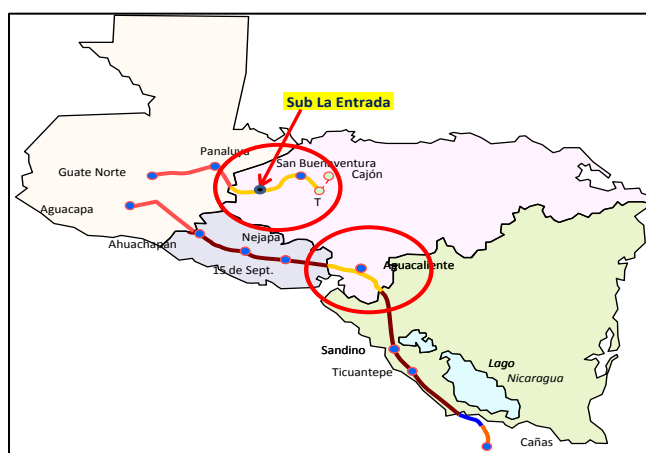
- 1.8 La falta de operación comercial del tramo Panaluya (GU) a San Buenaventura (HO) impide realizar transacciones eléctricas y obtener beneficios del mercado eléctrico regional. Asimismo pone en riesgo la sostenibilidad financiera y el buen funcionamiento de una de las operaciones más importantes de integración regional de América Latina. La falta de solución a este problema, afecta tanto a la EPR como a la ENEE.
- 1.9 En particular, los problemas identificados son: (i) Financiero: EPR no puede recibir los ingresos asociados a este tramo, con lo que a medida que pasa el tiempo sin la entrada en operación comercial, se van dejando de recibir montos que acabarían ocasionando un problema de sostenibilidad al SIEPAC/MER. En el año 2013 se habrán dejado de percibir alrededor de US\$1.4 millones por concepto de ingresos en este tramo, según cálculos de la EPR; (ii) mayores costos para la ENEE de acuerdo con la normativa del RMER, si este tramo estuviera en operación comercial, los costos asociados al mismo, serían asumidos por los agentes del mercado que realizaran intercambios a través de este tramo. En cambio, al no estar en operación la línea, estos gastos serían asumidos por la ENEE, agravando su situación financiera; (iii) falta de capacidad de transmisión eléctrica: Las condiciones actuales de falta de capacidad de transformación en la zona de Occidente de Honduras, impiden que la energía a ser generada por diferentes proyectos de energía renovable en dicha zona puedan integrarse al SIEPAC/MER; (iv) Reducción de potenciales intercambios de electricidad: actualmente este tramo no puede ser utilizado para los intercambios internacionales lo cual reduce el potencial de transacciones del SIEPAC/MER, perjudica a los consumidores y generadores/comercializadores de electricidad ya que no se pueden aprovechar las ventajas de precio más competitivos que se podrían utilizar si este tramo estuviera en operación; y (v) Exportaciones ineficientes: Guatemala que es el país con mayor capacidad exportadora de la zona, no puede utilizar este tramo para exportar a Honduras y debe hacerlo vía El Salvador, lo cual es más ineficiente y reduce las posibilidades de negocio en el mercado.
- 1.10 Para resolver el problema generado por la conexión de la ENEE a la línea SIEPAC en el tramo San Buenaventura (HO) a Panaluya (GU), la CRIE y el EOR determinaron la necesidad de que la ENEE adopte una solución definitiva que

de baja calidad medidos a través de: (i) bajos niveles de tensión de 86% del voltaje nominal, donde entre el 95% y el 98% se puede considerar aceptable; (ii) altas pérdidas de 21% cuando en sistemas radiales los niveles de pérdidas están alrededor de 10%; y (iii) fallas frecuentes de 6.4 horas/mes, cuando el promedio de fallas a nivel nacional es de 2.5 horas/mes.

satisfaga las normas regionales, reemplazando la subestación móvil existente por una solución definitiva.

- 1.11 Esta solución definitiva sería la construcción de la subestación La Entrada,⁶ contemplada en el Programa, lo cual permitirá que la CRIE autorice la conexión a la línea del SIEPAC en este punto y se normalice la operación comercial de este tramo del SIEPAC (ver Figura 1). El diseño de la subestación toma en consideración estándares técnicos que incorpora sistemas de medición comercial en la línea San Buenaventura (HO) a Panaluya (GU) con la finalidad de cuantificar los valores de energía comercializada entre los países, conexión al centro de control de la ENEE y ajuste de control automático de generación.⁷

Figura 1. SIEPAC y la ubicación de la Subestación La Entrada



- 1.12 Técnicamente, la entrada en operación de este tramo, cerraría un “anillo” eléctrico entre los sistemas de Guatemala, El Salvador y Honduras, lo cual confiere a la red regional de transmisión una robustez necesaria⁸.
- 1.13 La iniciativa de interconexión energética del Plan Puebla Panamá (PPP), iniciativa bajo la cual se ejecuta el SIEPAC, persigue promover el uso eficiente de los recursos naturales de la región para la producción de energía, particularmente para beneficio de las comunidades rurales que no cuentan con servicio eléctrico. Dentro de este marco en el año 2005, el Banco aprobó la operación “Apoyo a la Electrificación Rural y al Sector de Energía”, 1584/SF-HO (HO-0224), contribuyendo no solo con el componente de electrificación rural, sino con la modernización del centro de despacho que permitirá a la ENEE interactuar de manera adecuada con el mercado y lograr una activa participación en el MER.

⁶ La subestación a instalarse en el municipio La Entrada, está contemplada y justificada en el Plan de Expansión de Transmisión y Distribución de la ENEE.

⁷ Hay estudios que demuestran que las intervenciones contempladas bajo el Programa serán efectivas: (i) Reglamento del MER. Capítulo 5. [IDBDOCS#38202824](#). Estudio de Seguridad Operativa; (ii) Informe de Revisión a los Estudios Técnicos relativos a la Solicitud de Conexión a la RTR de la Subestación San Nicolás del EOR; y (iii) Préstamo SIEPAC (CA-0035) financiado por el BID.

⁸ Las líneas de transmisión nacionales complementan el anillo y no son mostradas en la Figura 1, que muestra básicamente la línea del SIEPAC.

