

**HONDURAS**

**PROGRAMA DE APOYO AL SECTOR ENERGÍA**

**PRIMER PRÉSTAMO**

**(HO-L1019)**

**PROPUESTA DE PRÉSTAMO**

Este documento fue preparado por el Equipo de Proyecto compuesto por: Carlos Trujillo (INE/ENE), Jefe de Equipo; Marcelino Madrigal (INE/ENE); José Ramón Gómez (INE/ENE), Liliana López (INE/ENE), Juan Carlos Eguigurems (CID/CHO); Trinidad Zamora (TSP/CHO); Miguel Orellana (PDP/CHO); Rene Herrera (FID/CHO); y María Cristina Landazuri (LEG/SGO), bajo la supervisión de Leandro Alves, Jefe de División (INE/ENE) y Steven Stone, Representante (CID/CHO).

## CONTENIDO

I.	DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS.....	2
A.	Antecedentes y Resultados .....	2
B.	Objetivo, Componentes y Costo.....	3
C.	Matriz de Resultados e Indicadores Principales .....	5
II.	ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS.....	5
A.	Instrumentos Financieros.....	5
B.	Riesgos Ambientales y Sociales y Medidas de Mitigación.....	6
C.	Riesgo Fiduciario.....	8
D.	Otros Aspectos Especiales y Riesgos .....	8
III.	PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y ADMINISTRACIÓN .....	10
A.	Resumen de Medidas de Implementación .....	10
B.	Resumen de Medidas para el Monitoreo de Resultados.....	11
C.	Actividades Significativas Posteriores a la Aprobación.....	12

## ANEXOS

ANEXO I: Marco de Resultados

ANEXO II: Cuadro Resumen del Plan de Adquisiciones

## ENLACES ELECTRÓNICOS

### Requeridos

1. Plan Operativo Anual (POA):  
<http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=1526338>
2. Arreglos para Monitoreo y Evaluación:  
<http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=1505358>
3. Informe de Análisis Ambiental del Programa (IGAS)  
<http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=1505368>
4. Plan de Adquisiciones  
<http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=1505347>
5. Clasificación Ambiental y Salvaguardias  
<http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=1505350>

### Opcionales

1. Informe de capacidad institucional de la Agencia Ejecutora:  
<http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=1505366>
2. Evaluación Económica:  
<http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=1526333>
3. Análisis de Sostenibilidad Financiera del Sector:
  - Análisis Financiero Histórico 2003-2007  
<http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=1526335>
  - Proyecciones Financieras 2008-2015  
<http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=1526334>

## **SIGLAS Y ABREVIATURAS**

AAS	Análisis Ambiental y Social
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BM	Banco Mundial
CNE	Comisión Nacional de Energía
CP	Coordinador del Programa
DAC	Diagnóstico Ambiental Cualitativo
EBP	Estrategia del Banco para el país
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
GHO	Gobierno de Honduras
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
ISDP	Informe de Seguimiento de Proyectos
km	Kilómetros
kV	Kilovoltios
LMSE	Ley Marco del Subsector Eléctrico
PMAS	Plan de Manejo Ambiental y Social
POA	Programa Operativo Anual
POD	Propuesta de Desarrollo de la Operación
SECI	Sistema de Evaluación de la Capacidad Institucional
SERNA	Secretaría de Estado de Recursos Naturales y Ambiente
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central
TIR	Tasa Interna de Retorno
UCP	Unidad Coordinadora del Programa
UEA	Unidad de Estudios Ambientales
USAID	Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional
VPN	Valor Presente Neto

