



# Directorio Ejecutivo Para consideración

A partir del 18 de marzo de 2015

PR-4272  
3 de marzo de 2015  
Original: español  
Público  
**Divulgación Simultánea**

**A:** Los Directores Ejecutivos  
**Del:** Secretario  
**Asunto:** Honduras. Propuesta de préstamo para el “Proyecto de Rehabilitación y Repotenciación del Complejo Hidroeléctrico Cañaveral Río Lindo”

**Información básica:** Modalidad ..... Proyecto de Inversión Específica (ESP)  
Prestatario ..... República de Honduras  
Monto ..... hasta US\$13.800.000  
Fuente ..... Facilidad Unimonetaria del Capital Ordinario  
Monto ..... hasta US\$9.200.000  
Fuente ..... Fondo para Operaciones Especiales

**Consultas a:** Carlos Jácome (teléfono Representación en Honduras 504-2290-3503) o Nancy Jesurun-Clements (extensión 2534)

**Observaciones:** Esta operación no está incluida en el Anexo I del documento GN-2756-2, “Informe sobre el Programa de Operaciones de 2014. Actualización”, aprobado por el Directorio Ejecutivo el 30 de julio de 2014. Por consiguiente, no califica para ser aprobada por Procedimiento Simplificado.

El financiamiento para esta operación corresponde a un préstamo paralelo en el marco del alivio de la deuda multilateral y reforma del financiamiento concesional del Banco.

**Referencia:** GN-1838-1(7/94), DR-398-17(1/15), GN-2756-2(6/14), PR-4097(11/13), DE-177/13, DE-178/13



DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

## HONDURAS

# PROYECTO DE REHABILITACIÓN Y REPOTENCIACIÓN DEL COMPLEJO HIDROELÉCTRICO CAÑAVERAL - RÍO LINDO

(HO-L1102)

## PROPUESTA DE PRÉSTAMO

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Carlos Jácome (ENE/CHO) Jefe de Equipo; Nancy Jesurun-Clements (INE/ENE) Jefe de Equipo Alterno; Carlos Trujillo (INE/ENE); Edwin Malagón (INE/ENE); Shohei Tada (INE/ENE); Kelvin Suero (FMP/CHO); Juan Carlos Martell (FMP/CHO); Ana Paz (CID/CHO); María Cristina Landázuri-Levey (LEG/SGO); Genevieve Beaulac (VPS/ESG); Heleno Gouvea (ORP/PTR); Liliana López (INE/ENE); y Letizia Sosa (INE/ENE).

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. DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS.....	2
A. Antecedentes, Problemas y Justificación.....	2
B. Objetivo, Componentes y Costos .....	10
C. Resultados Esperados .....	12
II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS.....	12
A. Instrumentos de Financiamiento.....	12
B. Viabilidad Técnica, Económica y Sostenibilidad.....	12
C. Riesgos Ambientales y Sociales .....	14
D. Riesgos Fiduciarios.....	14
III. IMPLEMENTACIÓN Y PLAN DE ACCIÓN.....	15
A. Mecanismo de Ejecución.....	15
B. Resumen del Esquema de Seguimiento y Evaluación.....	16

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

ENLACES ELECTRÓNICOS	
<b>REQUERIDOS</b>	
1.	Plan Plurianual del Proyecto <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39327840">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39327840</a>
2.	Plan de Seguimiento y Evaluación <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39301827">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39301827</a>
3.	Plan de Adquisiciones <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39307352">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39307352</a>
4.	Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39325704">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39325704</a>
<b>OPCIONALES</b>	
1.	Evaluación de Riesgos Financieros Sector Eléctrico. Informe de Consultoría Andrea Wüllner – Noviembre 2014 <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39165917">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39165917</a>
2.	Evaluación Financiera y Económica de la Rehabilitación y Repotenciación del Complejo Hidroeléctrico Cañaveral-Río Lindo. Alberto Brugman – Noviembre 2014 <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39327579">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39327579</a>
3.	Estudio de Evaluación del Componente de Generación Francisco Daniel Urbano – Noviembre 2014 <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39307608">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39307608</a>
4.	Proyecto de Construcción y Ampliación de las Subestaciones Cañaveral y Río Lindo Oscar Gross y Orlando Henríquez - Septiembre 2014 <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39307611">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39307611</a>
5.	Ley General de la Industria Eléctrica <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39161335">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39161335</a>
6.	Análisis del Cumplimiento de la Política de los Servicios Públicos Domiciliarios <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39310037">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39310037</a>
7.	Análisis de la contribución a la integración regional competitiva <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39302736">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39302736</a>
8.	<i>Survey and Study on Hydropower Strengthening Project – Newec Inc for JICA</i> – Abril 2012 <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38762708">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38762708</a>
9.	Rehabilitación de Fuentes Renovables de Energía. Manoel Nogueira, BID (2010). <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35183814">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35183814</a>
10.	Sistema de Evaluación de la Capacidad Institucional <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38029371">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38029371</a>
11.	Avances en proceso de reformas de ENEE <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39407263">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39407263</a>

**ABREVIATURAS**

BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CORE	Cofinanciamiento de Proyectos de Energía Renovables y Eficiencia Energética
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
EBP	Estrategia del Banco para Honduras (2015-2018)
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
ER	Energía Renovable
ERNC	Energía renovable no convencional
GHO	Gobierno de Honduras
H	Horas
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
ISP	Informe de Seguimiento del Proyecto
JICA	Agencia Internacional de Cooperación Japonesa
kV	Kilovoltios
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrico
MER	Mercado Eléctrico Regional
MVA	MegaVoltiamperio
msnm	Metros sobre el nivel del mar
O&M	Operación y Mantenimiento
PAASS	Plan de Acción Ambiental y de Salud y Seguridad
PA	Plan de Adquisiciones
PCB	<i>Polychlorinated Biphenyls</i>
POA	Programa Operativo Anual
PPA	<i>Power Purchasing Agreement</i>
PSE	Plan de Seguimiento y Evaluación
PROMEAF	Proyecto de Mejora de la Eficiencia del Sector de Energía
SEFIN	Secretaría de Estado en el Despacho de Finanzas
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SREP	<i>Scaling Up Renewable Energy Program</i>
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económico
TIRF	Tasa Interna de Retorno Financiero
UCP	Unidad Coordinadora de Proyecto

## RESUMEN DEL PROYECTO

### HONDURAS PROYECTO DE REHABILITACIÓN Y REPOTENCIACIÓN DEL COMPLEJO HIDROELÉCTRICO CAÑAVERAL – RÍO LINDO HO-L1102

Términos y Condiciones Financieras					
<b>Prestatario:</b> República de Honduras				<b>CO</b>	<b>FOE</b>
<b>Organismo Ejecutor:</b> Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)			Plazo de amortización	30 años	40 años
			Período de desembolso	5,5 años	5,5 años
<b>Fuente</b>	<b>Monto (US\$)</b>	<b>%</b>	Período de gracia	6 años	40 años
BID (CO) 60%	13.800.000	8,2	Comisión de crédito	*	N/A
BID (FOE) 40%	9.200.000	5,5	Comisión de inspección y vigilancia	*	N/A
JICA (¶2.1)	135.364.000	81,0			
Aporte local	8.816.000	5,3	Tasa de interés	FU Fija**	0,25%
<b>Total</b>	<b>167.180.000</b>	<b>100,0</b>	Moneda de aprobación	US\$	US\$
Esquema del proyecto					
<p><b>Objetivo:</b> el objetivo del proyecto es recuperar y conservar la capacidad de generación de energía eléctrica de origen renovable, contribuyendo a la seguridad en el suministro energético del país. Los objetivos específicos son: (i) rehabilitar la infraestructura de generación de las Centrales Hidroeléctricas Cañaveral – Río Lindo; (ii) rehabilitar los activos de transmisión que conectan las centrales al Sistema Interconectado Nacional (SIN); y (iii) mejorar la eficiencia operativa y comercial de la gestión de generación de ENEE.</p>					
<p><b>Condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso:</b> (i) la entrada en vigencia de un convenio subsidiario entre el Prestatario representado por la Secretaría de Estado en el Despacho de Finanzas y la ENEE para la transferencia de recursos y obligaciones de ejecución del proyecto (¶3.1); (ii) que el Prestatario haya suscrito y haya entrado en vigencia el contrato de préstamo con JICA a fin de contar con los recursos adicionales necesarios para financiar el proyecto (¶2.1); y (iii) Manual Operativo del Proyecto acordado con el Banco, debidamente aprobado (¶3.3).</p>					
<p><b>Condiciones especiales de ejecución:</b> (i) que se mantenga el personal mínimo, con las calificaciones aceptables al Banco, en la Unidad Coordinadora de Proyecto (¶3.2); y (ii) que la ENEE cumpla con las obligaciones ambientales y sociales establecidas en detalle en el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) e implemente las acciones previstas en el Plan de Acción Ambiental y de Salud y Seguridad (PAASS) (¶2.8).</p>					
<p><b>Excepciones a las políticas del Banco:</b> Ninguna.</p>					
<b>El proyecto califica como</b>	SEQ <input type="checkbox"/>	PTI <input type="checkbox"/>	Sector <input type="checkbox"/>	Geográfica <input type="checkbox"/>	% de beneficiarios <input type="checkbox"/>

(\*) La comisión de crédito y comisión de inspección y vigilancia serán establecidas periódicamente por el Directorio Ejecutivo como parte de su revisión de cargos financieros del Banco, de conformidad con las disposiciones aplicables de la política del Banco sobre metodología para el cálculo de cargos para préstamos del Capital Ordinario.

(\*\*) El Prestatario pagará intereses sobre los saldos deudores de esta porción del préstamo del Capital Ordinario a una tasa basada en LIBOR. Cada vez que el saldo deudor alcance el 25% del monto neto aprobado o US\$3 millones, lo que sea mayor, se fijará la tasa base sobre este saldo.