- 1.14 Adicionalmente, para lograr una efectiva utilización del SIEPAC/MER, cada país debe contar con una red de transmisión nacional con capacidad suficiente para acomodar la creciente demanda de energía eléctrica la cual podría ser suplida a través de las interconexiones regionales. Es así que en 2010, el Banco aprobó el financiamiento a la operación “Programa de Apoyo al Sector Energía - Programa ASE”, 2016/BL-HO (HO-L1019), el cual buscaba incrementar la capacidad de la red de transmisión eléctrica para el transporte de la energía local y del mercado regional necesaria para enfrentar la demanda de mediano plazo en condiciones de confiabilidad.
- 1.15 Estas dos operaciones, 1584/SF-HO y 2016/BL-HO, que apoyan la inserción de Honduras en el MER y que están actualmente bajo ejecución, están con déficit de recursos financieros para terminar las obras que tenían contemplados y que están contratadas.
- 1.16 El déficit de recursos en dichas operaciones surge cuando: (i) como parte del cumplimiento de los compromisos adquiridos por Honduras para el Mecanismo de Alivio de Deuda Multilateral (CA-474-2), el 29 de enero de 2008, el Banco aprobó el redimensionamiento de la operación 1584/SF-HO y se redujo en US\$9,9 millones; y (ii) el 29 de septiembre de 2010, el Directorio del Banco aprobó el aumento de financiamiento suplementario para SIEPAC (PR-3598), reorientando US\$4,5 millones de la operación 2016/BL-HO.
- 1.17 Al momento de presentar la recomendación de reducir recursos de los préstamos 1584/SF-HO y 2016/BL-HO, se estimaron que los recursos reducidos por un monto total de US\$14,4 millones (provenientes principalmente de contingencias), no serían necesarios para terminar las obras planteadas. Con el paso del tiempo y los atrasos en la ejecución relacionados con demoras en la obtención oportuna de servidumbres de paso, se puso en evidencia la necesidad de utilizar parte de esos recursos que fueron reducidos. Como tal, los proyectos 1584/SF-HO y 2016/BL-HO, que financian obras de ampliación y construcción de subestaciones, líneas de transmisión y apoyo a la eficiencia de ENEE en la comercialización y despacho de energía eléctrica⁹, no tienen recursos suficientes para terminar los pagos de las obras referidas en 1.27(b)¹⁰.
- 1.18 Para lograr la adecuada finalización de los proyectos 1584/SF-HO y 2016/BL-HO, es necesario apoyar el financiamiento de las obras que faltan, reponiendo aproximadamente US\$4,8 millones (aproximadamente US\$2,4 millones cada operación) de los US\$14,4 millones reducidos. La disponibilidad de estos recursos permitirá alcanzar los resultados previstos en estas operaciones. El resto de obras contempladas en dichos préstamos han sido terminadas. Actualmente,

⁹ Principalmente la modernización del Centro Nacional de despacho para mejorar y ampliar los medios de adquisiciones de datos, control de la red eléctrica y gestión del mercado eléctrico (SCADA/EMS) e invertir en los sistemas de telecomunicaciones.

¹⁰ La cuantificación de los recursos financieros requeridos para finalizar las obras forman parte del Informe Técnico de Ingeniería [IDBDOCS#38029297](#).

ambos préstamos están siendo ejecutados adecuadamente y presentan un desembolso de casi el 100%.

- 1.19 Aunque con recursos de las dos operaciones mencionadas anteriormente, la ENEE ha adquirido equipamiento para el Centro Nacional de Despacho, persiste una debilidad en la gestión de comercialización de energía con los países de la región a través del MER¹¹ (§1.13 y 1.14). Para maximizar los beneficios de la integración de Honduras al MER, especialmente frente a la puesta en vigencia de la reglamentación del MER a partir de junio de 2013, se requiere seguir apoyando el fortalecimiento de la capacidad de gestión comercial de la ENEE, donde se han identificado acciones necesarias, como la creación de la Unidad de Comercialización y Transacciones Eléctricas en el Centro Nacional de Despacho de energía de la ENEE y la realización de mejoras en la gestión de la ENEE para un manejo adecuado de información de transacciones comerciales en el MER. Ambas acciones, las cuales no eran necesarias anteriormente porque el sistema eléctrico funcionaba como un monopolio aislado, se hacen imprescindibles en los sistemas eléctricos que entran a formar parte de un mercado regional.
- 1.20 Dentro de este contexto se presenta esta operación de “Apoyo a la Integración de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional” (el Programa), el cual financiará inversiones prioritarias para apoyar la integración regional y el fortalecimiento de la gestión comercial de ENEE, dando continuidad a los préstamos en ejecución (1584/SF-HO y 2016/BL-HO) y el fortalecimiento de la ENEE para la integración eléctrica centroamericana (1095/SF-HO y 007/SQ-HO).
- 1.21 **Estrategia de la Región Centroamericana en el Sector.** La estrategia de los países centroamericanos para el desarrollo de su sector eléctrico está plasmada en el documento “Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020”¹² aprobado por todos los gobiernos de la región en 2008, el cual plantea como objetivo principal asegurar el abastecimiento energético de América Central, en calidad, cantidad y diversidad de fuentes, necesario para garantizar el desarrollo sostenible, teniendo en cuenta la equidad social, crecimiento económico, la gobernabilidad y compatibilidad con el ambiente, de acuerdo con los compromisos ambientales internacionales. La estrategia incluye el fortalecimiento de la integración energética regional (mercado eléctrico regional y la unión aduanera) como uno de los medios fundamentales para alcanzar ese objetivo. Adicionalmente, en la Declaración Ministerial sobre el Progreso de la Integración Energética Mesoamericana y el Comercio de Electricidad bajo en Emisiones en Carbono, que se firmó en el encuentro de que tuvo lugar en el BID los días 27 y 28 de Junio de 2013, los Ministros de Energía de la región renovaron su compromiso para impulsar la integración energética mesoamericana y completar la infraestructura del SIEPAC para el 2014.

¹¹ El Informe de Recomendaciones para la Mejora de Procedimientos, Perfil de Personal y Plan de Implementación por Pablo Corredor. Ver enlace electrónico [IDBDOCS#38174656](#).

¹² Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y el Sistema de Integración Centroamericano.

- 1.22 **Estrategia del Banco en el Sector Eléctrico de Centroamérica.** El programa propuesto es consistente con la Estrategia Sectorial de Apoyo a la Integración Competitiva Regional y Global (GN-2565-4) adoptada en el 2011, la cual considera entre las áreas de intervención prioritarias del Banco la integración física de las redes eléctricas, la armonización regulatoria de los mercados energéticos y el fortalecimiento de capacidad regional de generación que pueden contribuir a una mayor eficiencia y seguridad energética.
- 1.23 **Alineación Estratégica.** El Programa cumple con los criterios establecidos en el Noveno Aumento General de Recursos del Banco (AB-2764): (i) financiamiento a países pequeños y vulnerables; (ii) financiamiento para respaldar la cooperación y la integración regional (integración energética); y (iii) financiamiento que respalda las iniciativas sobre cambio climático, energía sostenible y sostenibilidad ambiental dado que las actividades a ser desarrolladas bajo el Programa facilitarán la compra y venta de energía en el mercado eléctrico regional. La línea del SIEPAC y en particular, la conexión con Guatemala a través del enlace Panaluya - San Buenaventura es muy importante para permitir un incremento en la participación de fuentes renovables de manera eficiente y sin afectar negativamente la seguridad y la calidad del suministro, permitiendo la reducción de la generación térmica en Honduras.¹³ Asimismo, el Programa está alineado con la Estrategia de País con Honduras 2011-2014 (GN-2645) donde se establece como área de diálogo las actividades regionales del sector de energía (§3.5 de GN-2645). Este Programa apoya la consolidación del SIEPAC con las inversiones necesarias para la integración de Honduras al MER. La Estrategia también indica que el apoyo del Banco al sector eléctrico de Honduras mediante préstamos de inversión está sujeto a avances en la reforma del sector (§3.18-3.21 de GN-2645). La presente operación de inversión, presenta un Programa que busca contribuir a la agenda de integración regional mientras el sector eléctrico de Honduras avanza en la reformas necesarias que permitirán al Banco apoyar al sector directamente.
- 1.24 **Consistencia con las Políticas.** El Programa es consistente con los objetivos establecidos en la Política de Energía (OP-733) y en la Política de Energía Eléctrica (OP-733-1). La OP-733 establece entre sus objetivos el de “satisfacer en forma eficiente las necesidades energéticas derivadas del proceso de desarrollo económico de sus países miembros” y “fomentar la cooperación entre los países miembros para el desarrollo y utilización conjunta de sus recursos de energía, mediante la ejecución de proyectos nacionales, bilaterales y multilaterales”. En particular, la OP-733-1 promueve el financiamiento de proyectos que permitan aumentar la disponibilidad y seguridad del abastecimiento de energía.