**RESUMEN DEL PROYECTO  
HONDURAS  
PROGRAMA DE APOYO AL SECTOR ENERGÍA II  
PRIMER PRÉSTAMO - (HO-L1019)**

<b>Términos y Condiciones Financieras</b>					
<b>Prestatario:</b> República de Honduras			Fuente Financiamiento	CO	FOE
<b>Ejecutores:</b> Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)					
<b>Fuente</b>	<b>Monto(en US\$)</b>	<b>%</b>	Plazo de amortización:	30 años	40 años
BID 1 – HO-L1019	<b>\$28.550.000</b>	53.7%	Período de Gracia	5.5 años	40 años
(CO)	\$19.985.000		Período Desembolso:	5 años	5 años
(FOE)	\$8.565.000		Tasa de interés:	ajustable	0,25%
BID 2 – HO-L1039	<b>\$20.000.000</b>	37.7%	Inspección y Vigilancia	*/	N/A
(CO)	\$14.000.000		Comisión de crédito:	*/	N/A
(FOE)	\$6.000.000				
Local	<b>\$4,569.000</b>	8.6%			
Total	<b>\$53.119.000</b>	100.00%	Moneda:	USD	USD
<b>ESQUEMA DEL PROYECTO</b>					
<p><b>Objetivos y Descripción del Programa:</b> El Programa propuesto tiene como fin asegurar el suministro de energía de manera confiable y eficiente para satisfacer la demanda creciente de la población y el crecimiento económico del país en el mediano plazo. Los objetivos específicos son: incrementar la capacidad de la red de transmisión eléctrica para el transporte de la energía local y del mercado regional necesaria para enfrentar la demanda de mediano plazo en condiciones adecuadas de confiabilidad. Al mismo tiempo el Programa apoyaría en forma conjunta con el BM el programa de transformación de ENEE con el objetivo de mejorar sus capacidades de gestión.</p>					
<p><b>Condiciones Especiales previas al primer desembolso del Primer Préstamo:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Que se haya suscrito el convenio subsidiario entre ENEE y la Secretaría de Estado en el Despacho de Finanzas (§3.1).</li> <li>• Que se haya integrado la UCP en la Gerencia de la ENEE, con la designación de un coordinador del programa y de los funcionarios de la Subgerencia Técnica y de la Subgerencia Administrativa/Financiera asignados a la UCP, y se hayan seleccionado, al especialista financiero y al especialista de adquisiciones que apoyarán la UCP (§3.2).</li> <li>• Que se haya aprobado el Manual Operativo para la ejecución del Programa (§3.2).</li> </ul> <p><b>Condiciones contractuales especiales del Primer Préstamo:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Que las actividades comprendidas en el Programa se lleven a cabo de acuerdo con lo establecido en el IGAS (§2.9).</li> <li>• Que las medidas de saneamiento financiero de ENEE se ejecuten de acuerdo al Plan de Acción, de acuerdo a lo indicado en §2.15.</li> </ul> <p><b>Condiciones para procesamiento del Segundo Préstamo (HO-L1039):</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El segundo préstamo será puesto a consideración del Directorio del Banco por procedimiento simplificado una vez que hayan sido asignados a Honduras los recursos del Fondo de Operaciones Especiales para el año 2009.</li> </ul>					
<b>Excepciones a la Política del Banco:</b> Ninguna					
<b>El proyecto califica como:</b> SEQ[ ] PTI[ ] Sector[ ] Geographic[ ] Headcount[ ]					
<b>Adquisiciones:</b> Ver el Plan de Adquisiciones					
<b>Fecha Verificación de ESR:</b> Julio 4 del 2008					

\*/ La comisión de crédito, y la comisión de inspección y vigilancia que se mencionan en este documento será establecida periódicamente por el Directorio Ejecutivo como parte de la 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 de capital ordinario. En ningún caso la comisión de crédito podrá superar el 0,75%, ni la comisión de inspección y vigilancia exceder en un semestre determinado el 1% al monto del financiamiento, dividido por el número de semestres incluido en el plazo original de desembolso.

## I. DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS

### A. Antecedentes y Resultados

- 1.1 El sector eléctrico hondureño presenta serias dificultades que comprometen la satisfacción de la demanda en el corto plazo y la sostenibilidad del sistema en el mediano y largo plazo. Entre los principales problemas del sector se destacan las altas pérdidas técnicas y no técnicas de energía, los niveles de tarifas que no reflejan los costos asociados a su suministro, una inadecuada estructura de subsidios, elevados costos de generación, y problemas de gerenciamiento de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (“ENEE”). En los últimos dos años la ENEE cambio varias veces de administración y durante el 2007 el gerenciamiento fue delegado a una Junta Interventora presidida por el Ministro de Defensa y la Secretaría de Estado en el Despacho de Finanzas. En Enero del 2008, se ha designado un nuevo Gerente en propiedad y a la fecha, la Junta Interventora sigue en funciones.
- 1.2 **Estrategia del País.** Para superar la crisis del sector eléctrico y asegurar un suministro de energía suficiente, confiable, eficiente y sostenible para atender el crecimiento de la demanda, el Gobierno de Honduras (“GHO”), a través de la Junta Interventora, planteó un Plan de Acción que incorpora acciones de saneamiento financiero de la ENEE, la revisión de las tarifas y la focalización de subsidios, la adopción de un programa de reducción de las pérdidas de energía, la reestructuración de la ENEE, la ejecución de proyectos de generación por el sector privado y la búsqueda de financiamiento para ejecutar los proyectos de transmisión y distribución que son responsabilidad de ENEE.
- 1.3 El Programa de Apoyo al Sector Energía II (HO-L1019 y HO-L1039) (el “Programa”) forma parte de un programa coordinado de apoyo al sector eléctrico y recuperación de la ENEE en forma coordinada con otros cooperantes, incluidos el Banco Mundial (“BM”), el Banco Centroamericano de Integración Económica (“BCIE”) y la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (“USAID”). Con la operación propuesta el Banco Interamericano de Desarrollo (“BID”) financiará inversiones prioritarias en transmisión y apoyará la transformación de ENEE, dando continuidad al apoyo que ya se brinda al sector con los programas en ejecución para el fortalecimiento de la ENEE (1584/SF-HO), y para la integración eléctrica centroamericana (1095/SF-HO).
- 1.4 ENEE fue creada mediante Decreto Ley 48 de 1957, como empresa estatal, verticalmente integrada, responsable de prestar el servicio y de desarrollar, operar y mantener la infraestructura de generación, transmisión y distribución de su propiedad. Para lo anterior, la empresa se organiza en tres subgerencias regionales responsables de la distribución; y en una subgerencia técnica que tiene a su cargo el manejo de la generación, la transmisión, la preparación de la ingeniería de los proyectos de inversión que adelanta la empresa y la operación del sistema, incluyendo la operación del Centro Nacional de Despacho. En 1994, se aprobó la Ley Marco del Subsector Eléctrico (“LMSE”) orientada a introducir una reforma que promoviese la participación privada en generación y distribución. En dicha Ley se introdujeron cambios en la dirección sectorial, creando el Gabinete Energético, como responsable de la definición y formulación de