## I. DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS

### A. Antecedentes, Problemas y Justificación

- 1.1 **El sector eléctrico en Honduras.** En 2013 la capacidad instalada de generación eléctrica de Honduras llegó a 1.669 MW, la demanda máxima de potencia a 1.380 MW y la demanda de energía a 7.976 GWh, abastecida en 58% por generación térmica, 29% por generación hidráulica, 12% por fuentes de energía renovable no convencional (ERNC) y 1% por el Mercado Eléctrico Regional (MER). En los últimos años la demanda de energía ha crecido a una tasa promedio de 4% anual y la potencia en 32 MW/año, reflejando avances en el incremento de la cobertura eléctrica, en concordancia con las metas del Gobierno de Honduras (GHO), pasando de 45% en 1995 a 89% a finales del 2013.
- 1.2 **Evolución institucional del sector y avances en las reformas.** El sector se encuentra en un proceso de reforma desde julio 2013, el cual llevó a la emisión de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) (Decreto No. 404-2013), aprobada en enero 2014 y vigente desde el 4 de julio 2014. Esta ley está orientada a corregir las debilidades institucionales, regulatorias y operativas del sector y a reducir su impacto fiscal. El marco institucional, definido por la LGIE está conformado por la Autoridad Superior del Sector Eléctrico, ente encargado de la formulación de política; la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) ente regulador; y el Operador del Sistema Eléctrico Nacional, responsable de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la operación del sistema.
- 1.3 La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), el actor más importante del sector eléctrico, es una empresa pública de orden nacional, propietaria casi en su totalidad de los sistemas de transmisión y distribución y del 30% de la capacidad de generación. La ENEE es el comprador único de energía del mercado, responsable de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de la participación en el MER. La ENEE se encuentra en una situación financiera crítica que ha originado deuda con los generadores privados por US\$423 millones a agosto de 2014 y dependencia de transferencias fiscales para su operación, equivalentes al 1,8% del PIB en el 2013, resultante del alto nivel de pérdidas de energía del orden del 31% en 2013; de su inadecuada gestión en la recaudación de la facturación por servicio; y de tarifas bajas y subsidios no bien focalizados durante los últimos años ([EEO#1](#)). La calidad del servicio se ha deteriorado, dada la falta de inversión, presentando un tiempo equivalente de interrupciones de servicio de 41,8 horas/año, superando estándares recomendados por la industria.
- 1.4 En apego a las disposiciones de la LGIE, la ENEE ha iniciado el proceso de transformación institucional, adoptando las medidas necesarias para asegurar la competencia técnica y fiduciaria del recurso humano requerido para su correcta operación. Una de las medidas es su escisión en una empresa generadora, una transmisora y operadora del sistema, y por lo menos una distribuidora, como empresas de propiedad del Estado, con ENEE como empresa matriz (*holding*). La LGIE destaca la importancia de modernizar la nueva empresa de generación para



- el aprovechamiento de los recursos renovables y para competir activamente en el mercado. Para las demás actividades busca el apoyo de operadores privados.
- 1.5 El GHO ha avanzado significativamente en el proceso de reformas, implementado una serie de medidas que han logrado reducir el impacto de la situación financiera de la ENEE en el déficit consolidado del Sector Público, de 1,8% del PIB al final de 2013 a 1,3% del PIB al final de 2014. Entre las principales acciones de ajuste se destacan: (i) corrección de la fórmula de ajuste de combustible de la tarifa en barra, incrementando las tarifas entre 3,7 y 5%; (ii) corrección del subsidio cruzado en el sector residencial, provocando un ajuste tarifario en el rango de 0 a 300 kWh/mes; (iii) recuperación de la cartera en mora del sector público y privado; (iv) reducción de la deuda a generadores térmicos privados; y (v) reducción de la planilla de empleados. La reciente reducción del precio internacional del petróleo facilitó el logro de los primeros dos ajustes. Se ha avanzado en la elaboración de reglamentos para la implementación de la LGIE y en las bases de licitación para la selección del operador privado responsable de la reducción de pérdidas en distribución. En 2014 se incrementó en 58% la capacidad de ERNC instalada en 2013, con la entrada en operación de proyectos hidroeléctricos, de biomasa y eólicos.
  - 1.6 La ENEE tiene en ejecución el [Proyecto de Mejora de la Eficiencia del Sector de Energía \(PROMEF\)](#) financiado por el Banco Mundial. Uno de sus objetivos principales es la reducción de pérdidas de energía. Entre sus avances se destaca la instalación de 5.000 medidores inteligentes a los clientes con mayor consumo, asegurando cerca del 45% de la facturación; la implementación de un Sistema Integrado de Gestión; el reemplazado 1.000 transformadores de distribución y la adopción de metas anuales de avance en indicadores de gestión comercial ([Estado de Implementación](#)). En los próximos tres años el GHO espera reducir las pérdidas en 9%. El GHO revisó los contratos de compra-venta de electricidad (*Power Purchasing Agreements* - PPAs) vencidos en 2014 y está revisando el régimen tarifario y de subsidios. Actualmente la ENEE se encuentra implementado medidas de reestructuración financiera en busca de mayor eficiencia en la gestión pública, a través de una estructura orgánica funcional que mejore prácticas desfavorables como compra directa de energía a generadores privados sin procesos competitivos, gestión inadecuada de proyectos de generación y debilidad en la gestión financiera. Por estas razones, es indispensable fortalecer la capacidad técnica y financiera de esta nueva empresa de generación.
  - 1.7 Honduras es signataria del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y participó en la ejecución del proyecto del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC). La participación en el MER favorece la reducción de costos de la energía. Honduras ya ha desarrollado las interfaces regulatorias para el MER, incluyendo las normas y procedimientos para la operación coordinada, el despacho económico, el acceso a la red de transmisión y la administración del mercado mayorista. La comercialización de energía en el MER incrementó en 174% con relación al 2013.
  - 1.8 **La generación de electricidad.** En la actividad de generación participan junto a la ENEE, empresas del sector privado, mayoritariamente con generación térmica.

- Las tres empresas principales de este tipo son: Electricidad de Cortés (ELCOSA); el Grupo Terra y Luz; y Fuerza de San Lorenzo (LUFUSSA), las cuales suscriben PPAs con la ENEE. De 558 MW de capacidad hidroeléctrica instalada en Honduras, 464 MW pertenecen a la ENEE, mediante las centrales hidroeléctricas: Francisco Morazán – El Cajón (300 MW), en operación desde 1985; el complejo hidroeléctrico de Cañaveral (29 MW) - Río Lindo (80 MW), en operación desde 1964; la central El Nispero (22,5 MW); y la central Santa María (1,2 MW).
- 1.9 El costo de la electricidad producida en centrales térmicas en Honduras ha alcanzado valores de 18cUS\$/kWh, dada la volatilidad de los precios del petróleo, mientras la de ERNC 12,5cUS\$/kWh y la proveniente del MER entre 16 y 18cUS/kWh. Por su lado el costo de la energía producida por las centrales hidroeléctricas estatales, en la situación actual, en la que únicamente se recupera el costo de operación y mantenimiento, es inferior a 3cUS\$/kWh. Esta estructura de costos implica que aún en escenarios de bajos precios del petróleo, las centrales hidroeléctricas estatales son vitales para reducir el costo promedio de la energía a nivel nacional, ya sea mediante la sustitución de generación térmica o de importaciones del mercado regional. Con mayor capacidad de generación, Honduras podría incrementar su participación en las transacciones en el MER.
- 1.10 El GHO ha tomado medidas con el fin de propiciar la inversión y el desarrollo de proyectos de recursos energéticos renovables y de reducir la dependencia del petróleo y su impacto en el precio de la electricidad. En 2007 se emitió la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, reformada en 2013, la cual introdujo incentivos fiscales para generación de ERNC, los cuales permitieron pasar la participación de la generación con fuentes no convencionales del 5% en 2007 al 12% en 2013 y reducir la participación de energía térmica del 63% al 58%. Estos incentivos incluyen la exoneración de impuestos sobre las ventas, de importación y de renta; suscripción de PPAs con la ENEE; una fórmula clara para el cálculo del precio de la energía; y la prioridad para el despacho de las ERNC. Estos incentivos favorecen los nuevos proyectos adelantados por la ENEE, así como aquellos relacionados con la rehabilitación de centrales hidroeléctricas existentes, en lo que se refiere a la exoneración de impuestos para los equipos, materiales y servicios asociados a dichas obras.
- 1.11 Los pronósticos de potencia y de demanda de energía eléctrica para los próximos 15 años, elaborados por la ENEE, muestran una tasa de crecimiento anual para ambas variables de alrededor del 3,9% para todo el período y del 4,3% para los próximos 5 años. En el plan de expansión del sistema de generación se estima que estas necesidades serán cubiertas principalmente por generación hidráulica (2000 MW) y por ERNC (600 MW) en el 2028, manteniendo cerca de los 1000 MW con térmica, diversificando la matriz de generación.
- 1.12 **El complejo hidroeléctrico Cañaveral – Río Lindo.** El complejo está localizado en la región de Cortés, 130 km al noreste de Tegucigalpa. Su construcción se inició en 1960 y en 1964 entraron en operación las dos unidades de 14,5 MW cada una, de la central Cañaveral, la primera hidroeléctrica construida en el país. En 1971 entraron las dos primeras unidades de 20 MW de la central Río Lindo y en 1978 las unidades tres y cuatro también de 20MW para una capacidad total

instalada de 109 MW. El complejo opera en cascada, aprovechando el Lago Yojoa como embalse natural, ubicado a una altura de 637 metros sobre el nivel del mar (msnm). El agua es turbinada primero en la central Cañaverl a una altura de 490 msnm y luego en la central Río Lindo a 80 msnm. El complejo contribuye con el 35% de la energía hidroeléctrica estatal y el 9,6% de la oferta eléctrica nacional. El Cuadro I-1 muestra las principales características de cada una de las centrales y su generación promedio anual entre 2009 y 2013.