B. Objetivo, Componentes y Costo

- 1.25 El objetivo general del Programa es apoyar la entrada en operación comercial de uno de los tramos del SIEPAC y mejorar las condiciones de infraestructura física de Honduras que le permita una participación efectiva en el MER.

¹³

Ver Anexo Técnico de Integración Regional [IDBDOCS#3806022](#).

- 1.26 El Programa tiene como objetivos específicos: (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 MER. Para lograr los objetivos se estructuraron los siguientes componentes.
- 1.27 **Componente I: Inversión en obras relacionadas con la integración de Honduras al SIEPAC (US\$ 19,7 millones).** El Componente I está dividido en dos partes:
- a. **Construcción de la Subestación La Entrada (US\$14,9 millones)**¹⁴. El cual incluye: (i) la construcción de una subestación con capacidad de transformación de 50 MVA a 230 kV/34,5 kV, con sus líneas de salida asociadas, para crear un enlace entre SIEPAC y la red de transmisión de Honduras; (ii) instalación de tres torres para la entrada de las líneas de transmisión; (iii) mejoras en líneas de distribución asociadas; y (iv) la adquisición de terreno para la construcción de la subestación.
 - b. **Inversiones en Infraestructura de Transmisión Eléctrica (US\$4,8 millones).** Permitirá finalizar las obras contempladas y alcanzar los resultados de los préstamos 1584/SF-HO y 2016/BL-HO. Las obras por terminar bajo dichos préstamos son: (i) dos líneas de transmisión en 69 kV: Las Flores–Erandique (62 km) y Danli–Chichicaste (33 km); (ii) una línea de transmisión a 138 kV: San Pedro Sula Sur–Naco (23 km); (iii) la ampliación de las Subestaciones Las Flores y Danli (todo bajo el 1584/SF-HO); y (iv) la subestación Amarateca con capacidad de transformación de 150 MVA a 230 kV (2016/BL-HO). Estas son obras contempladas en el diseño original de las operaciones y que ya están contratadas pero que principalmente por motivos de servidumbres se retrasaron en su ejecución.¹⁵
- 1.28 **Componente II. Fortalecimiento de ENEE en comercialización en el MER (US\$1,7 millones).** El Componente II apoyará a la ENEE a mejorar su capacidad de gestión, incluyendo: (i) creación de la Unidad de Comercialización/Transacciones Eléctricas en el Centro Nacional de Despacho de energía de la ENEE con el objetivo de potenciar los beneficios de comercialización de energía de la ENEE en el MER; y (ii) mejora en la gestión financiera de la ENEE para un manejo adecuado de información de transacciones comerciales en el MER.
- 1.29 **Ingeniería, administración, auditoría y evaluaciones (US\$1,49 millones).** Esta parte apoyará la ejecución del Programa mediante recursos para realizar la supervisión del Programa, incluyendo el monitoreo ambiental, auditoría y evaluación.

¹⁴ Este monto incluye los conceptos: Subestación La Entrada y Contingencias.

¹⁵ Ver pie de página 10.

C. Matriz de Resultados con Indicadores

- 1.30 Como resultado de las inversiones en transmisión con enfoque regional, se contempla la autorización de operación comercial del tramo del SIEPAC de Panaluya a San Buenaventura y mejora en la calidad de servicio y en la confiabilidad del sistema eléctrico de Honduras. La Matriz de Resultados (Anexo II) presenta indicadores de impacto, resultado y producto para contribuir a la evaluación del Programa y han sido acordados con ENEE quien contribuirá con la verificación.

D. Costo y Financiamiento

- 1.31 El costo del Programa es de US\$22,93 millones a ser financiado por el Banco a través de un préstamo de inversión.¹⁶

Cuadro 1. Costos y Financiamiento

Conceptos		Financiamiento (US\$ millones)	
No	Descripción	BID	Total
1	Costos Directos	20,04	20,04
1.1	Subestación La Entrada	13,53	13,53
1.2	Reposición del financiamiento 1584/SF-HO y/ 2016/BL-HO	4,79	4,79
1.3	Fortalecimiento Institucional	1,73	1,73
2	Contingencias	1,39	1,39
3	Ingeniería, Administración, Auditoría y Evaluaciones	1,50	1,50
3.1	Ingeniería, Administración y Medio Ambiente	1,34	1,34
3.2	Auditoría Externa	0,13	0,13
3.3	Evaluación Medio Término y Final	0,03	0,03
	Total del Programa	22,93	22,93
	Porcentaje de participación	100%	100%

II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

A. Estructura de Financiamiento

- 2.1 El Programa propone financiamiento a la República de Honduras bajo la modalidad de préstamo de inversión.

B. Riesgos Principales y Medidas de Mitigación

1. Riesgo Institucional y Fiduciario

- 2.2 La ejecución del Programa será realizada por la ENEE, utilizando su estructura organizacional y sistemas de gestión fiduciarios. El riesgo institucional y fiduciario de la ENEE fue analizado por el equipo de proyecto con base en la aplicación del Sistema de Evaluación de la Capacidad Institucional (SECI).¹⁷ El

¹⁶ Los costos financieros serán asumidos por el Prestatario.

¹⁷ Realizado en base a la Política de Gestión Financiera para proyectos financiados por el BID (OP-273-1) y su Guía Operacional (OP-274-1).

análisis efectuado indicó que el sistema fiduciario de la ENEE presenta un nivel de riesgo medio.¹⁸

- 2.3 Para mitigar los riesgos identificados y facilitar la ejecución del Programa se contará dentro de la ENEE con la Unidad Coordinadora del Programa (UCP), unidad que actualmente está a cargo de la ejecución de los préstamos 1584/SF-HO y 2016/BL-HO y tiene experiencia y capacidad constatada. La conformación de la UCP con el personal requerido constituye una condición previa al primer desembolso del Programa (§3.2).