políticas del sector eléctrico. También se crea la Comisión Nacional de Energía (“CNE”), como organismo regulador del subsector eléctrico, se definen las reglas generales de la operación del sistema interconectado nacional y se establece el régimen tarifario. La reforma prevista en la LMSE se implementó parcialmente, convirtiéndose el modelo en uno de comprador único, la ENEE, con un Regulador de bajo perfil y limitada autonomía.

- 1.5 ENEE ha preparado un plan de inversiones en la red de transmisión y distribución, que incluyen tres programas de expansión para el período 2008-2015 con cerca de 53 proyectos y US\$465 millones de inversión. De este programa se identificó inicialmente una serie de inversiones prioritarias en transmisión, distribución y fortalecimiento de ENEE a ser ejecutadas en el período 2009-2012, las cuales serían financiadas: US\$60 millones por el GHO, US\$48,55 millones por el BID, US\$33 millones por el BM y US\$15 millones por el BCIE.
- 1.6 El Programa del BID financiaría inversiones urgentes y prioritarias, necesarias para mejorar la confiabilidad del sistema y refuerzos de transmisión, que forman parte de los refuerzos nacionales que Honduras se ha comprometido a construir para la integración con el Sistema Interconexión para los Países de América Central (“SIEPAC”). Con recursos de cooperación técnica no reembolsable se ha apoyado a ENEE en la selección final de los proyectos a financiar por el BID y la justificación respectiva de los mismos.
- 1.7 **Estrategia del BID en el País.** La operación es consistente con la Estrategia de País 2007-2010, documento GN-2475 aprobado el 7 de mayo del 2008, la cual plantea en materia energética, el objetivo de reducir la vulnerabilidad de Honduras en materia de generación de energía y mejorar los sistemas de transmisión reduciendo significativamente las pérdidas (tanto técnicas, como financieras).

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

- 1.8 El Programa propuesto tiene como fin colaborar con el aseguramiento del suministro de energía de manera confiable y eficiente para satisfacer la demanda creciente de la población y el crecimiento económico del país en el mediano plazo. Los objetivos específicos del Programa son: incrementar la capacidad trasiego de la red de transmisión eléctrica que será necesaria para enfrentar este crecimiento de la demanda en el mediano plazo con condiciones adecuadas de confiabilidad y calidad. Al mismo tiempo el Programa apoyaría en forma conjunta con el BM el programa de transformación de ENEE con el objetivo de mejorar sus capacidades de gestión. Para lograr estos objetivos el Programa comprende los siguientes componentes:
- 1.9 **Componente 1. Inversiones en la red de transmisión eléctrica.** Las obras a ser financiadas forman parte de los refuerzos necesarios en la red de transmisión y sub-transmisión en niveles de 230-kilovoltios (“kV”), 138, 69 y 34.5-kV que son requeridos para asegurar el transporte necesario para el suministro de la demanda en condiciones de confiabilidad y calidad adecuadas. Las obras a financiar están localizadas en diferentes regiones del sistema de transmisión que presentan los mayores crecimientos de demanda y en la actualidad tienen condiciones bajas de confiabilidad en el suministro, específicamente la zona del Atlántico Norte y del anillo central, este último que abastece

la zona metropolitana y que es parte medular del transporte de energía hacia otras zonas de alta demanda del territorio como la zona de alto desarrollo industrial de San Pedro Sula.