**Cuadro I-1. Características del Complejo Hidroeléctrico Cañaverl - Río Lindo**

	Unidades	Turbinas	En operación	Capacidad (MW)	Generación promedio (GWh)
Central Cañaverl	2	Francis	1964	29	188
Central Río Lindo	4	Pelton	1971/78	80	583
<b>Total complejo</b>	<b>6</b>			<b>109</b>	<b>771</b>

- 1.13 La central Cañaverl cuenta con una subestación elevadora de voltaje de 13,8 kV a 138 kV, integrada por dos transformadores de potencia de 20 MVA, conectada mediante línea de transmisión de 138 kV, con capacidad de 151,8 MVA, a la subestación Piedras Azules del SIN. Río Lindo cuenta con una subestación elevadora de voltaje 13,8 kV a 138 kV, con cuatro transformadores de potencia de 30 MVA y conectada mediante dos líneas de transmisión de 138kV de 151,8 MVA a las subestaciones El Progreso y Villanueva del SIN. Las dos centrales están interconectadas a través de una línea de 138 kV y 151,8 MVA de capacidad.
- 1.14 **Importancia para el SIN.** El complejo hidroeléctrico Cañaverl - Río Lindo es vital para la generación de energía y la operación del SIN y su sincronización con el SIEPAC, produciendo con el menor costo de generación de electricidad del país. Estas plantas son las primeras en arrancar en el restablecimiento del sistema en caso de un apagón nacional, actuando como respaldo de la central Francisco Morazán – El Cajón. Durante los períodos de bajos aportes hidrológicos en la región, las plantas del complejo permiten mantener su disponibilidad de potencia máxima gracias al desnivel entre el lago Yojoa y la ubicación de las plantas, a diferencia de la central Francisco Morazán – El Cajón, la cual ve reducida su capacidad cuando el nivel de su embalse baja. La operación de estas plantas reduce la operación de plantas térmicas, disminuyendo las compras de energía a los generadores privados, el costo promedio de generación y la emisión de CO<sub>2</sub>.
- 1.15 **Condiciones actuales del complejo hidroeléctrico Cañaverl – Río Lindo.** Durante el tiempo de operación del complejo se han realizado varios mantenimientos mayores, el primero de ellos en 1971 sobre la unidad 1 de la central Cañaverl. En 1978 se intervinieron las unidades 1 y 2 de la central Río Lindo. El último mantenimiento mayor se llevó a cabo entre 1991 y 1993, cuando se cubrieron todas las unidades de ambas centrales, ejecutando la inspección y pruebas a todos los equipos y reemplazando algunos componentes usando el mismo tipo de tecnología de la construcción inicial. Estos mantenimientos permitieron extender la vida útil del complejo y recuperar el nivel de generación.
- 1.16 Las principales acciones adelantadas en ese último mantenimiento incluyen cambio de los rodetes de las turbinas de Cañaverl; rebobinado de un generador de Río Lindo; reemplazo de los reguladores de voltaje; mantenimiento de los

canales de entrada y reemplazo de sus válvulas; y rehabilitación y mantenimiento de las obras civiles. En las subestaciones elevadoras se realizaron pruebas al aislamiento de todos los transformadores de potencia y se reemplazaron los cables de control. En Cañaveral se reemplazaron los dos transformadores de potencia.

- 1.17 Tras más de 20 años de operación continua luego del último mantenimiento mayor, diversos estudios realizados evidencian un alto riesgo de falla de los equipos y de las centrales como resultado de la fatiga y deterioro operacional en muchas partes del grupo generador-turbina y otros equipos<sup>1</sup>, varios de ellos muy cerca del fin de su vida útil, como las cuatro turbinas de la central Río Lindo con 43 años de funcionamiento, cuando normalmente su vida útil está entre 30 y 40 años, mientras que los rodets de las turbinas de la central Cañaveral presentan severos daños por cavitación. Otros equipos están obsoletos dado que son originales o usan la tecnología inicial, como los reguladores de velocidad mecánico – hidráulicos de 1962 y los sistemas de control de ambas centrales.
- 1.18 Algunos equipos principales de las subestaciones, tales como interruptores, seccionadores, sistemas de protección y transformadores de corriente y de potencial llevan más de 40 años en operación y su estado actual no garantiza confiabilidad al sistema. Existen equipos que requieren urgente reemplazo y para algunos de ellos no existen repuestos en el mercado, ni soporte de los fabricantes. Las pruebas de aislamiento de los transformadores evidencian deterioro y el límite de su vida útil. Los transformadores han traspasado su límite de capacidad y se encuentran saturados, haciendo inefectiva la lectura de la potencia y energía. Las líneas carecen de pararrayos para protección de los sistemas atmosféricos.
- 1.19 Dado el estado de las centrales, el número de fallas y los mantenimientos correctivos han venido aumentando por fallas en los equipos principales, afectando la disponibilidad de las plantas y reduciendo su eficiencia. De acuerdo a registros de la ENEE, en Río Lindo entre junio 2007 y junio 2010, el 10% de las averías se presentaron en las turbinas y 43% en el generador y sus equipos auxiliares, las cuales representaron el 29% y el 40% de la indisponibilidad total respectivamente ([EEO#8](#)). La dificultad para adquirir repuestos genera mayores tiempos de parada durante los mantenimientos ([EEO#3](#)). En Cañaveral las horas (H) de mantenimiento de turbinas, generador y servicios auxiliares fueron de 85 H en 2008, 73 H en 2009, 72 H en 2010 y 109 H en 2011.
- 1.20 Estudios realizados en otras centrales de generación similares, con proximidad a la vida útil, demuestran que existe una reducción en la disponibilidad de las plantas ([EEO#9](#)). El análisis de la cantidad de energía generada anualmente en el período comprendido entre los mantenimientos de 1978 y 1993, muestra que la generación se redujo al final del período en 35 GWh y 75 GWh en las centrales Cañaveral y Río Lindo respectivamente. Los estudios citados estiman que de no realizarse la rehabilitación, los factores de desempeño de las centrales disminuirán significativamente en los próximos años, la disponibilidad de la central Cañaveral

---

<sup>1</sup> En 2002 un estudio de evaluación de Siemens evidenció el deterioro en el material del rodete de las turbinas de la central Río Lindo. Posteriormente entre 2010 y 2012, los trabajos realizados por *Taiwan Power Company* y fabricantes de los equipos existentes reportaron un mayor desgaste de los equipos.

- pasaría del 97% en 2012 a 60% en 2021, y la central Río Lindo pasaría del 97% al 70% en el mismo período. De esta forma los factores de planta pasarían de 74% a 40% en Cañaveral y de 84% a 60% en Río Lindo. Otros factores como el mal funcionamiento de las compuertas hidráulicas y la falta de sistemas de limpieza de las rejas de entrada, producen una reducción de la capacidad de generación, al presentarse pérdida de la carga hidráulica de alrededor del 3% por acumulación de residuos, equivalente a cerca de US\$100.000 al mes.
- 1.21 Como consecuencia de la condición actual del complejo, su antigüedad y la falta de un mantenimiento mayor reciente, se espera que la energía generada por las centrales hidroeléctricas continúe disminuyendo. Esta situación también representa un alto riesgo de falla mayor que puede llevar a una salida irreversible de las unidades de generación, poniendo en riesgo el abastecimiento de energía y la estabilidad del sistema. Su indisponibilidad se reflejaría en mayores costos de generación, al tener que ser abastecida por centrales de generación térmica o con mayores importaciones del MER. Oscilaciones o fallas en el sistema eléctrico de Honduras pueden tener repercusiones en los sistemas de los países vecinos, dada su operación conjunta través del SIEPAC.
- 1.22 **Conceptualización del proyecto.** El proyecto plantea realizar un mantenimiento mayor para reparar, reemplazar y mejorar los componentes e instalaciones del complejo hidroeléctrico Cañaveral– Río Lindo, con el fin de extender su vida en por lo menos 30 años, garantizar el suministro de energía eléctrica a un menor costo y eliminar el riesgo de falla, desabastecimiento de energía e inestabilidad del sistema. La rehabilitación permitirá mejorar la tecnología de las centrales de generación, instalando turbinas de mayor desempeño y equipos de control de tecnología digital, con mejora en aprovechamiento del caudal y en eficiencia de las turbinas de alrededor del 2%. La repotenciación incrementará la potencia instalada de los generadores para su aprovechamiento del complejo en horas de mayor demanda. Se obtendrá un aumento de 20,8 MW en la capacidad total instalada del complejo<sup>2</sup>. Se intervendrán las dos subestaciones de potencia de las centrales, reemplazando los transformadores y demás equipos de potencia. Se modernizarán los sistemas de control y de protecciones y se realizará mantenimiento de las obras civiles para garantizar la disponibilidad de estos equipos para entrega de la energía al SIN.
- 1.23 La rehabilitación y repotenciación reducirá la compra de energía térmica en horas de mayor demanda a nivel nacional y permitirá extender la operación del complejo. La generación de energía renovable aumentará su participación cerca del 1,5%, evitando la emisión de aproximadamente 86.000 toneladas anuales de CO<sub>2</sub><sup>3</sup>. Sin este recurso, la ENEE tendría que adquirir energía de otras alternativas más costosas para asegurar la potencia firme, empeorando su situación financiera

<sup>2</sup> En Cañaveral el caudal aumentará de 11,5 m<sup>3</sup>/s a 12,1 m<sup>3</sup>/s y su eficiencia en 2%, lo cual, junto al aumento de la potencia máxima de los generadores permitirá incrementar la potencia de cada unidad de 14,5 MW a 16,1 MW, aumentando en total 3,2 MW. En Río Lindo, el caudal aumentará de 6,75 m<sup>3</sup>/s a 7,3 m<sup>3</sup>/s, la eficiencia en 2% y la potencia de cada unidad de 20 MW a 24,4 MW, aumentando en total 17,6 MW.

<sup>3</sup> Estimación preliminar de la Unidad Ambiental de la ENEE, empleando un factor de emisión del 2011. Con apoyo de HO-T1210 se definirá la metodología más adecuada para la estimación de las emisiones.