2. Riesgos Ambientales y Sociales

- 2.4 Las obras contempladas en el Programa no están próximas a ninguna área protegida o hábitat naturales sensibles, ni requerirá el reasentamiento o desplazamiento de población alguna. Por consiguiente y conforme a lo establecido en la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias (OP-703) del Banco, el proyecto ha sido clasificado como Categoría “B”.
- 2.5 El Banco comisionó una auditoría socio-ambiental de las dos operaciones (1584/SF-HO y 2016/BL-HO)¹⁹ y un análisis de los impactos y riesgos socio-ambientales de la construcción de la SE La Entrada para identificar sus pasivos e impactos socio-ambientales y sus medidas de mitigación. Todos estos han sido resumidos en el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) del Programa. Durante la realización de la auditoría se identificaron algunos pasivos ambientales como falta de: reforestación, dispositivos salva-pájaros en líneas de transmisión, y fortalecimiento institucional de la Unidad de Estudios Ambientales de la ENEE. Como tal, el Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS) presenta un plan de acción para subsanar dichos incumplimientos. La ENEE será responsable de cumplir con el PGAS en los tiempos acordados y con su debido presupuesto. Si es necesario durante la ejecución del Programa el PGAS podrá ser modificado con base a la información derivada de programas de inspección y seguimiento. Adicionalmente, la ENEE deberá cumplir el Plan de Gestión Ambiental del MER tanto para la fase de construcción como para la fase operativa y para ello se coordinará con la oficina nacional del EPR en Honduras.
- 2.6 Con respecto al análisis de la subestación La Entrada, dada la naturaleza de las obras propuestas, los principales impactos y riesgos socio-ambientales negativos se darán durante la etapa de construcción. Estos serán moderados, de baja magnitud, localizados y temporales (ruido, generación de polvo y escombros, riesgos de accidentes, derrames de aceites, e interrupción del tráfico) y podrán ser mitigados con los respectivos planes de gestión ambiental que estarán incorporados a los pliegos de licitación de las obras.

¹⁸ En adición a las medidas de mitigación previstas en el Programa, se espera que el riesgo fiduciario y de adquisiciones se reduzca parcialmente con la implementación en la ENEE del sistema de gestión empresarial y comercial, que fue adjudicado en el 2013 bajo un préstamo del Banco Mundial.

¹⁹ En cumplimiento de la Directriz B.5 de la OP-703.

- 2.7 Las afectaciones prediales serán de una a dos propiedades (fincas privadas) y previo a la adjudicación del contrato de obras. Por otra parte, dado que la zona es rica en recursos arqueológicos, el Banco contrató un experto para realizar una prospección arqueológica²⁰ en el lugar donde se construirán las obras. El estudio hecho no identificó vestigios culturales visibles en la superficie ni en la muestra de sondeo en el subsuelo. Pese a que esto reduce significativamente las posibilidades de afectar sitios o vestigios arqueológicos, se hace necesario realizar un monitoreo permanente durante las acciones de excavación de las obras y seguir el plan de acción desarrollado en el PGAS en caso de hallazgos arqueológicos fortuitos.

3. Riesgo de Construcción

- 2.8 La ENEE tiene 56 años de experiencia en actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en Honduras y ha sido responsable, a través de su División de Ingeniería, de la construcción y supervisión de obras similares a las contempladas en el Programa. Adicionalmente, se contará con el apoyo de la EPR, en su calidad de responsable de la construcción, operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica de SIEPAC. Las obras bajo los préstamos 1584/SF-HO y 2016/BL-HO no representan ningún riesgo dado que se trata de contratos en marcha y con fecha de finalización para 2014.
- 2.9 La subestación La Entrada se construirá en un terreno que será adquirido por la ENEE. La construcción de las obras del Programa, incluyendo la ingeniería de detalle de la subestación La Entrada, la líneas de salida asociadas y el suministro de equipos se realizarán bajo la modalidad de licitación llave en mano con plazos y montos fijos el cual traslada al contratista los costos adicionales ocasionados por retrasos u otros aspectos no contemplados en la licitación. Para asegurar el cumplimiento de especificaciones técnicas, calidad de obra, tiempo de construcción y presupuesto, la ENEE contratará una firma supervisora.
- 2.10 Los costos de inversión del Programa han sido calculados por la División de Ingeniería de la ENEE basados en la experiencia de trabajos con similar alcance y han sido revisados y ajustados, incluyendo el cronograma de obras, por el ingeniero independiente del Banco para reflejar supuestos más conservadores, incluyendo un 10% de contingencias lo cual se considera adecuado para las obras propuestas.
- 2.11 Como tal, se considera que el riesgo de construcción es bajo en vista de que: (i) las obras han sido desarrolladas considerando el análisis técnico-financiero presentadas por la Dirección de Planificación y Desarrollo de la ENEE; (ii) la obra se construirá bajo las buenas prácticas de diseño y construcción siguiendo los estándares de calidad internacional y han sido aprobados por el operador del

²⁰

En cumplimiento de la Directriz B.9 de la OP-703.

MER; (iii) ENEE tiene gran experiencia en el sector y en la construcción de obras similares y de mayor complejidad, además de contar con el apoyo de la EPR; (iv) los equipos que se proveerán son estándar; (v) los costos presupuestados son congruentes con los del mercado; y (vi) el cronograma propuesto es compatible con el volumen de obras.

4. Riesgo de operación y mantenimiento

- 2.12 Con la entrada en operación comercial del tramo Panaluya (GU) a San Buenaventura (HO), según normativa del RMER, los costos de operación y mantenimiento (entre otros costos) serán asumidos por los agentes del mercado, asegurando la sostenibilidad de la obras del SIEPAC. Por otro lado, la operación y mantenimiento de los obras de transmisión (subestaciones y líneas de transmisión) y de distribución contempladas bajo el Programa será realizada por la ENEE quien cuenta con presupuesto para los gastos de operación y mantenimiento.

C. Viabilidad Económica, Financiera y Técnica

- 2.13 **Viabilidad Económica.** La evaluación económica se hizo utilizando la metodología de Costo–Beneficio con y sin el Programa.²¹ Cuando se utiliza el costo de energía determinado como sistema vinculado al MER, la evaluación económica del Programa presenta una Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) del 23,5% y un valor presente de beneficios netos de US\$16 millones (descontados al 12%).
- 2.14 La sensibilidad de los resultados a variaciones en los principales parámetros utilizados (costos, disposición a pagar, reducción de pérdidas, confiabilidad) muestra que el riesgo asociado de un impacto negativo significativo en la TIRE y VPN es muy bajo. La TIRE resultaría por encima de 12%.
- 2.15 **Viabilidad Financiera.** La evaluación financiera del Programa presenta una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 8% y un valor presente de US\$3.5 millones (descontados al 12%), demostrando la solidez del Programa.
- 2.16 La entrada en operación comercial del tramo Panaluya–San Buenaventura permitirá que la EPR pueda recibir la asignación anual correspondiente de administración, operación y mantenimiento y rentabilidad relacionado a este tramo. Al mismo tiempo, permitirá a la ENEE comercializar energía en el MER, a costos marginales menores que sin el MER, potenciando la reducción del costo de electricidad, con un impacto positivo en los márgenes operativos de la ENEE, la cual presenta al 2012 márgenes operativos y flujo de caja negativos.²²
- 2.17 En un mercado regional de electricidad, la fortaleza técnica y financiera de las empresas participantes (agentes) es un requisito fundamental para asegurar la

²¹ Ver Informe de Análisis Económico [IDBDOCS#38029253](#).

²² Ver Informe Plan Financiero de ENEE. Diciembre 2012 en enlaces electrónicos [IDBDOCS#38029553](#).

sostenibilidad de dicho mercado y maximizar los beneficios para cada uno de los países. En este contexto, el GdH ha iniciado el proceso de reforma del sector eléctrico, orientado a la separación de las actividades de distribución, transmisión y despacho e iluminación pública.²³ La separación de actividades como unidades de negocios, con contabilidad separada, es necesaria para mejorar el gobierno corporativo de la ENEE, mejorar la eficiencia en las operaciones y fortalecer los beneficios financieros de la integración de Honduras en el MER.