1.10 Los proyectos específicos a financiar son tres:

- a. ***Construcción de la subestación Amárateca y ampliación de subestación Toncontín para cerrar el anillo central de 230-kV.*** La subestación Amárateca incluye: (i) dos bahías en arreglo de interruptor y medio para 230-kV; (ii) una bahía en anillo para 3 alimentadores en 138-kV; (iii) una bahía en 34.5-kV en arreglo de barra principal y barra de transferencia par 4 salidas de líneas de distribución a 34.5-kV; (iv) un autotransformador de potencia de 230/138-kV de 150 MVA para el enlace de las bahías de 230-kV y 138-kV; (v) un transformador de 230/34.5-kV de 50 MVA para el enlace de las bahías 230-kV y 34.5-kV; (vi) un banco de compensación reactiva inductiva de 25 MVAR más su equipo asociado, con los reactores distribuidos en las 3 fases de 13.8-kV que deberán conectarse al terciario del transformador de potencia 230/138/13.8-kV de 150 MVA; y, (vii) llegadas a los pórticos de la subestación de sendas líneas de transmisión en doble terna, tanto en 230-kV como en-138-kV. A su vez, la expansión de la subestación Toncontín consiste en: (i) una salida de línea a 230-kV; (ii) una bahía para salida de línea para transformador de potencia 230/13.8-kV; (iii) una bahía para salida de línea en 138-kV y transformador de potencia 230/138-kV; (iv) un transformador de potencia 230/138-kV de 150 MVA; y, (v) un transformador de potencia de 230/13.8-kV de 50 MVA.
- b. ***Construcción de la subestación Centro en San Pedro de Sula.*** Está conformado por las siguientes tres obras principales: (i) La construcción de la Subestación Centro propiamente dicha, con 50 MVA de transformación a 138/13.8-kV y salidas para 6 circuitos de distribución; (ii) Ampliación de la Subestación Bellavista con los equipos de control y protección para una salida de línea a 138-kV; y (iii) Construcción de la línea a 138-kV entre la subestación Bellavista y la nueva subestación Centro, de 2.5 kilómetros (“km”). en conductor de 477 MCM FLICKER y en postes de concreto auto-soportados.
- c. ***Ampliación de la subestación Zamorano.*** El cual comprende el diseño, suministro de todos los materiales, equipo, transporte, pruebas y la totalidad de la mano de obra para la instalación de los mismos para efectuar la ampliación de la Subestación Zamorano mediante un transformador de 30 MVA a 69/34.5-kV.

1.11 En principio, los recursos del Primer Préstamo (HO-L1019) se destinarán a financiar la Subestación Amárateca y la ampliación de la subestación Zamorano; y los recursos del Segundo Préstamo (HO-L1039) se destinarán a financiar la ampliación de la subestación Toncontín, la subestación Centro en San Pedro Sula, incluyendo la línea de conexión a la subestación Bellavista.

1.12 **Componente 2. Inversiones en la transformación corporativa de la ENEE.** Este componente complementará los esfuerzos de otros cooperantes, en específico el BM y el

BCIE, para apoyar la implementación de un proceso de transformación institucional en la ENEE que permita mejorar sus capacidades de gestión. En específico se implementará una organización interna orientada a la separación de las funciones de generación, transmisión, distribución y comercialización, en unidades de negocio que permita un mejor seguimiento y monitoreo de compromisos de gestión de las unidades y mejora la transparencia y eficacia de los procesos de toma de decisiones en cada una de estas funciones. Esta transformación corporativa tendrá un especial énfasis en mejorar las capacidades de gestión comercial de la empresa, que en la actualidad se encuentran disminuidas por una descentralización no coordinada de las funciones comerciales. El Programa del BID, en especial apoyará la implementación de la transformación corporativa del área de transmisión y operación del sistema, reforzando las actividades de planificación y formación de los respectivos planes de inversión, y las capacidades de análisis y mejora de la operación y control del sistema de transmisión.

**Cuadro 1: Programa de Apoyo al Sector Energía II**

<b>Programa de Inversiones (Millones de US dólares)</b>									
<b>CATEGORÍA DE INVERSIÓN</b>	<b>Primer Préstamo (HO-L1019)</b>			<b>Segundo Préstamo (HO-L1039)</b>			<b>TOTAL</b>		
	<b>BID-1</b>	<b>ENEE</b>	<b>Total</b>	<b>BID-2</b>	<b>ENEE</b>	<b>Total</b>	<b>BID</b>	<b>ENEE</b>	<b>Total</b>
1. Ing./Administración	1.7	0.0	1.7	1.6	0.0	1.6	3.3	0.0	<b>3.3</b>
2. Costo Construcción	24.2	0.0	24.2	16.3	0.0	16.3	40.5	0.0	<b>40.5</b>
2.1 Transmisión	21.2	0.0	21.2	16.3	0.0	16.3	37.5	0.0	<b>37.5</b>
2.2 Transf. Corporativa	3.0	0.0	3.0	0.0	0.0	0.0	3.0	0.0	<b>3.0</b>
3. Sin Asignación	2.6	0.0	2.6	2.1	0.0	2.1	4.7	0.0	<b>4.7</b>
4. Gastos Financieros	0.0	2.8	2.8	0.0	1.8	1.8	0.0	4.6	<b>4.6</b>
<b>TOTAL</b>	<b>28.5</b>	<b>2.8</b>	<b>31.3</b>	<b>20.0</b>	<b>1.8</b>	<b>21.8</b>	<b>48.5</b>	<b>4.6</b>	<b>53.1</b>