- e impactando la situación fiscal del país. El proyecto beneficiará a toda la población hondureña en general asegurando el abastecimiento del 9,6% de la demanda, a un menor costo y con mayor confiabilidad para todo el sistema.
- 1.24 **Estrategia del país en el sector.** El proceso de reformas iniciado en 2013 para mejorar la sostenibilidad financiera del sector ha logrado los siguientes avances: focalización del subsidio a consumidores residenciales de bajo consumo; incremento en tarifas a usuarios de elevado consumo; reducción de costos de compra de energía térmica, producto de la revisión y negociación con generadores térmicos privados; recuperación de la cartera vencida de la ENEE; y la reciente entrada en vigencia de la LGIE que persigue atraer la inversión del sector privado en transmisión y distribución de electricidad y reducir las pérdidas; importante esfuerzo para incrementar la participación de Energía Renovable (ER) en la matriz energética. Los objetivos de la Visión de País 2010-2038, enmarcados en el Decreto Legislativo No 286-2009 de 2 de febrero 2010 prevén que la participación de ER en la matriz pasará del 65% en 2017 a 80% en 2022.
- 1.25 **Estrategia y participación del BID en el sector.** La operación es consistente con la Estrategia del Banco en el País 2015-2018 (EBP) (GN-2796-1), la cual prioriza la sostenibilidad y competitividad del sector energético, apoyando el proceso de reforma del sector eléctrico y considerando inversiones en el sector, en la medida en que se avance en la implementación de esas reformas hacia la eficiencia y sostenibilidad financiera, buscando: (i) mejorar la eficiencia, calidad del servicio y diversificación de la matriz de generación; y (ii) incrementar el acceso al servicio de electricidad. La EBP define como área de aplicación transversal el cambio climático, enfocando el sector de energía en la reducción de vulnerabilidad, adaptación y mitigación al cambio climático en el diseño de sistemas viables, acciones de energía renovable y de mejoramiento de cobertura. El Banco considera que el avance del sector en las reformas ha sido significativo ([EEO#11](#) & ¶1.4-1.5). Actualmente el Banco financia el HO-L1070, bajo el cual se toman medidas para implementar las reformas y políticas sectoriales encaminadas a mejorar la sostenibilidad financiera, eficiencia operativa y seguridad del suministro eléctrico<sup>4</sup>.
- 1.26 El Banco está financiando el Programa de Apoyo a la Integración de Honduras en el MER (HO-L1039) para mejorar la capacidad técnica y de gestión del centro nacional de despacho y construir la subestación eléctrica La Entrada 230kV/34,5KV que conecta a Honduras con el SIEPAC, lo cual, con el incremento del presente proyecto, permitirá una mayor participación de Honduras en el MER.
- 1.27 El Banco brinda cooperación técnica al GHO y a la ENEE en la preparación de operaciones y asistencia puntual ofrecida a solicitud del GHO, en los procesos de mejora de la eficiencia operativa del sector, mediante diálogos continuos y asistencia técnica especializada en materia de focalización de subsidios, compra

---

<sup>4</sup> Como evidencia de este avance, al finalizar 2014 el país había cumplido con todos los compromisos programáticos contenidos en la Matriz de Política requeridos para el desembolso completo de US\$130 millones, realizado en diciembre 22 del 2014.

de energía a generadores privados, evaluación de riesgos financieros de la ENEE y depuración de estados financieros; y programas para incrementar la participación de fuentes de ER en la matriz energética, como el *Scaling up Renewable Energy Program (SREP)* del *Climate Investment Fund*, administrado por el Banco. Entre las cooperaciones técnicas recientes se incluyen: HO-T1200 Mejora de la Gobernabilidad Macro Fiscal de Honduras; HO-T1192 Diálogo Estratégico: Notas en Política Pública; HO-T1184 Fortalecimiento del Sector Energético de Honduras; HO-T1178 *Strengthening the RE Policy and Regulatory Framework, SREP for Honduras*.

- 1.28 El Banco tiene experiencia en rehabilitación de otras centrales hidroeléctricas en la región, destacándose las de Guri en Venezuela, Furnas y Luis Carlos Barreto en Brasil, Peligre en Haití y Carlos Fonseca y Centroamérica en Nicaragua. A través de estos programas y de estudios sobre el tema, el Banco ha identificado beneficios y lecciones aprendidas aplicables a este tipo de proyectos. Entre ellos están: la importancia de garantizar la viabilidad económica y financiera del proyecto considerando, además de las inversiones requeridas, los tiempos de parada necesarios para adelantar los trabajos de rehabilitación y el costo de aprovisionamiento de la energía con fuentes más costosas; el diagnóstico preciso a manos de expertos para determinar las necesidades específicas de rehabilitación, con el fin de establecer el alcance adecuado de los trabajos; y la estructuración financiera del proyecto para garantizar las fuentes de financiamiento durante su ejecución<sup>5</sup>. En estudio realizado para el BID (EEO#9), se presentó evidencia de la efectividad y conveniencia de este tipo de intervenciones como una de las alternativas más costo-eficientes frente a otras, como la construcción de nuevas centrales, para proveer energía renovable sin causar impactos ambientales ni sociales. Además, concluye que la rehabilitación es una oportunidad para incorporar tecnologías más modernas y eficientes, aprovechar mejor así los recursos hídricos y aumentar la capacidad de generación. Los resultados obtenidos en los mantenimientos mayores previos realizados sobre el complejo Cañaveral-Río Lindo (¶1.14), han demostrado la efectividad de este tipo de intervenciones extendiendo la vida útil de las centrales y permitiendo la recuperación del nivel de generación (EEO#2).
- 1.29 **Alineación estratégica.** El proyecto contribuirá a las prioridades de financiamiento del Noveno Aumento General de Recursos del BID (GCI-9) (AB-2764) de: (i) préstamos a países pequeños y vulnerables; (ii) iniciativas de cambio climático, energía renovable y sostenibilidad ambiental por medio del cambio de la matriz energética; y (iii) integración regional de infraestructura por su contribución al desarrollo de la capacidad regional de generación. En el marco de la Estrategia Sectorial del Banco de Apoyo a la Integración Competitiva, Regional y Global (GN-2565-4), y de acuerdo a los lineamientos para la clasificación y validación de operaciones bajo el objetivo de financiamiento de

---

<sup>5</sup> “Renovation, Modernization & Upgrading of Hydro Power Plants- Guidelines for Residual Life Assessment & Life Extension, Er. Amrik Singh y Er. Ashok Thapar”; IEA Technical Guidelines for Upgrades of Existing Hydropower Plants. and IEEE -1991; IEEE Guide for the Rehabilitation of Hydroelectric Power Plants,” Energy Development and Power Generation Committee of the IEEE Power Engineering Society.

integración regional marcado por el GCI-9 (GN-2650 y GN-2733), el proyecto es consistente con dicho objetivo, por tratarse de un proyecto de inversión en infraestructura de alcance nacional con focalización multinacional que contribuye al fortalecimiento del sistema eléctrico hondureño, lo cual le permite una mayor participación en el MER, como se analiza en el [EEO#7](#). El proyecto contribuirá con las metas regionales de porcentaje de generación de energía de fuentes con baja emisión de carbono sobre generación total de energía, financiada por el BID.

- 1.30 El proyecto 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 proyecto es consistente con los objetivos establecidos en la Política de Servicios Públicos (PSP - GN-2716-6) como se describe en ¶1.2-1.9; 1.23-1.26 y en el análisis del cumplimiento de esta política ([EEO#6](#)). El proyecto cumple con las condiciones de sostenibilidad financiera y evaluación económica reflejados en el análisis de la inversión efectuado (¶2.5), debido principalmente a que con la venta de la energía a generar se recuperarán los costos de inversión y de O&M; y a los beneficios por generación térmica evitada.

## **B. Objetivo, Componentes y Costos**

- 1.31 El objetivo del proyecto es recuperar y conservar la capacidad de generación de energía eléctrica de origen renovable, contribuyendo a la seguridad en el suministro energético del país. Los objetivos específicos son: (i) rehabilitar la infraestructura de generación de las centrales hidroeléctricas Cañaverl – Río Lindo; (ii) rehabilitar los activos de transmisión que conectan las centrales al SIN; y (iii) mejorar la eficiencia operativa y comercial de la gestión de generación de la ENEE. Se financiarán los siguientes componentes:
- 1.32 **Componente 1. Repotenciación y Rehabilitación de Generación y Transmisión (US\$121,5 millones: BID US\$15,4 millones; JICA US\$106,1 millones).** El proyecto financiará el suministro de los equipos, la mano de obra para el reemplazo e instalación de los nuevos equipos, las adecuaciones necesarias y la supervisión de los trabajos mediante los siguientes subcomponentes:
- 1.33 **Subcomponente 1. Repotenciación y rehabilitación de las unidades de generación.** Se financiará el remplazo total o parcial de los componentes de las dos unidades de generación de la central Cañaverl y de las cuatro unidades de generación de la central Río Lindo. Se incluyen las turbinas de las seis unidades de generación y los principales componentes de generadores de la central Río Lindo. Se implementará tecnología digital en los gobernadores de las turbinas, sistemas de excitación, reguladores de voltaje de los generadores y sistemas de supervisión y control de las unidades, permitiendo la operación de las plantas de manera automática y en tiempo real. Se instalarán equipos eléctricos para la operación de compuertas hidráulicas, sistemas de limpieza de las rejillas de entrada, pintura de los canales de entrada, remplazo de las válvulas del canal de entrada, e instalación de los sistemas de monitoreo de la presas y de medición del caudal.



- 1.34 **Subcomponente 2. Rehabilitación de las subestaciones eléctricas 13,8/138 kV.** Se reemplazarán los principales equipos eléctricos y se dará mantenimiento y adecuación de las obras civiles de la subestaciones de potencia Cañaveral y Río Lindo. Se incluyen los dos transformadores de potencia de la central Cañaveral y dos de los cuatro transformadores de la central Río Lindo. En la subestación Cañaveral se realizarán las adecuaciones necesarias para el cambio del esquema de barra de transferencia, a doble barra-doble interruptor, lo que permitirá reducir los tiempos de interrupciones de mantenimientos futuros. Se sustituirán interruptores de potencia, seccionadores, pararrayos, transformadores de potencial y de corriente, transformadores de servicio, aisladores y cables de potencia. Se reubicarán los equipos de control y sistemas de protección, dejando los controles de las interfaces hombre-máquina en las salas de control de las centrales. Se adecuarán e instalarán sistemas de comunicaciones y equipos asociados. Se sustituirán las estructuras de soporte de los equipos de potencia y de sus bases de concreto y se remodelarán los edificios y demás instalaciones existentes.
- 1.35 **Componente 2. Fortalecimiento de la Empresa de Generación de la ENEE (BID US\$1,3 millones).** Se financiarán acciones para fortalecer la capacidad empresarial, de gestión financiera y operativa, de planificación y de supervisión de los sistemas de generación que operarán bajo la responsabilidad de la ENEE, complementando el apoyo que se otorga al centro de control con la operación HO-L1039. Se incluye: (i) apoyo a las subgerencias de contratos de generación; operativa y de gestión comercial, mediante: (a) implementación del plan estratégico para su fortalecimiento; (b) dotación de sistemas informáticos para mejorar la gestión facilitando la evaluación por resultados y ampliar la rendición de cuentas; y (c) adquisición de *software* de administración de contratos de energía; (ii) elaboración de un plan de inversión para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos estatales emblemáticos; y (iii) suministro de equipos para el fortalecimiento de actividades de supervisión durante la ejecución del proyecto y posterior mantenimiento, fortaleciendo la sostenibilidad de las inversiones.
- 1.36 **Otros costos (US\$45,3 millones: BID US\$6,3 millones; JICA US\$29,3 millones; y ENEE US\$9,8 millones).** Se financiarán los costos de ingeniería, supervisión de obras; administración; imprevistos; y costos financieros.