- 2.18 **Viabilidad Técnica.** Las principales obras contempladas en el Programa no representan ningún reto específico en su construcción y operación. El ingeniero independiente contratado por el Banco revisó el Programa y confirmó que éste es adecuado en cuanto a costos, calidad y cronograma de ejecución para garantizar que las obras se desarrollen en el tiempo previsto y con las características técnicas requeridas. Asimismo, resaltó la importancia de la firma supervisora a ser contratada como parte del Programa para una exitosa implementación y monitoreo de las obras.

III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y ADMINISTRACIÓN

A. Aspectos de Ejecución

- 3.1 El prestatario será la República de Honduras y la ENEE será el organismo ejecutor del Programa en su condición de socio de la EPR y principal agente hondureño del MER. **Será condición especial previa al primer desembolso que se haya suscrito el convenio subsidiario entre ENEE y la Secretaría de Estado en el Despacho de Finanzas**, que entre otros aspectos, indique: (i) la forma como se transferirán los recursos del préstamo; (ii) el compromiso de ENEE a ejecutar las actividades del Programa de conformidad con los términos y condiciones del contrato de préstamo; y (iii) el compromiso de utilizar los recursos del préstamo para los propósitos del Programa.
- 3.2 **Organización.** La responsabilidad de la ejecución, administración, monitoreo y evaluación del Programa será de la ENEE, con apoyo de la UCP y en coordinación con la EPR por el carácter regional del Programa. La UCP contará con un Coordinador General del Programa, un Coordinador Técnico, un Especialista de Monitoreo, un Especialista Financiero, un Especialista en Adquisiciones y un Especialista Medioambiental (§2.3). **Será condición especial previa al primer desembolso: (i) que la UCP cuente con todos los técnicos citados; y (ii) la elaboración y aprobación de un Manual Operativo del Programa.**²⁴

²³ El proceso de reforma del sector se enmarca en el proyecto: “Recuperación de Pérdidas en los Servicios Prestados por la ENEE” y el GdH ha constituido tres Fideicomisos, aprobados por Ley, con tres bancos nacionales. Cada Fideicomiso tiene como fin, además de la gestión y administración de los flujos financieros, concesionar dichas actividades bajo un esquema de participación pública privada, donde los estudios necesarios, las propuestas de reforma y la preparación de los contratos de concesión están siendo apoyados por la Corporación Financiera Internacional del BM (IFC) y sus respectivos consultores.

²⁴ Para la preparación del Programa se han tenido en cuenta las lecciones aprendidas en operaciones anteriores.

- 3.3 La ENEE como ejecutor estará encargado de implementar y supervisar el Programa, definir y aprobar los Planes Operativos Anuales (POA), proporcionar información que permita al Banco hacer seguimiento y evaluación de los impactos del Programa, coordinar y gestionar los desembolsos y llevar los registros contables y financieros, incluyendo los estados financieros anuales requeridos por el BID.
- 3.4 **Monitoreo y Evaluación.** El Programa contará con los siguientes instrumentos a ser producidos por el ejecutor: (i) POA; (ii) informes semestrales, que reportarán el avance logrado con respecto de los POA, los resultados obtenidos en la ejecución de las actividades; y (iii) un plan de acción para el semestre siguiente en aquellos aspectos que requieren acciones correctivas para mejorar el desempeño global del Programa.
- 3.5 El sistema de evaluación tendrá por objeto verificar el cumplimiento de las metas acordadas en la Matriz de Resultados. Para ello se prevé contar con informes de seguimiento semestral y una evaluación final a los 6 meses de concluida la ejecución.²⁵
- 3.6 **Condiciones Especiales de Ejecución.** Se han establecido las siguientes condiciones especiales de ejecución: (i) la ENEE deberá cumplir con las obligaciones ambientales y sociales establecidas en el IGAS e implementar las acciones como previstas en el PGAS, según los plazos allí estipulados, así como cumplir con la normativa ambiental y social vigente en el MER; y (ii) la ENEE deberá presentar al Banco evidencia de la adquisición del terreno previo a la adjudicación del contrato de obras.

B. Administración

- 3.7 **Adquisición de Obras, Bienes y Servicios.** Las adquisiciones de obras, bienes y servicios y la contratación de servicios de consultoría financiadas por el BID se llevarán a cabo utilizando las Políticas de Adquisiciones del BID GN-2349-9 y GN-2350-9, respectivamente. La revisión de las adquisiciones del Programa serán de acuerdo a lo establecido en el Plan de Adquisiciones (PA).
- 3.8 **Aspectos Fiduciarios.** Los aspectos fiduciarios se incluyen en el Capítulo IV del Anexo III.
- 3.9 **Pagos para la Culminación de las Obras Bajo los Préstamos 1584/SF-HO y 2016/BL-HO.** La operación prevé el financiamiento de gastos efectuados por el Ejecutor por contratos de obras licitadas en el marco de los contratos de préstamo 1584/SF-HO y 2016/BL-HO. Las obras fueron contratadas siguiendo las políticas para la adquisición de Bienes y Obras del Banco prevista en los Contratos de préstamo citados y por motivos de reprogramación de recursos de las operaciones

²⁵

Ver enlace electrónico: Monitoreo y Evaluación [IDBDOCS#37958693](https://idbdocs.iadb.org/docs/default-source/37958693).

indicadas, sufrieron recortes en su presupuesto original. De acuerdo al párrafo 1.27(b) se podrá destinar hasta un monto de US\$4.8 millones del financiamiento que se presenta para aprobación como financiamiento adicional para pagar dichos gastos.

- 3.10 **Planeación Financiera y Desembolsos.** El plan financiero que acompañará cada pedido de desembolso deberá ser actualizado semestralmente o en otro período requerido por el Banco, con base a las necesidades reales de caja del Programa. Los desembolsos se realizarán durante un período de seis años.
- 3.11 **Auditoría Externa.** Durante todo el período de ejecución del Programa, el Prestatario presentará al Banco los estados financieros anuales consolidados del Programa, dentro de los 120 días del cierre del respectivo ejercicio fiscal. La auditoría será efectuada por una firma de auditores independientes aceptable al BID. En la selección y contratación de la firma, se utilizarán los procedimientos establecidos en el documento de licitación de auditoría externa aprobado por el BID (AF-200). Los servicios de auditoría externa también serán requeridos para lograr la adecuada finalización de los proyectos 1584/SF-HO y 2016/BL-HO. Los costos de auditoría serán financiados con recursos del Programa.