### C. Matriz de Resultados e Indicadores Principales

- 1.13 Los resultados esperados como resultado de las inversiones en transmisión son: (i) se podrá atender el trasiego de la energía suministrada al sistema con un crecimiento de por lo menos 5% anual, debido a la capacidad adicional de transmisión y transformación; y (ii) la mejora en la confiabilidad del sistema eliminando energías no suministradas por fallas en la red, en las zonas del Programa. En conjunto se espera lograr mejores condiciones de suministro de la demanda nacional de electricidad en el mediano plazo. Como resultado del programa de transformación corporativa, y en general del plan coordinado del GHO y los donantes para el saneamiento financiero de la ENEE, se mejoraran los resultados financieros de la empresa en forma tal que al 2011 su resultado neto operacional sea positivo. Los indicadores detallados se muestran en el Anexo-I Marco de Resultados / Matriz de Indicadores.

## II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

### A. Instrumentos Financieros

- 2.1 El Programa ha sido preparado sobre la base de un financiamiento por el BID de US\$48,55 millones de dólares, los cuales para ajustarse a la disponibilidad de recursos y

las necesidades de programación del país, se han dividido en dos operaciones de préstamo. El Primer Préstamo HO-L1019 por un monto de US\$28,55 millones a ser aprobado con cargo a los recursos del 2008 y el Segundo Préstamo (HO-L1039) por US\$20 millones a ser aprobado con cargo a los recursos del 2009.

## **B. Riesgos Ambientales y Sociales y Medidas de Mitigación**

- 2.2 Durante la preparación del Programa se elaboró por un consultor internacional reconocido y de amplia experiencia en Honduras un Análisis Ambiental y Social (“AAS”) del cual se generó el Informe de Gestión Ambiental y Social (“IGAS”) en los anexos del Programa. El AAS identificó los impactos ambientales y sociales, directos, indirectos y acumulativos y desarrolló una propuesta de Plan de Manejo Ambiental y Social (“PMAS”) para cada uno de los proyectos del Programa, incluyendo, un plan de seguimiento y monitoreo, así como un cronograma y presupuesto para su ejecución. El Programa financiará proyectos de subestaciones y líneas cortas de transmisión eléctrica, que estarán ubicados en áreas previamente intervenidas y servidumbres existentes. Del AAS se concluyó que ninguna de las obras a ser financiadas por el Programa requiere de estudios de impacto ambiental y social, teniendo en cuenta que los impactos negativos que se esperan de dichas obras serán de baja magnitud, basados en que se generan en predios de las subestaciones actuales y servidumbres existentes de la ENEE. Asimismo, se determinó que, no se presenta afectaciones sobre sistemas naturales y no existirá reasentamiento involuntario. Teniendo en cuenta la política ambiental y de salvaguardias del BID, OP-703, se confirmó durante la preparación de la operación que el Programa es categoría “B”.
- 2.3 Para el AAS se realizaron las siguientes actividades específicas: (i) visitas de campo; (ii) análisis de la capacidad de gestión ambiental y social de la ENEE; (iii) actividades de capacitación de la unidad ambiental de la ENEE; (iv) presentación de las políticas ambientales y sociales del BID; y (v) discusión de las mejores prácticas y procedimientos para el aseguramiento y mejora en la calidad de la gestión ambiental y social de los proyectos de infraestructura eléctrica, definiendo los procesos y acciones hacia la incorporación de la variable ambiental y social de los proyectos que se financiarán con esta operación.
- 2.4 De acuerdo a la legislación ambiental y social Hondureña, los proyectos del Programa, deben ser sujetos a la presentación de un Diagnóstico Ambiental Cualitativo (DAC) ante la autoridad ambiental, Secretaría de Estado de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA), como requisito previo al otorgamiento de la licencia y permisos ambientales correspondientes y antes del inicio de las obras.
- 2.5 **Capacidad Institucional en Gestión Ambiental y Social ENEE:** la ENEE cuenta con una Unidad de Estudios Ambientales (UEA), cuyas responsabilidades incorporan, entre otras, realizar los estudios y apoyo a los procesos de licenciamiento ambiental y social de los proyectos que desarrolla la ENEE. La UEA tiene experiencia previa con operaciones del BID, contándose entre ellas el programa SIEPAC. Para la ejecución del Programa, la UEA tendrá a su cargo las siguientes responsabilidades: (i) apoyar la elaboración de los DACs y el proceso de licenciamiento ambiental de cada uno de los proyectos del

Programa, con base en las políticas ambientales y sociales Hondureñas y las del BID; (ii) darle seguimiento a los procesos de construcción y supervisión de las obras; y (iii) apoyar todas aquellas iniciativas de gestión ambiental y social vinculadas al Programa.