Cuadro I-2. Costo y Financiamiento (US\$ miles)

CATEGORÍA DE INVERSIÓN	TOTAL 2015-2021			
	BID (BLEND)	JICA	Local ENEE	Total US\$
<b>1. Costos Directos</b>	<b>15.406</b>	<b>106.098</b>	-	<b>121.504</b>
1.1.1 Generación	-	106.098	-	<b>106.098</b>
1.1.2 Transmisión y otros	15.406	-	-	<b>15.406</b>
<b>2. Fortalecimiento Generación ENEE</b>	<b>1.347</b>	-	-	<b>1.347</b>
<b>3. Ingeniería, Supervisión y Administración</b>	<b>1.810</b>	<b>6.235</b>	<b>8.816</b>	<b>16.861</b>
3.1 Ingeniería y Supervisión	925	6.235	-	<b>7.160</b>
3.2 Administración del Proyecto (UCP)	665	-	8.816	<b>9.481</b>
3.3 Auditoría Externa. Ambiental y Evaluaciones	220	-	-	<b>220</b>
<b>4. Imprevistos</b>	<b>4.437</b>	<b>21.225</b>	-	<b>25.662</b>
<b>5. Costos Financieros</b> <sup>*/</sup>	-	<b>1.806</b>	-	<b>1.806</b>
<b>TOTAL</b>	<b>23.000</b>	<b>135.364</b>	<b>8.816</b>	<b>167.180</b>

<sup>\*/</sup> Los costos financieros del préstamo BID serán asumidos por el Prestatario.

- 1.37 **Costo y financiamiento** El costo del proyecto se estima en US\$167,2 millones. JICA financiará US\$135,4 millones para la repotenciación y rehabilitación de las unidades de generación. El BID financiará US\$23 millones en rehabilitación de las subestaciones eléctricas y fortalecimiento de la empresa de generación de la ENEE. US\$8,8 millones completarían la contrapartida que suma US\$144,180 millones (Cuadro I-2).

### C. Resultados Esperados

- 1.38 Los resultados esperados de las inversiones del proyecto son: (i) incrementar la participación de fuentes renovables de energía; (ii) garantizar la disponibilidad de las centrales hidroeléctricas y mejorar su desempeño operativo; (iii) reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>; (iv) mejorar la confiabilidad de transmisión; y (v) fortalecer la capacidad de manejo empresarial de la generación eléctrica. El impacto principal esperado del proyecto es el incremento en la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de origen renovable, beneficiando a la empresa y a la población hondureña en general. La Matriz de Resultados (Anexo II) presenta los indicadores de impacto, de resultado y de producto para contribuir a la evaluación del proyecto. Estos indicadores han sido acordados con la ENEE, quien contribuirá con la recolección de los datos y con la verificación de los logros.

## II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

### A. Instrumentos de Financiamiento

- 2.1 El Banco y la JICA financiarán el proyecto bajo el acuerdo marco para el Cofinanciamiento de Proyectos de ER y Eficiencia Energética (CORE establecido entre el Banco y JICA en 2012 y modificado en 2014).<sup>6</sup> El cofinanciamiento se hará en forma paralela y JICA administrará sus propios recursos. **Será condición contractual especial previa al primer desembolso que el Prestatario haya suscrito y haya entrado en vigencia el contrato de préstamo con JICA, a fin de contar con los recursos adicionales necesarios para financiar el proyecto.** El financiamiento del Banco mediante su instrumento de préstamo de inversión específica, se ejecutará en cinco años y medio a partir de 2015, de acuerdo al cronograma tentativo de desembolsos ([Cuadro II-1](#)).

### B. Viabilidad y Sostenibilidad

- 2.2 **Viabilidad técnica y sostenibilidad.** La ENEE tiene 57 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, del diseño, construcción y supervisión de obras similares a las contempladas en el

---

<sup>6</sup> Bajo CORE, en 5 años JICA proporcionará hasta US\$1.000 millones en préstamos de alta concesionalidad en forma de cofinanciamiento con el Banco para apoyar ER y eficiencia energética en países de Centroamérica y del Caribe. Según lo expresado por JICA al Banco, el préstamo se encuentra en etapa final de negociación con el GHO con las siguientes condiciones: moneda Yenes Japoneses, 40 años de plazo, 10 de gracia, y tasa de interés de 0.3%. El financiamiento del Banco constituye para JICA una señal esencial de confianza al proceso de reformas en el sector y a la conceptualización del proyecto.

- proyecto, incluyendo varios programas con financiamiento del Banco (¶1.27). La modernización de las subestaciones en Cañaveral y Río Lindo se realizarán sobre la infraestructura actual y de posesión de la ENEE. La construcción de las subestaciones se realizarán a través de Licitación Pública Internacional empleando los diseños preparados por la División de Ingeniería de la ENEE, la cual ha venido desarrollando este tipo de trabajos en préstamos anteriores. Para asegurar el cumplimiento de especificaciones técnicas, calidad, tiempo de construcción y presupuesto, la ENEE contratará una firma supervisora externa.
- 2.3 Los costos de inversión del proyecto fueron calculados por la ENEE con base en la experiencia de trabajos con similar alcance. El Banco revisó y ajustó los costos y el cronograma de obras para reflejar datos más conservadores ([EEO#3](#); [EEO#4](#)). Se determinó que el proyecto es altamente viable con base a que: (i) las obras han sido desarrolladas considerando el análisis preliminar realizado por la JICA – NewJec ([EEO#8](#)) y la propia ENEE; (ii) la obra se construirá bajo las buenas prácticas de diseño y construcción siguiendo los estándares de calidad internacional; (iii) la ENEE tiene gran experiencia en el sector y en la construcción de obras similares; (iv) los equipos que se proveerán son estándar; (v) los costos presupuestados son congruentes con los del mercado; (vi) se ha estimado un rubro de imprevistos de acuerdo a las desviaciones observadas en otros proyectos ejecutados por el Banco en el país y en rehabilitaciones de plantas de generación por JICA, incluyendo provisiones para cubrir el riesgo cambiario; y (vii) el cronograma propuesto es compatible con el volumen de obras.
- 2.4 El proyecto contempla fortalecer la capacidad técnica y de gestión financiera de la ENEE para la operación y el mantenimiento de las inversiones y para gestionar los recursos de generación en forma sostenible, bajo el nuevo rol que le asigna la LGIE. ENEE contará con una empresa de generación moderna que le permita participar de manera competitiva en el mercado, garantizando su auto sostenibilidad financiera mediante la generación de ingresos de operación por venta de energía y el manejo de costos con eficiencia operativa. El componente 2 del proyecto y los recursos de la HO-T1210 están dirigidos a este fortalecimiento.
- 2.5 **Evaluación económica y financiera.** Se realizó un análisis beneficio-costos ([EEO#2](#)), considerando los resultados del proyecto frente a un escenario base, en el cual no se realizan las inversiones requeridas, reduciéndose la disponibilidad de generación de las centrales e incrementándose el número de fallas. Los beneficios resultantes están asociados a: (i) incremento en la generación de energía hidroeléctrica y reducción de costos de generación debido a la menor generación de energía térmica, teniendo en cuenta el mantenimiento del nivel, la disponibilidad de las centrales por la rehabilitación y la producción adicional de energía renovable dada la mayor capacidad instalada; (ii) reducción en los costos de operación y mantenimiento; (iii) mejora de la confiabilidad del sistema eléctrico hondureño y el costo de racionamiento evitado; y (iv) reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> por la generación térmica evitada. Considerando las inversiones totales del proyecto para ambas centrales de generación, el resultado del análisis mostró una Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) del 22% y un Valor Presente Neto (VPN) de US\$72 millones, descontando al 12%.

- 2.6 Con el pronóstico de egresos e ingresos evaluado a precios de mercado se estimó su Tasa Interna de Retorno Financiero (TIRF), resultando en 17,7% para el proyecto total, 17,2% para Río Lindo y 18% para Cañaveral. La disponibilidad de energía renovable de menor costo contribuirá a la recuperación financiera de la ENEE. La evaluación incluyó un análisis de sensibilidad sobre variables críticas, tales como los costos de inversión, los costos económico de energía del sistema, la disponibilidad estimada de las plantas. La TIRE y la TIRF superan el 12% y los VPNs son positivos tanto en la evaluación económica como en la financiera.

### **C. Riesgos Ambientales y Sociales**

- 2.7 Conforme a lo establecido en la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardas del Banco (OP-703), esta operación fue clasificada con Categoría B, debido a su potencial para generar bajos a moderados impactos y riesgos ambientales y sociales, tales como contaminación por mal manejo de los desechos (*Polychlorinated Biphenyls-PCB* y asbesto) durante el proceso de construcción para lo cual, medidas efectivas de mitigación están disponibles fácilmente. Sobre la base de la información disponible, se determinó que el proyecto cumple con todas las políticas y directrices del BID aplicables y que no existen otros efectos negativos ni acumulativos generados por el proyecto.
- 2.8 Como condición especial de ejecución, se estableció que la ENEE cumpla con las obligaciones ambientales y sociales incluidas en el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS), e implemente las acciones previstas en el Plan de Acción Ambiental y de Salud y Seguridad (PAASS). El BID verificará anualmente el cumplimiento de las obligaciones ambientales y sociales establecidas en el IGAS.