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	<p>El objetivo general del Programa es apoyar la entrada en operación comercial de uno de los tramos del SIEPAC y mejorar las condiciones de infraestructura física de Honduras que le permita una participación efectiva en el MER.</p> <p>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 MER.</p>
------------------------------	---

Indicador de Impacto	Línea Base 2012	Nivel de Meta 2017	Fuente de información	Frecuencia de Verificación
Activación definitiva de la operación comercial del tramo San Buenaventura (HO) – Panaluya (GU) en el SIEPAC	NO	SI	CRIE	Anual
Indicadores de Resultado	Línea Base 2012	Nivel de Meta 2017	Fuente de información	Frecuencia de Verificación
Comercialización de energía en el MER (GWh)	310	1000 o más	EPR	Anual
Potencia instalada con fuentes renovables en Zona Occidental (MW)	22.5	84	ENEE/División de Operación	Anual
Tiempo equivalente de interrupciones en la Zona de Occidente (horas/año)	77	25	ENEE/División de Operación	Anual
Porcentaje promedio de sobrecarga en las subestaciones de Occidente (%)	97	60	ENEE/División de Operación	Anual
Personal que conforma Unidad de Comercialización/ transacciones eléctricas en ENEE	0	4	ENEE/Gerencia	Anual

Indicadores de Producto	Línea Base 2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total	Fuente de Información
Componente I. Inversión en obras relacionadas con la integración de Honduras al SIEPAC								
Subestación La Entrada terminada	-	-	-	-	-	50 MVA	50 MVA	Reporte de firma supervisora/ENEE
Rehabilitación de líneas de distribución-terminadas (km)	-	-	-	9	9	-	18	Reporte de firma supervisora/ENEE
Nuevas líneas de distribución terminadas (km)	-	-	-	3	3	6	12	Reporte de firma supervisora/ENEE
Componente II. Fortalecimiento de ENEE en comercialización en el MER								
Unidad de Comercialización / Transacciones Eléctricas de la ENEE creada	0	0	0	1	1	1	1	Gerencia ENEE

ACUERDOS Y REQUISITOS FIDUCIARIOS

PAÍS: *Honduras*

PROYECTO N° HO-L1039 **NOMBRE:** Apoyo a la Integración de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional

ORGANISMO EJECUTOR: *Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)*

EQUIPO FIDUCIARIO: Kelvin Suero (Gestión Financiera FMP/CHO); Juan Carlos Martell (Adquisiciones FMP/CHO)

I. Resumen ejecutivo

- 1.1 Existen factores de riesgo relacionados con capacidad institucional del sector público en Honduras para la ejecución de proyectos a ser financiados durante el desarrollo de la estrategia actual del Banco en el país. Para mitigar este riesgo, el Banco continúa desarrollando acciones de apoyo técnico y fortalecimiento al sector público en diversos órdenes.
- 1.2 Respecto a los sistemas de gestión fiduciaria, los últimos diagnósticos en Honduras reflejan avances importantes hacia buenas prácticas y estándares internacionales, principalmente en la modernización del marco institucional y la integración de los sistemas de presupuesto, tesorería y contabilidad gubernamental. El Banco apoyó el desarrollo e implementación del Módulo SIAFI/UEPEX actualmente apoya su fortalecimiento. El sistema de control interno gubernamental, al igual que el control externo, no son utilizados en la ejecución de la cartera del Banco, por lo que se emplean los servicios de auditoría externa de las operaciones financiadas por el Banco. No obstante, actualmente se están llevando a cabo actividades de coordinación para el fortalecimiento del Sistema Nacional de Control de los Recursos Públicos (SINACORP). Con relación al **sistema de contratación pública**, el país presenta fortalezas identificadas en el diagnóstico MAPS/OECD del año 2010, especialmente un marco legal ajustado a la mayoría de las mejores prácticas internacionales. No obstante, existen desafíos para alcanzar estándares que permitan al Banco utilizar el sistema nacional en las operaciones que financia.

II. Contexto fiduciario del Organismo Ejecutor

- 2.1 El Organismo Ejecutor de la operación es la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). Actualmente, la ENEE tiene implementado el Sistema Integrado de Administración Financiera (SIAFI), con sus subsistemas de Presupuesto, Contabilidad y Tesorería y con el Módulo UEPEX para la emisión de los reportes de las operaciones con financiamiento externo. Este sistema está siendo utilizado para la gestión financiera y contable de las operaciones financiadas por el Banco en el sector público hondureño. Con relación a adquisiciones, aun cuando en el caso de Honduras no está planteada la utilización del sistema país en las operaciones financiadas por el Banco, es práctica generalizada la utilización de HONDUCOMPRAS para difundir las oportunidades de compras y contrataciones del Estado, y se utilizan los documentos estándar de licitación

pública nacional y los documentos de comparación de precios, ambos para la adquisición de bienes y obras.

III. Evaluación del riesgo fiduciario y acciones de mitigación.

- 3.1 Con base a la información disponible, el equipo fiduciario determinó que el riesgo del programa asociado a la gestión financiera y de las adquisiciones es MEDIO. La conclusión se relaciona básicamente con la capacidad operativa y el conocimiento de las políticas del Banco en el Organismo Ejecutor, que apoyará la gestión fiduciaria en la Unidad Coordinadora del Programa (UCP) que actualmente está a cargo de las operaciones financiadas por el Banco en este sector. En particular, respecto a la gestión financiera y contable, el Organismo Ejecutor ya cuenta con experiencia previa y capacidad constatada a través de la ejecución de las operaciones financiadas por el Banco (1584/SF-HO y 2016/BL-HO), para cuya gestión emplea el sistema SIAFI/UEPEX y todos los controles nacionales que se derivan de su uso. Respecto a las adquisiciones, los riesgos identificados serán mitigados, mediante la contratación de personal especializado en compras bajo los procedimientos del BID, el formará parte de la UCP para esta nueva operación. Se implementará un sistema de seguimiento y monitoreo que abarcará la planificación de las adquisiciones requeridas para el proyecto mediante el uso de un Sistema de Ejecución del Plan de Adquisiciones acordado con el Banco. Adicionalmente, el esquema de supervisión fiduciario previsto incluye los servicios de auditoría anual con informes preliminares semestrales, lo que contribuirá a mitigar el riesgo fiduciario. Los principales riesgos fiduciarios y sus respectivas medidas de mitigación se encuentran identificadas en el documento de Matriz de Evaluación de Riesgos que se presenta como enlace electrónico en el Documento de Préstamo. Al inicio del programa se realizará una actualización de la matriz de riesgos, y en el caso de que se requiera de mayor capacidad se ha considerado la posibilidad de contratar el apoyo necesario.

IV. Aspectos a ser considerados en Estipulaciones Especiales a los contratos

- 4.1 A continuación se destacan Acuerdos y Requisitos que deberán ser considerados en las estipulaciones especiales del Contrato de Préstamo:
- a. Condiciones previas al primer desembolso:** (i) que se haya suscrito el convenio subsidiario entre ENEE y la Secretaría de Estado en el Despacho de Finanzas; (ii) el establecimiento de la Unidad Coordinadora del Programa (UCP), incluyendo la designación de los técnicos requeridos; y (ii) la elaboración y aprobación del Manual Operativo del Programa.
 - b. Condiciones especiales de ejecución:** (i) ENEE deberá cumplir con las obligaciones ambientales y sociales establecidas en detalle en el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS), e implementar las acciones como previstas en el Plan de Acción Ambiental y de Salud y Seguridad (PAASS); (ii) la ENEE deberá implementar el Plan de Rescate Financiero y presentar una mejora de sus principales indicadores financieros.
 - c. Tipo de cambio acordado con el Organismo Ejecutor/Prestatario para la rendición de cuentas:** para efectos de lo estipulado en el Artículo 3.06 (b) de las Normas Generales de este Contrato, las partes acuerdan que el tipo de cambio aplicable será el indicado en el inciso (b)(ii) de dicho Artículo. En este caso, se aplicará el tipo de cambio vigente el día en que el Beneficiario, el Organismo Ejecutor, o cualquier otra persona natural o jurídica a quien se le haya delegado la

facultad de efectuar gastos, efectúe los pagos respectivos en favor del contratista o proveedor. La Secretaría de Estado en el Despacho de Finanzas (SEFIN) se encuentra analizando esta opción, de manera que en caso de considerar un cambio en este sentido, se deberá coordinar con el Banco oportunamente.