- 2.6 **Impactos Ambientales y Sociales:** Durante la elaboración de la IGAS se visitaron los sitios de los proyectos y se realizaron actividades de información y consulta con los actores interesados. Los proyectos que se financiarán con el Programa, no generan impactos ambientales ni sociales significativos. La línea de transmisión pasa en su totalidad por la servidumbre de la línea a rehabilitar y es un área urbana previamente intervenida. Los impactos ambientales y sociales potenciales esperados se concentran en la fase de construcción y serán en su mayoría localizados, de baja magnitud y corta duración. La ampliación de las subestaciones será realizada en terrenos propios de la ENEE. Para la nueva subestación Amarateca, esta se ubicará en un terreno de vocación agrícola libre de elementos naturales y sociales que representen alguna sensibilidad al medio. Los impactos ambientales y sociales potenciales identificados serán manejados a través de técnicas de prevención y mitigación conocidas, las cuales se reflejan en el PMAS del Programa.
- 2.7 **Planes de Manejo Ambiental y Social (PMAS):** Teniendo en cuenta el tipo de proyectos que se financiarán con el Programa, los principales componentes del PMAS serán para dos tipos de proyectos: (i) obras en subestaciones; y (ii) obras en la línea de transmisión en el centro urbano de San Pedro Sula. En el caso de las tres subestaciones, los PMAS, requerirán acciones para la disposición de equipos obsoletos, materiales e insumos que no serán de utilidad, se dará atención especial a los transformadores que serán sustituidos, requerimientos de salud ocupacional y seguridad industrial para los contratistas y ENEE, señalización, prevención y manejo de ruido durante las actividades de construcción. Sobre los transformadores ENEE ha manifestado que estos no contienen PCBs y que no serán dispuestos finalmente, sino que serán reubicados en otras subestaciones.
- 2.8 Para la línea de transmisión del Centro en San Pedro Sula, por tratarse de una rehabilitación en una zona urbana, el PMAS incluye: (i) medidas para manejo de los riesgos asociados a la movilidad de personas y automóviles; (ii) calidad del aire, (iii) manejo de maquinaria pesada; (iv) paisaje; (v) salud ocupacional y seguridad industrial; (vi) trabajo fuera del horario escolar en zonas escolares; (vii) vallas de información y prevención; (viii) contratación de personal local; (ix) planes de información y divulgación; (x) manejo de impacto visual; (xi) manejo de residuos sólidos y líquidos y desmantelamiento de campamentos; (xii) manejo de aceites y combustibles; y (xiii) uso de cabañas sanitarias.
- 2.9 **Condiciones de Ejecución y Supervisión:** Como condición especial de ejecución, el Organismo Ejecutor se compromete a que la ejecución de las actividades comprendidas en el Programa sean llevadas a cabo de acuerdo con lo establecido en el IGAS. Durante la preparación del Programa se definió que con el objeto de hacer más eficiente y efectivo el proceso de gestión ambiental y social del Programa, el procedimiento de implementación de las medidas ambientales y sociales contenidas en el PMAS, serán incorporadas y adicionadas a los contratos de construcción y supervisión de cada una de las obras del

Programa. Asimismo, se determinó que se incorporarán a dichos contratos, cláusulas con penalidades en caso de incumplimiento total o parcial de la implementación de las medidas de los PMAS.

### C. Riesgo Fiduciario

- 2.10 Los riesgos fiduciarios fueron analizados como resultado de una evaluación de la capacidad institucional de la ENEE utilizando la metodología del Sistema de Evaluación de las Capacidades Institucionales (SECI) desarrollado por el BID, ver anexos técnicos del Programa. De dicho análisis se concluye que existen riesgos importantes como resultado de la debilidad de ENEE en aspectos de administración financiera y en procesos de ejecución de proyectos, incluido los procesos de adquisiciones. Debido al proceso de transformación corporativa en que se encuentra la ENEE, se ha recomendado atender los riesgos directamente asociados con el Programa, a la vez que se apoya a la ENEE a simplificar los procesos de ejecución de proyectos. A continuación se presenta un resumen de los riesgos fiduciarios y de ejecución del Programa así como, de las medidas de mitigación previstas.