### **D. Riesgos Fiduciarios**

- 2.9 La ENEE realizará la ejecución del proyecto utilizando su estructura organizacional y sistemas de gestión fiduciarios. El análisis efectuado de los riesgos institucional y fiduciario de la ENEE, indicó que el sistema fiduciario de la ENEE presenta un nivel de riesgo medio. Esta apreciación se relaciona con la capacidad operativa de la ENEE y su conocimiento de las políticas del Banco, con apoyo de la Unidad Coordinadora de Proyecto (UCP) dentro de la ENEE (§3.2), en seguimiento a las recomendaciones del Sistema de Evaluación de la Capacidad Institucional (SECI) realizado en julio de 2013 ([EEO#10](#)).
- 2.10 En la Matriz de Riesgos ([EER#5](#)) se identifican riesgos fiduciarios de nivel medio, sus potenciales impactos y las acciones de mitigación previstas. Estos riesgos incluyen apropiación presupuestal insuficiente, incumplimiento contractual de empresas contratistas y cambio en reglas de exoneraciones fiscales. Como riesgo medio de gestión pública y gobernabilidad se identificó la reducción de la competencia técnica y fiduciaria del organismo ejecutor. Para el manejo de las medidas de mitigación de los riesgos identificados y facilitar la ejecución del proyecto, se considera que la UCP actualmente a cargo de la ejecución del Programa de Apoyo al Sector de Energía I y II (1584/SF-HO y 2016/BL-HO), cuenta con experiencia y capacidad constatada. En adición a las medidas de mitigación previstas en el proyecto, 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, financiado por el Banco Mundial bajo el PROMEF para un mejor seguimiento y gestión de los procesos.

### III. IMPLEMENTACIÓN Y PLAN DE ACCIÓN

#### A. Mecanismo de Ejecución.

- 3.1 Prestatario y organismo ejecutor. El prestatario será la República de Honduras y la ENEE será el organismo ejecutor. **Será condición contractual especial previa al primer desembolso la entrada en vigencia de un convenio entre el prestatario representado por la Secretaría de Estado en el Despacho de Finanzas y la ENEE para la transferencia de recursos y obligaciones de ejecución del proyecto.** Dicho convenio indicará: (i) la forma como se transferirán los recursos del préstamo; (ii) el compromiso de la ENEE a ejecutar las actividades del proyecto de conformidad con los términos y condiciones del contrato de préstamo; (iii) el compromiso de utilizar los recursos del préstamo y de la contrapartida nacional solamente para los propósitos del proyecto; y (iv) el compromiso de la ENEE de realizar el aporte previsto como aporte local en el cuadro de costos.
- 3.2 La responsabilidad de la ejecución, administración, monitoreo y evaluación del proyecto será de la ENEE con apoyo de la UCP, la cual estará conformada al menos del siguiente personal: un coordinador general, un coordinador técnico, un especialista de monitoreo, un especialista en generación, un especialista financiero, un especialista en adquisiciones y un especialista medioambiental. Será condición especial de ejecución que se mantenga el personal mínimo, con las calificaciones aceptables al Banco, en la UCP. La ENEE contratará una firma supervisora externa para la supervisión de obras.
- 3.3 La ENEE como ejecutor estará encargado de implementar y supervisar el proyecto, definir y aprobar los Planes Operativos Anuales (POA), proporcionar información que permita al Banco hacer seguimiento y evaluación de los impactos del proyecto, coordinar y gestionar los desembolsos y llevar los registros contables y financieros, incluyendo los estados financieros anuales del proyecto requeridos. La ejecución de la operación se deberá desarrollar conforme un Manual Operativo del Proyecto, previamente acordado con el Banco. **Será condición contractual especial previa al primer desembolso, la aprobación del Manual Operativo del Proyecto acordado con el Banco.**
- 3.4 **Gestión de adquisiciones.** Para la contratación de obras y la adquisición de bienes y servicios de consultoría financiados con recursos del Banco, se aplicarán las Políticas para la Adquisición de Obras y Bienes Financiados por el Banco (GN-2349-9) y las Políticas para la Selección y Contratación de Consultores Financiados por el Banco (GN-2350-9). El método de supervisión será una combinación de ex post y ex ante de acuerdo a lo establecido en el Plan de Adquisiciones (PA). Las adquisiciones deben estar incluidas en el PA aprobado por el Banco y seguir los métodos y rangos en él establecidos. Se acordará un PA para los primeros 18 meses de ejecución, al cual se le hará seguimiento, será ejecutado y actualizado a través de las herramientas acordadas con el Banco. El

personal de la UCP podrá ser contratado en forma directa, por continuidad de sus servicios prestados en operaciones financiadas previamente por el Banco y ejecutadas por ENEE, previa evaluación positiva de su desempeño, de conformidad con la política de adquisiciones del Banco GN-2350-9.

- 3.5 **Gestión financiera.** La ENEE, a través de la UCP, será responsable de la gestión financiera y presentará estados financieros auditados del financiamiento del BID y de la contrapartida nacional, dentro de los 120 días del cierre de cada ejercicio fiscal. El último de estos informes será presentado dentro de los 120 días siguientes a la fecha del último desembolso. La ENEE contratará servicios de auditoría externa con base en términos de referencia previamente aprobados por el Banco. Los desembolsos se realizarán según el plan financiero, conforme con lo establecido en la Guía de Gestión Financiera para Proyectos Financiados por el BID (OP-273-6) y sus actualizaciones.

**B. Resumen del Esquema de Seguimiento y Evaluación**

- 3.6 El proyecto cuenta con un Plan de Seguimiento y Evaluación (PSE). El seguimiento administrativo y control se enfocará en el cumplimiento de las normas en materia administrativa, financiera, contable y jurídica, de acuerdo con los lineamientos nacionales, del BID y el contrato de préstamo.
- 3.7 El PSE ([EER#3](#)) incluye los indicadores del desempeño económico, social y ambiental del proyecto. La ENEE enviará al Banco un informe de progreso, a más tardar 60 días después del fin de cada semestre. Estos informes reportarán el grado de cumplimiento de los indicadores de productos y avances de resultados de la Matriz de Resultados y permitirán monitorear estos indicadores utilizando la herramienta del BID Informe de Seguimiento del Proyecto (ISP). Se identificarán problemas encontrados y un plan de acción con medidas correctivas para mejorar el desempeño. No más tarde del 30 de noviembre de cada año, la ENEE presentará al Banco el POA, el PA, y la programación de flujo de caja del año siguiente. Se realizarán auditorías financieras externas del proyecto.
- 3.8 El PSE incluye los mecanismos de evaluación del proyecto, cuyo objetivo es verificar el cumplimiento de las metas acordadas en la Matriz de Resultados. La ENEE seleccionará y contratará los servicios de consultoría para llevar a cabo: (i) una evaluación intermedia, una vez desembolsado y justificado el 50% de los recursos del proyecto y de la contraparte (JICA), o a los 33 meses de ejecución, lo que ocurra primero. Esta evaluación se concentrará en analizar los avances alcanzados; aspectos de coordinación y ejecución; el grado de cumplimiento de las obligaciones contractuales; recomendaciones para lograr las metas propuestas y la sostenibilidad de las inversiones; avances en el desarrollo institucional y corporativo y en la solvencia financiera de la ENEE; y (ii) una evaluación final, a más tardar 90 días antes de la fecha del último desembolso, cuyo informe final deberá presentarse a más tardar 30 días después de la justificación final de desembolsos de ambos financiamientos, la cual determinará: el grado de cumplimiento de las metas establecidas en la Matriz de Resultados; un análisis costo-beneficio ex post; el desempeño del ejecutor; factores que incidieron en la implementación; y recomendaciones para futuras operaciones.

Matriz de Efectividad en el Desarrollo			
Resumen			
<b>I. Alineación estratégica</b>			
<b>1. Objetivos de la estrategia de desarrollo del BID</b>		<b>Alineado</b>	
Programa de préstamos	-Préstamos a países pequeños y vulnerables -Préstamos en apoyo de iniciativas sobre cambio climático, energía renovable y sostenibilidad del medio ambiente -Préstamos en apoyo de la cooperación y la integración regionales		
Metas regionales de desarrollo	-Emisiones de CO2 (kilogramos) por US\$1 del PIB (PPA)		
Contribución a los productos del Banco (tal como se define en el Marco de Resultados del Noveno Aumento)	-Porcentaje de la capacidad de generación eléctrica de fuentes de bajo contenido de carbono frente a la capacidad de generación total financiada por el BID		
<b>2. Objetivos de desarrollo de la estrategia de país</b>		<b>Alineado</b>	
Matriz de resultados de la estrategia de país	GN-2796-1	Mejorar la eficiencia, la calidad del servicio eléctrico y diversificar la matriz de generación.	
Matriz de resultados del programa de país	No disponible	Documento en revisión.	
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)			
<b>II. Resultados de desarrollo - Evaluabilidad</b>			
	Altamente Evaluable	Ponderación	Puntuación máxima
	9.1		10
<b>3. Evaluación basada en pruebas y solución</b>	9.7	33.33%	10
3.1 Diagnóstico del Programa	3.0		
3.2 Intervenciones o Soluciones Propuestas	4.0		
3.3 Calidad de la Matriz de Resultados	2.7		
<b>4. Análisis económico ex ante</b>	10.0	33.33%	10
4.1 El programa tiene una TIR/VPN, Análisis Costo-Efectividad o Análisis Económico General	4.0		
4.2 Beneficios Identificados y Cuantificados	1.5		
4.3 Costos Identificados y Cuantificados	1.5		
4.4 Supuestos Razonables	1.5		
4.5 Análisis de Sensibilidad	1.5		
<b>5. Evaluación y seguimiento</b>	7.5	33.33%	10
5.1 Mecanismos de Monitoreo	2.5		
5.2 Plan de Evaluación	5.0		
<b>III. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación</b>			
Calificación de riesgo global = magnitud de los riesgos*probabilidad	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		
<b>IV. Función del BID - Adicionalidad</b>			
El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales			
Fiduciarios (criterios de VPC/FMP)	Sí	Administración financiera: Presupuesto, Tesorería, Contabilidad y emisión de informes. Adquisiciones y contrataciones: Sistema de información.	
No-Fiduciarios			
La participación del BID promueve mejoras adicionales 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	Sí	Se aprobó la Cooperación Técnica HO-T1210 para acompañar el diseño técnico del proyecto y el inicio de la ejecución.	
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 objetivo del programa es recuperar y conservar la capacidad de generación de energía eléctrica de origen renovable, contribuyendo a la seguridad en el suministro energético de Honduras. Para esto, la operación plantea: (i) rehabilitar la infraestructura de generación de las Centrales Hidroeléctricas Cañaverál – Río Lindo; (ii) rehabilitar los activos de transmisión que conectan las centrales al Sistema Interconectado Nacional (SIN); y (iii) mejorar la eficiencia operativa y comercial de la gestión de generación de ENEE.