- d. Estados financieros y otros informes auditados:** el Prestatario se compromete a que por sí o mediante el Organismo Ejecutor se presenten los siguientes informes: dentro del plazo de ciento veinte (120) días siguientes al cierre de cada ejercicio económico del Organismo Ejecutor (comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de cada año) y durante el plazo establecido para el desembolso del Financiamiento, los estados financieros auditados del Programa, debidamente dictaminados por auditores independiente aceptables al Banco. El último de estos informes será presentado dentro de los ciento veinte (120) días siguientes a la fecha estipulada para el último desembolso del Financiamiento. El Banco podrá requerir la presentación de informes preliminares semestrales o con otra periodicidad, con base en la evolución el riesgo fiduciario.

V. Acuerdos y Requisitos para la Ejecución de las Adquisiciones

- 5.1 Los Acuerdos y Requisitos Fiduciarios en Adquisiciones establecen las disposiciones que aplican para la ejecución de todas las adquisiciones previstas en el proyecto.

1. Ejecución de las Adquisiciones

- 5.2 La ENEE, a través de la UCP, será la encargada de llevar a cabo los procesos de selección, licitación, contratación, supervisión y recepción de las adquisiciones del programa; las que se llevarán a cabo de conformidad con las políticas de Adquisiciones del Banco GN-2349-9 y GN-2350-9 y lo dispuesto en el Plan de Adquisiciones (PA) de la operación en el cual se detalla: (i) los contratos para obras, bienes y servicios de consultoría requeridos para llevar a cabo el programa; (ii) los métodos propuestos para la contratación de bienes y para la selección de los consultores; y (iii) los procedimientos aplicados por el Banco para el examen de cada uno de los procesos de adquisiciones. Para la planificación de las adquisiciones, el ejecutor deberá actualizar el PA anualmente, o según las necesidades del programa, empleando el Sistema de Ejecución y Seguimiento de Planes de Adquisiciones que determine el Banco, tanto para planificar como para reportar avance. Toda modificación del PA deberá ser presentada al Banco para su aprobación. La UCP acordará con el Banco un PA para los primeros 18 meses de la ejecución..
- 5.3 **Adquisiciones de Obras, Bienes y Servicios Diferentes de Consultoría:** Los contratos de Obras, Bienes y Servicios Diferentes de Consultoría¹ generados bajo el proyecto y sujetos a Licitación Pública Internacional (LPI) se ejecutarán utilizando los Documentos Estándar de Licitaciones (DELs) emitidos por el Banco. Las licitaciones sujetas a Licitación Pública Nacional (LPN) se ejecutarán usando Documentos de Licitación Nacional acordados con el Banco y publicados en el sitio web de la Oficina Normativa de Contratación y Adquisiciones del Estado (ONCAE) www.honducorpras.hn.

¹ Políticas para la Adquisición de Bienes y Obras financiadas por el Banco Interamericano de Desarrollo ([GN-2349-9](http://www.bancomundial.org/documentos/gn-2349-9)) párrafo 1.1: Los servicios diferentes a los de consultoría tienen un tratamiento similar a los bienes.

- 5.4 **Selección y Contratación de Consultores:** Los contratos de servicios de consultoría generados bajo el proyecto se ejecutarán utilizando la Solicitud Estándar de Propuestas (SEP) emitida o acordada con el Banco..

Selección de los consultores individuales: A criterio del Organismo Ejecutor, la contratación de consultores individuales se podrá solicitar mediante anuncios locales o internacionales a fin de conformar una lista corta de individuos calificados. Los consultores contratados para asistir al Organismo Ejecutor durante el periodo de ejecución de la operación podrán ser contratados en forma directa por continuidad de sus servicios prestados en las operaciones HO0224 y HO-L1019 ejecutados por ENEE.

- 5.5 **Adquisiciones Anticipadas:** La operación prevé el financiamiento de gastos efectuados por el Ejecutor por contratos de obra licitadas en el marco de los contratos de préstamo 1584/SF-HO y 2016/BL-HO. Dichas obras se prevé concluir en el primer semestre del 2014. Las obras fueron contratadas siguiendo las políticas para la adquisición de Bienes y Obras del Banco prevista en los Contratos de préstamo citados y por motivos de reprogramación de recursos de las operaciones indicadas, sufrieron recortes en su presupuesto original. Se podrá destinar hasta un monto de US\$4.8 millones del financiamiento que se presenta para aprobación como financiamiento adicional para pagar dichos gastos.

- 5.6 **Preferencia Nacional:** no se considerará la inclusión de la preferencia nacional,

- 5.7 **Otros:** El Reglamento Operativo contendrá los detalles relativos al mecanismo e instrumentos de ejecución del programa, así como flujos internos de trámite y aprobación en la ENEE con el objetivo de dar seguimiento oportuno a los procesos.

2. Montos Límites (miles US\$)

- 5.8 Los umbrales que determina el uso de la LPI y la integración de la lista corta con consultores internacionales, serán puestos a disposición del Organismo Ejecutor, en la página www.iadb.org/procurement. Por debajo de dichos umbrales, el método de selección se determinará de acuerdo con la complejidad y características de la adquisición o contratación, lo cual deberá reflejarse en el Plan de Adquisiciones aprobado por el Banco.

3. Adquisiciones Principales.

- 5.9 El Organismo Ejecutor será el responsable de la preparación del Plan de Adquisiciones^{2 3}, el Especialista de Adquisiciones proveerá asistencia para prever que los procedimientos sean adecuados conforme las políticas de adquisiciones del Banco. Las adquisiciones principales, previstas en esta operación se detallan a continuación.

² Políticas ([GN-2349-9](#)) párrafo 1.16. y ([GN-2350-9](#)) párrafo 1.23.: El Prestatario debe preparar y, antes de las negociaciones del préstamo, someter al Banco para su aprobación, un Plan de Adquisiciones aceptable para el Banco para el periodo inicial de por lo menos 18 meses.

³ Ver [Guía para la preparación y aplicación del Plan de Adquisiciones \(PA₁₈\)](#)

ADQUISICIONES PRINCIPALES

Actividad	Tipo de Licitación	Fecha Estimada	Monto Estimado US\$
Obras			
Construcción Subestación la Entrada	LPI	I trimestre 2014	13,234,000
Consultoría			
Coordinador	SD	II Trimestre 2014	165,600
Especialista Financiero	SD	II Trimestre 2014	149,040
Especialista Adquisiciones	SD	II Trimestre 2014	75,900
Firmas Consultoras⁴			
Supervisión Construcción de Subestación	SBCC	I Trimestre 2014	675,000
Consultoría Gestión e implementación del Cambio	SBCC	I Trimestre 2014	170,000

* Para acceder al plan de adquisiciones 18 meses PA¹⁸, haga clic [aquí](#)⁵.