**Cuadro 2: Riesgos y Medidas de Mitigación de Ejecución del Programa**

Riesgo	Medida de Mitigación
<p>Sistemas de adquisiciones, administración financiera y control presentan debilidades, que pueden afectar la ejecución del Programa, incluyendo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>falta de capacidad de administración financiera y de adquisiciones en la forma prevista en las políticas del BID.</li> <li>Registro inadecuado de cuentas;</li> <li>Ineficiencias operativas en proceso de adquisiciones.</li> </ul>	<p>La Unidad Coordinadora del Programa (“UCP”) tendrá personal permanente y se fortalecerá con la contratación de un de un especialista en adquisiciones y un especialista financiero, con conocimientos de las políticas del BID en adquisiciones y gestión financiera (§3.2). La contratación de consultores se realizará con base en perfiles previamente definidos y acordados con el BID y el pago de los consultores deberá estar vinculado a su desempeño y entrega y aceptación de productos específicos. Los consultores contratados contarán con una contraparte institucional adecuada, a la cual transferirán sus conocimientos.</p> <p>Se contará con un Manual Operativo para la ejecución del Programa, previamente acordado y aprobado por el BID.</p> <p>El equipo técnico del BID apoyará a la UCP en los temas señalados y en la gerencia de proyectos, realización y presentación de informes, revisión y supervisión.</p>
Debilidad general de los Procedimientos institucionales de ENEE para la ejecución de proyectos.	Se apoyará a la ENEE con asistencia técnica para realizar una simplificación de los procedimientos operativos de la ENEE para la ejecución de proyectos.

### D. Otros Aspectos Especiales y Riesgos

- 2.11 **Factibilidad técnica y económica.** Desde el punto de vista tecnológico las obras a financiar corresponden principalmente a subestación de transformación y un pequeño segmento de línea de transmisión, todos en niveles entre 230-kV y 13.8-kV, con equipos y materiales que son ampliamente utilizados por ENEE y la región y no representan ningún reto específico en su construcción y operación. Para el análisis técnico de las obras se modeló el sistema de transmisión para realizar estudios eléctricos básicos en estado estable con continencias simples que permitieron por un lado, determinar que los

proyectos resuelven los problemas de confiabilidad de la red y por otro permitieron determinar que los proyectos son fundamentales para suministrar la demanda de mediano plazo en las condiciones de seguridad que el sistema requiere. En específico el proyecto Amárateca y Toncontín evitaban el disparo de transformadores en las Subestaciones Suyapa y Toncontín que sirven la zona centro e incrementarían la confiabilidad del sistema al evitar colapsos globales que afectan principalmente a la zona de San Pedro Sula. Los proyectos Zamorano y Centro son necesarios para evitar energía no suministrada en demanda futura al nivel de distribución en las zonas de San Pedro Sula y Litoral Atlántico Norte. Los resultados se muestran en los anexos técnicos del Programa.

- 2.12 Se realizaron los estudios económicos de cada uno de los proyectos pudiendo determinar sus altas tasas de rentabilidad aún ante diferentes sensibilidades realizadas. En el caso de las subestaciones Amárateca y ampliación de Toncontín se tiene un Valor Presente Neto (“VPN”) de US\$55.51 millones y una Tasa Interna de Retorno (“TIR”) de 24% a precios de mercado, los cuales se mantienen en US\$46.75 millones y 21%, respectivamente, para un incremento en los costos de inversión del 30%. Para la subestación Zamorano el VPN es de US\$13.73 millones y una TIR de 36%, y de de US\$13.3 millones y 33% para un incremento en 30% de los costos de inversión. Para el proyecto de subestación Centro que incluye la línea de transmisión a Bellavista el VPN es de US\$38.34 millones y una TIR de 35%, variando a US\$36.35 millones y 31% para la misma sensibilidad. Como se muestra en los anexos técnicos, se realizaron además para todos los proyectos sensibilidades a aumentos de costos de energía y disminuciones en tarifas a usuarios finales las TIR siempre se localizan por arriba del 12%. Estos resultados son característicos de las obras de mediano plazo que resuelven problemas de confiabilidad (energía no servida) existentes y suministran importantes incrementos inmediatos y de mediano plazo de demanda. Se confirma con lo anterior la factibilidad tanto técnica como económica de las inversiones objeto del Programa.
- 2.13 **Sostenibilidad de las inversiones:** Con el apoyo de consultoría contratada por el BID se realizó un detallado análisis financiero de la evolución histórica 2003-2007 y de las proyecciones 2008-2015 (ver anexos técnicos del Programa). Los resultados confirman que la ENEE ha tenido durante el año 2007 un importante desequilibrio financiero debido al incremento de los costos de compra de energía y la falta de aplicación del ajuste por combustible en la tarifas de venta. Se ha producido también un desfase en los aportes del gobierno para cancelar los subsidios que otorga por Bono Ochenta y a los consumos de 0 a 300 KWh. Ello produjo la acumulación de deudas con los generadores de energía, la emisión de letras de cambio y llevó a ENEE a recurrir al financiamiento de corto plazo con la banca nacional.
- 2.14 Como se mencionó en ¶1.2 el GHO ha adoptado un Plan de Acción como resultado del cual en el Presupuesto Nacional aprobado para 2008 se incluyó una capitalización de ENEE por medio de la emisión de Bonos del Tesoro, por L.4.000 millones para recuperar los atrasos que se presentaban en el pago a los generadores y se han realizado ajustes en las tarifas que superaron las expectativas (36% de incrementos promedio en precio unitario de venta de electricidad contra 32% establecido en el acuerdo standby con el Fondo Monetario Internacional). Los cambios adoptados en tarifas no solamente han permitido una mejor focalización de los subsidios, sino que también ha introducido