El proyecto presenta evidencia empírica suficiente acerca de las necesidades de rehabilitación del complejo hidroeléctrico Cañaverál – Río Lindo, destacando su importancia en la demanda de energía nacional y su potencial de generar beneficios ambientales. Dado que se trata de una operación financiada de manera conjunta entre el BID y JICA, la matriz de resultados claramente distingue los productos y tiempos que corresponden a cada institución. A pesar de esto, se podría fortalecer la lógica vertical de la matriz a fin de que sea consistente con los objetivos y resultados esperados planteados en el POD. En particular, dada la contribución del proyecto a la integración eléctrica regional, el indicador de resultado "cantidad de energía transada en el MER/energía disponible" debería ser considerado como un indicador de impacto, en consistencia con la Estrategia del Banco para el país (GN-2796-1). Asimismo, se podrían fortalecer los indicadores de resultado relacionados a la capacidad de gestión de ENEE. El proyecto presenta un análisis económico sólido y un plan de evaluación basado en un análisis económico ex post. Los riesgos identificados son sensatos e incluyen medidas de mitigación y la métrica para su seguimiento.

## PROYECTO DE REHABILITACIÓN Y REPOTENCIACIÓN DEL COMPLEJO HIDROELÉCTRICO CAÑAVERAL – RÍO LINDO

### HO-L1102

#### MATRIZ DE RESULTADOS

<b>OBJETIVO</b>	El objetivo del proyecto es recuperar y conservar la capacidad de generación de energía eléctrica de origen renovable, contribuyendo a la seguridad en el suministro energético del país. Los objetivos específicos son: (i) rehabilitar la infraestructura de generación de las Centrales Hidroeléctricas Cañaverál – Río Lindo; (ii) rehabilitar los activos de transmisión que conectan las centrales al SIN; y (iii) mejorar la eficiencia operativa y comercial de la gestión de generación de ENEE.
-----------------	---

Impacto	Indicador	Línea de base 2014	Meta final 2021	Medio de verificación
Mayor participación de fuentes renovables en la matriz de generación eléctrica	Generación proveniente de ER / Generación total (%) <sup>1</sup>	38%	55%	Informe Mensual de Operación ENEE

Resultados	Indicador	Unidad	Base 2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 <sup>2</sup>	Meta Final	Medio de verificación
Mejor desempeño operativo de las plantas	Factor de disponibilidad Cañaverál <sup>3</sup>	%	98,47	98,4	98,5	98,5	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	Informe Mensual de Operación ENEE
	Factor de disponibilidad Río Lindo	%	98,30	98,2	98,2	98,2	98,2	98,5	98,6	98,7	98,7	
	Rendimiento Cañaverál <sup>4</sup>	kWh/m3	0,330	0,330	0,330	0,330	0,343	0,343	0,343	0,343	0,343	
	Rendimiento Río Lindo	kWh/m3	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,847	0,855	0,855	0,855	
Mejora confiabilidad en transmisión	Fallas por año – S/E Cañaverál	# de incidentes	1	2	2	2	1	1	1	1	1	Informe Mensual de Fallas
	Duración promedio de fallas año S/E Cañaverál	Horas	0,08	2,30	2,30	2,30	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	
	Fallas por año – S/E Río Lindo	# de incidentes	8	9	9	9	2	2	2	2	2	
	Duración promedio de fallas año S/E Río Lindo	Horas	16,69	17,5	17,5	17,5	4	4	4	4	4	

<sup>1</sup> El indicador se considera en términos de la energía generada, en lugar de capacidad instalada, permitiendo mostrar la producción efectiva de energía renovable.

<sup>2</sup> El año final considera la entrega de los productos del préstamo de JICA. El periodo de desembolso del BID será de 5.5 años.

<sup>3</sup> Factor de disponibilidad (%) = ((Total horas año - Horas indisponibles por mantenimientos programados al año- Horas indisponibles por mantenimientos no programados al año)/ Total Horas año)) x100

<sup>4</sup> Rendimiento (kWh/m3) = Total energía generada al año (kWh) / Volumen total de agua turbinada al año (m3)



Resultados	Indicador	Unidad	Base 2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 <sup>2</sup>	Meta Final	Medio de verificación
Reducción de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) provenientes de la generación de electricidad.	Emisiones anuales de CO2 provenientes de la generación de electricidad en Honduras.	Toneladas equivalentes de CO2/ año	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D <sup>5</sup>
Aumento en la transacciones de energía en el MER	Cantidad de energía transada en el MER / Energía Disponible	%	2,85	3,14	3,45	3,79	4,17	4,59	5,05	5,55	5,55	Informes Ente Operador Regional EOR
Mejor capacidad de manejo empresarial de la generación eléctrica	Potencia de proyectos de energía renovable ENEE.	MW	0	0	0	0	100	100	100	198	198	Informe Mensual de Operación ENEE
	Compra de energía térmica a través de procesos competitivos	MWh	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	Informe Mensual de Operación ENEE <sup>6</sup>
	Compra de energía renovable a través de procesos competitivos.	MWh	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	Informe Mensual de Operación ENEE <sup>7</sup>

<sup>5</sup> A través de la Cooperación Técnica HO-T1210 se preparará en el primer año una metodología para la estimación de las emisiones, se establecerá la línea de base y la proyección de este indicador, así como los mecanismos de recopilación de la información.

<sup>6</sup> Una vez se complete el Plan Estratégico en el primer año con el apoyo de la Cooperación Técnica HO-T1210 se definirán las metas de los indicadores de resultados detallados para cada año de ejecución.

<sup>7</sup> Idem.

Productos	Unidad	Base 2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Meta final	Medio de verificación
<b>COMPONENTE 1. Repotenciación y rehabilitación de generación y transmisión</b>											
<b>Subcomponente 1 - JICA<sup>8</sup></b>											
Unidad de Generación Rehabilitada – Planta Cañaveral	#	0				2				2	Informe de Seguimiento del Proyecto (ISP)
Unidad de Generación Rehabilitada – Planta Río Lindo	#	0					1	2	1	4	
<b>Subcomponente 2 - BID</b>											
Subestación Planta Cañaveral Rehabilitada	#	0				1				1	Informe de Seguimiento del Proyecto (ISP)
Subestación Planta Río Lindo Rehabilitada	#	0				1				1	
<b>COMPONENTE 2. Fortalecimiento de la Empresa de Generación de la ENEE</b>											
Plan de inversión para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos estatales emblemáticos elaborado.	#	0			1					1	Informe de Seguimiento del Proyecto (ISP)
Equipo para fortalecimiento de supervisión durante la ejecución y posterior mantenimiento adquirido	#	0				1				1	
Sistemas informáticos para gestión, evaluación por resultados y ampliar la rendición de cuentas adquiridos e implementados.	#	0				1				1	
Software de administración de Contratos de Energía y equipo implementados	#	0				1				1	
Plan Estratégico elaborado	#	0					1			1	

<sup>8</sup> La entrega de los productos del subcomponente 2 será responsabilidad de JICA.

## ACUERDOS Y REQUISITOS FIDUCIARIOS

**PAÍS:** Honduras

**PROYECTO:** HO-L1102 Proyecto de rehabilitación y repotenciación del complejo hidroeléctrico Cañaveral – Río Lindo

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

**EQUIPO FIDUCIARIO:** Kelvin Suero (Gestión Financiera FMP/CHO); y 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. 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 y 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, durante el año 2014 se suscribió una Alianza Estratégica con el Tribunal Superior de Cuentas (TSC) que permitirá avanzar gradualmente en el uso de esta entidad para el desarrollo de los servicios de control externo de las operaciones financiadas por el Banco en el país. Con relación al sistema de contratación pública, el país presenta fortalezas identificadas en el diagnóstico MAPS/OECD del año 2010, especialmente con respecto a un marco legal ajustado a la mayoría de las mejores prácticas internacionales. No obstante, en el país aún 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, la ENEE cuenta con la experiencia necesaria en la publicación de los procesos de adquisiciones financiados por el Banco en HONDUCOMPRAS, sitio oficial del Estado para difundir las oportunidades de compras y contrataciones del Estado. Adicionalmente, utiliza los documentos estándar de licitación pública nacional y los documentos de comparación de precios, ambos para la adquisición de bienes y obras, acordados por el Banco con la ONCAE (Oficina Normativa de Contrataciones y Adquisiciones del Estado).

### 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 proyecto 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 por parte del Organismo Ejecutor que apoyará la gestión fiduciaria, con apoyo de la Unidad Coordinadora de Proyecto (UCP).
- 3.2 Los principales riesgos fiduciarios y sus respectivas medidas de mitigación se encuentran identificadas en la Matriz de Evaluación de Riesgos que se incluye como enlace electrónico en la Propuesta de Desarrollo de la Operación (POD). 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, 2016/BL-HO y 3103/BL-HO), para cuya gestión emplea el sistema SIAFI/UEPEX y todos los controles nacionales que se derivan de su uso. Adicionalmente, el esquema de supervisión fiduciario previsto incluye los servicios de auditoría anual, con informes preliminares semestrales, lo que apoyará el seguimiento estrecho a la gestión fiduciaria y a la evolución de los riesgos en este ámbito.
- 3.3 Respecto a las adquisiciones, los riesgos identificados serán mitigados, mediante la capacidad de la UCP de la ENEE para realizar compras bajo los procedimientos del BID, manteniendo al personal especializado que actualmente forma 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 del Sistema de Ejecución del Plan de Adquisiciones (SEPA) acordado con el Banco. Un exhaustivo seguimiento de la UCP a las fechas acordadas con los departamentos técnicos de la ENEE para el suministro de las especificaciones técnicas, con la calidad requerida, mitigará los posibles atrasos en los procesos.