4. Supervisión de Adquisiciones

- 5.10 De acuerdo al análisis de riesgo fiduciario en adquisiciones, el método de supervisión será combinación de ex post y ex ante de acuerdo a lo establecido en el PA.
- 5.11 Toda la selección directa de Servicios de Consultoría a realizar por firmas o individuos, y la adquisición de servicios diferentes de consultoría, bienes u obras serán supervisadas de forma Ex Ante por parte del Banco sin importar el monto del contrato.

5. Disposiciones especiales

- 5.12 **Medidas para reducir las probabilidades de corrupción:** Atender las disposiciones de la GN-2349-9 y GN-2350-9 en cuanto a prácticas prohibidas (listas de empresas y personas físicas inelegibles de organismos multilaterales).
- 5.13 **Otros Procedimientos especiales:** El Banco podrá cambiar a su discreción el esquema de supervisión de adquisiciones, basado en la experiencia de la ejecución y las actualizaciones de capacidad institucional realizada, o las visitas fiduciarias llevadas a cabo.

6. Registros y Archivos

- 5.14 La UCP será la encargado de mantener los archivos y documentación de soporte original de los procesos de adquisiciones que se realicen con recursos del proyecto; así como de efectuarlos registros utilizando los procedimientos establecidos. El reglamento operativo documentará los flujos internos de trabajo y la segregación de funciones.

⁴ En Servicios de Consultoría, significa la integración de la lista corta por firmas de diversas nacionalidades. Ver Política [GN-2350-9](#) párrafo 2.6.

⁵ Para crear el link, pulse botón derecho, editar Hyperlink, he incluir número de IDBDocs al final del link.

VI. Acuerdos y Requisitos para la Gestión Financiera

1. Programación y presupuesto

- 6.1 Los últimos diagnósticos de los sistemas de gestión financiera pública de Honduras reflejan avances importantes. Mediante la implementación del Sistema Integrado de Administración Financiera (SIAFI) y la Cuenta Única del Tesoro (CUT), se ha logrado una gestión más prudencial y disciplinada de los recursos en caja y una mayor descentralización de la función de tesorería. Para determinados alcances, las reprogramaciones y ampliaciones de los presupuestos para los proyectos con fuente externa, no requieren de aprobación legislativa, basta con el acuerdo y modificación de la cuota trimestral correspondiente, que aprueba la SEFIN sujetas a la disponibilidad de espacio presupuestario. Los Parámetros Financieros del Banco para el País permiten financiar la totalidad de un proyecto o programa.

2. Contabilidad y sistemas de información

- 6.2 Para los informes financieros y rendición de cuentas de los proyectos que el Banco financia, se utiliza el Modulo SIAFI/UEPEX. Las transacciones financieras y contables del proyecto se apoyarán en las prácticas del sistema nacional. La modalidad de registro de la contabilidad es con base de caja. Se continúa progresando en la implementación de las Normas Internacionales de Contabilidad para el Sector Público (NICSP), con base en las disposiciones del Artículo 96, Numeral 1 de la Ley Orgánica de Presupuesto que establece que los planes y manuales contables deben estar en armonía con las Normas Internacionales de Contabilidad aplicables al Sector Público.

3. Desembolsos y flujo de caja

- 6.3 Para la modalidad de Anticipo de Fondo, el Organismo Ejecutor abrirá una cuenta especial para el desembolso de los fondos, a nombre del Programa, en el Banco Central de Honduras (BCH). El monto máximo de cada Anticipo de Fondos será fijado por el Banco conforme el análisis del flujo de caja presentado por el Organismo Ejecutor.

4. Control Interno y auditoría interna

- 6.4 Aunque se han verificado avances en el sistema de control interno del país, todavía hay espacio para mejorar. En este caso particular, el Organismo Ejecutor desarrollará sus funciones fiduciarias con el apoyo la Unidad Coordinadora constituida para tales fines en el marco de las operaciones financiadas por el Banco en este sector. Estas operaciones se encuentran vigentes al momento de elaborar este documento. En la actualidad, el Banco y la Oficina Nacional de Desarrollo Integral del Control Interno de las Instituciones Públicas (ONADICI) están coordinando esfuerzos para mejorar el ámbito del control interno en las Entidades a cargo de las operaciones financiadas por el Banco en Honduras.

5. Control Externo e Informes

- 6.5 El Tribunal Superior de Cuentas (TSC) es la entidad a cargo del control externo de los recursos públicos en Honduras. Debido a las actuales limitaciones técnicas y financieras

del TSC, la función de auditoría externa de la operación será ejercida por una firma de auditores independientes aceptable al Banco, que será financiada con cargo a los recursos del financiamiento. Actualmente se realiza una labor de apoyo y coordinación con el TSC y se espera a futuro poder desarrollar una alianza estratégica para considerar sus funciones dentro de las operaciones financiadas por el Banco en Honduras. Con base a lo anterior, se ha definido los acuerdos y arreglos financieros siguientes:

- a. Contar con los servicios de auditoría financiera externa del programa, anualmente e incluyendo la presentación de informes preliminares semestrales.
- b. Por parte del Banco, las Normas a utilizar en esta operación son la Política de Gestión Financiera para Proyectos Financiados por el Banco (OP-273-1) y la Guía Operacional de Gestión Financiera (OP-274-1).
- c. El costo total estimado de los servicios de auditoría es de US\$130,000.00 que serán financiados con recursos del préstamo. El mecanismo para la selección y contratación de la firma de auditores independientes será realizado con base en el documento AF-200, según los lineamientos establecidos.

6. Plan de supervisión financiera

- 6.6 El Banco supervisará la gestión financiera del programa, dando seguimiento a las acciones a ser tomadas por el Organismo Ejecutor o el Prestatario para superar las observaciones y hallazgos que pudieran ser identificados como parte de las auditorías externas. Adicionalmente, realizará visitas y reuniones para el seguimiento a la implementación de acciones de mitigación de riesgos identificados durante el desarrollo de la operación. La supervisión será efectuada por el Especialista en Gestión Financiera asignado a la operación, con apoyo en los servicios de auditoría externa y consultores, en coordinación con el Jefe de Equipo, con los demás miembros del equipo de proyecto y con las autoridades de la Representación de País y de VPC/FMP.

7. Mecanismo de Ejecución

- 6.7 La ejecución del programa estará a cargo de la ENEE, a través de la UCP, la cual estará conformada al menos por: un coordinador general del programa, un Coordinador Técnico, un Especialista en Monitoreo, un Especialista Financiero y un Especialista en Adquisiciones. Esta Unidad Ejecutora deberá coordinar con las áreas administrativas y técnicas de la ENEE responsables de los diferentes componentes. El Coordinador General será responsable de la coordinación técnica, administrativa y financiera con las diferentes instancias y tomará las medidas necesarias para que el Programa se ejecute en los plazos previstos, con el presupuesto acordado, y en cumplimiento a las normas y condiciones contractuales. Los detalles sobre el mecanismo de ejecución deberán ser reflejados en el Manual Operativo del programa.

8. Otros Acuerdos y Requisitos de Gestión financiera

- 6.8 Se dará seguimiento periódico a las acciones de mitigación de los riesgos fiduciarios identificados en la Matriz de Riesgo, se propondrán las acciones de fortalecimiento necesarias para contar con la seguridad razonable del uso adecuado y eficiente de los

recursos y se harán las modificaciones a los arreglos fiduciarios que fueren necesarios para asegurar este objetivo.