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

- 4.1 A continuación se destacan los Acuerdos y Requisitos que deberán ser considerados en las estipulaciones especiales del Contrato de Préstamo:
  - a. **Condiciones previas al primer desembolso.** Serán condiciones previas al primer desembolso que el Prestatario presente evidencia de: (i) entrada en vigencia del Convenio subsidiario entre el Prestatario, representado por la Secretaría de Estado en el Despacho de Finanzas (SEFIN), y la ENEE para la transferencia de recursos y obligaciones de ejecución del proyecto; (ii) aprobación del Manual Operativo del Proyecto acordado con el Banco; y (iii) suscripción y entrada en vigencia el contrato de préstamo con JICA, a fin de contar con los recursos adicionales necesarios para financiar el proyecto.
  - b. **Condiciones especiales de ejecución:** (i) que la ENEE mantenga integrada la Unidad Coordinadora del Proyecto en todo momento durante la ejecución del proyecto con el personal mínimo con calificaciones aceptables al Banco; (ii) que la ENEE cumpla con las obligaciones ambientales y sociales establecidas en detalle en el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS), e implementar las acciones previstas en el Plan de Acción Ambiental y de Salud y Seguridad (PAASS);

- 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 del Contrato de Préstamo, 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.
- d. Estados financieros y otros informes auditados.** El Ejecutor deberán presentar 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 proyecto, en lo que concierne al financiamiento otorgado por el BID y a la Contrapartida Nacional, debidamente dictaminados por auditores independientes 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. Con el debido análisis, el Banco podrá considerar emplear los servicios del Tribunal Superior de Cuentas de Honduras para el desarrollo parcial o total de las auditorías previstas.

## **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 proyecto, las cuales 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 detallan: (i) los contratos para obras, bienes y servicios de consultoría requeridos para llevar a cabo el proyecto; (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 proyecto, 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 Consultoría<sup>1</sup> generados bajo el proyecto y sujetos a Licitación Pública Internacional (LPI), se ejecutarán utilizando los Documentos

---

<sup>1</sup> Políticas para la Adquisición de Bienes y Obras financiadas por el Banco Interamericano de Desarrollo ([GN-2349-9](#)) párrafo 1.1: Los servicios diferentes a los de consultoría tienen un tratamiento similar a los bienes.

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.honducompras.hn](http://www.honducompras.hn).

- 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: 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 previa evaluación positiva de su desempeño, basándose en la cláusula 5.4 (a) de la GN-2350-9 considerando una continuidad de sus servicios prestados en las operaciones HO0224, HO-L1019 y HO-L1039 ejecutados por ENEE.

- 5.5 **Adquisiciones Anticipadas:** La operación no prevé adquisiciones anticipadas.
- 5.6 **Preferencia Nacional:** No se considerará la inclusión de la preferencia nacional.
- 5.7 **Otros:** El Manual Operativo contendrá los detalles relativos al mecanismo e instrumentos de ejecución del proyecto, 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](http://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 La ENEE será responsable de la preparación del Plan de Adquisiciones<sup>2,3</sup>, el Especialista de Adquisiciones del Banco proveerá asistencia para prever que los procedimientos sean adecuados conforme las políticas de adquisiciones del Banco. Las adquisiciones principales previstas en esta operación se resumen a continuación. El [Plan General de Adquisiciones](#) del proyecto se adjunta como enlace.

---

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> Ver [Guía para la preparación y aplicación del Plan de Adquisiciones \(PA<sub>18</sub>\)](#)  
<http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39307352>

**Cuadro V-1 ADQUISICIONES PRINCIPALES**

<b>Actividad</b>	<b>Tipo de Licitación</b>	<b>Fecha Estimada</b>	<b>Monto Estimado US\$</b>
<b>Obras</b>			
Rehabilitación de las Subestaciones de Cañaverall-Río Lindo/ Transmisión	LPI	I I semestre 2016	15.405.837
<b>Firmas Consultoras<sup>4</sup></b>			
Supervisión de la Rehabilitación de la Subestaciones Eléctricas Cañaverall y Río Lindo	SBCC	I Semestre 2015	925.000
Implementación de Plan Estratégico para el Fortalecimiento de la Subgerencias de Contratos de Generación, Subgerencia Operativa y Subgerencia de Gestión Comercial.	SBCC	II Semestre 2016	326.000
<b>Bienes</b>			
Adquisición de Dispositivo de prueba universal para el diagnóstico de equipo eléctrico	LPI	I Semestre 2016	300.000
Adquisición de Procesadora de Aceite Dieléctrico y máquina purificadora de aceite	LPI	I Semestre 2016	192.500
Adquisición de Medidor de Descargas Parciales y equipo de descargas del banco de baterías	LPI	I Semestre 2016	166.000

#### **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 encargada de mantener los archivos y documentación de soporte original de los procesos de adquisiciones que se realicen con recursos del proyecto, así como de efectuar los registros, utilizando los procedimientos establecidos. El manual operativo documentará los flujos internos de trabajo y la segregación de funciones.

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

## **VI. Acuerdos y Requisitos para la Gestión Financiera**

### **1. Programación y presupuesto**

- 6.1 **Programación y presupuesto.** 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, sino de acuerdos y modificaciones que pueden ser aprobadas al nivel de la Secretaría de Estado en el Despacho de Finanzas (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.
- 6.2 **Contabilidad y sistemas de información.** 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 de este 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.
- 6.3 **Desembolsos y flujo de caja.** Para la modalidad de Anticipo de Fondo, el Organismo Ejecutor abrirá una cuenta especial a nombre del proyecto, en el Banco Central de Honduras (BCH) para el desembolso de los fondos. 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.
- 6.4 **Control interno y auditoría interna.** 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. En este caso particular, el Organismo Ejecutor desarrollará sus funciones fiduciarias con el apoyo de la Unidad Coordinadora de Proyecto constituida para tales fines, en el marco de las operaciones financiadas por el Banco en este sector y de conformidad con el Manual Operativo previsto en la operación.
- 6.5 **Control externo e informes.** El Tribunal Superior de Cuentas (TSC) es la entidad a cargo del control externo de los recursos públicos en Honduras. Actualmente el Banco se encuentra en proceso de implementación inicial de la Alianza Estratégica suscrita con el TSC, de manera que en principio, la función de auditoría externa de la operación será ejercida por una firma de auditores independientes aceptable al Banco, financiada con cargo a los recursos del financiamiento. Se espera que en la medida en que se avance en la implementación de la Alianza Estratégica, se pudiera considerar el uso parcial o total de los servicios del TSC en esta operación.



- 6.6 Con base a lo anterior, se han definido los acuerdos y arreglos financieros siguientes:
- Contar con los servicios de auditoría financiera externa del proyecto anualmente. El Banco podrá considerar la presentación de informes preliminares semestrales.
  - 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) y la Guía Operacional de Gestión Financiera (OP-274), en las versiones que se encuentren vigentes al momento de la aprobación de la operación.
  - El costo total estimado de los servicios de auditoría es de US\$130.000,00 que será financiado 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.
- 6.7 **Plan de supervisión financiera.** El Banco supervisará la gestión financiera del proyecto, 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 las recomendaciones de las auditorías externas y el monitoreo de los riesgos fiduciarios. La supervisión será efectuada por el Especialista en Gestión Financiera del Banco 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, con las autoridades de la Oficina del Banco en el País y de VPC/FMP.
- 6.8 **Mecanismo de ejecución.** La ejecución del proyecto estará a cargo de la ENEE, a través de la UCP, la cual estará conformada al menos por: un Coordinador General del Proyecto, un Coordinador Técnico, un Especialista en Monitoreo, un Especialista en generación, un Especialista Financiero, un Especialista en Adquisiciones, un Especialista ambiental, el mismo que deberá cumplir con los requisitos y calificaciones aceptables al Banco. Esta Unidad Ejecutora deberá coordinar con las áreas administrativas y técnicas de la ENEE responsables de los diferentes componentes. Los detalles sobre el mecanismo de ejecución deberán ser reflejados en el Manual Operativo del Proyecto.
- 6.9 **Otros acuerdos y requisitos de gestión financiera.** Se dará seguimiento a los riesgos fiduciarios identificados durante el desarrollo del proyecto, 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.

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-\_\_\_/15

Honduras. Préstamo \_\_\_\_/BL-HO a la República de Honduras  
Proyecto de Rehabilitación y Repotenciación del Complejo  
Hidroeléctrico Cañaverál – Río Lindo

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República de Honduras, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución de un Proyecto de Rehabilitación y Repotenciación del Complejo Hidroeléctrico Cañaverál – Río Lindo. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$13.800.000, que formen parte de los recursos de la Facilidad Unimonetaria del Capital Ordinario del Banco, corresponde a un préstamo paralelo en el marco del alivio de la deuda multilateral y reforma del financiamiento concesional del Banco, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen del Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el \_\_\_de \_\_\_\_\_ de 2015)

LEG/SGO/CID/IDBDOCS#39380061  
HO-L1102

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-\_\_\_/15

Honduras. Préstamo \_\_\_\_/BL-HO a la República de Honduras  
Proyecto de Rehabilitación y Repotenciación del Complejo  
Hidroeléctrico Cañaveral – Río Lindo

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República de Honduras, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución de un Proyecto de Rehabilitación y Repotenciación del Complejo Hidroeléctrico Cañaveral – Río Lindo. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$9.200.000, que formen parte de los recursos del Fondo para Operaciones Especiales del Banco, corresponde a un préstamo paralelo en el marco del alivio de la deuda multilateral y reforma del financiamiento concesional del Banco, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen del Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el \_\_\_de \_\_\_\_\_ de 2015)

LEG/SGO/CID/IDBDOCS#39380113  
HO-L1102