ajustes mensuales cuando los precios de los combustibles varíen de manera significativa.

- 2.15 Como resultado del Plan de Acción adoptado por el GHO, y en especial de la capitalización, los ajustes tarifarios, la transformación corporativa y las mejoras en eficiencia, la ENEE regresaría en 2008 a una situación en la que obtendría ingresos suficientes para cubrir las compras de energía y pagar una parte importante de sus costos de operación y mantenimiento. Sin embargo, aún considerando la implementación del Plan de Acción, se proyecta que durante los años 2008 a 2010, la ENEE tiene un ingreso operacional negativo, y el Gobierno deberá continuar realizando aportes para cubrir los déficits o recurrir a mayores incrementos de tarifas. A partir del año 2011 la ENEE alcanzaría un ingreso operacional positivo, que le permitiría atender los pagos de servicio de deuda, financiar inversiones con recursos propios, obtener un superávit de fondos que permitiría disminuir los aportes del Gobierno para servicio de deuda. El Plan de Acción es fundamental para la sostenibilidad de la ENEE y del Programa, por lo cual se recomienda como condición especial de ejecución que las medidas de saneamiento financiero de la ENEE se ejecuten de acuerdo con dicho plan y que se realice una verificación anual de su implementación y el monitoreo de los indicadores financieros incluidos en el Anexo I. En caso que se presenten desviaciones importantes en los indicadores y que de las mismas se determine el deterioro de la situación financiera de la ENEE, el Prestatario y el Organismo Ejecutor remitirán al Banco un plan que: (i) identifique claramente las causas de las desviaciones; (ii) defina las medidas de gestión o financieras que se adoptarán, las que pueden incluir ajustes de las tarifas, transferencias intergubernamentales, o cualquier otra medida apropiada de acuerdo con las circunstancias, que sea aceptable al Banco para lograr ese fin; (iii) las responsabilidades del Organismo Ejecutor y del Prestatario; y (iv) el cronograma de implementación de las medidas que se adoptarían para recuperar las condiciones de sostenibilidad financiera.

### **III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y ADMINISTRACIÓN**

#### **A. Resumen de Medidas de Implementación**

- 3.1 El prestatario será la República de Honduras y la ENEE será el organismo ejecutor del Programa. Como condición previa al primer desembolso del primer préstamo deberá suscribirse un convenio entre el Secretaría de Estado en el Despacho de Finanzas y ENEE, que entre otros aspectos, indique: (i) la forma como se transferirán los recursos del préstamo y la forma en que se repagarán dichos recursos al Estado; (ii) el compromiso de ENEE a ejecutar las actividades del Programa de conformidad con los términos y condiciones del contrato de préstamo; y (iii) el compromiso de utilizar los recursos del préstamo y de la contrapartida local solamente para los propósitos del Programa.
- 3.2 **Esquema de ejecución.** Debido a la etapa de transición institucional y transformación corporativa en que se encuentra la ENEE y conforme a las recomendaciones de la evaluación institucional, la ejecución del Programa se realizará por medio de una Unidad Coordinadora del Programa (“UCP”), la cual estará integrada por un Coordinador del Programa (CP), un delegado de la Subgerencia Técnica y uno de la Subgerencia Administrativa/Financiera. Adicionalmente, la UCP será fortalecida mediante la

contratación de un especialista en adquisiciones y un especialista en administración-financiera. La UCP responderá a la Gerencia de la ENEE. La selección del CP y de los especialistas mencionados, así como la integración de la UCP en la forma descrita, será condición previa al primer desembolso del Primer Préstamo del Programa. De igual manera, se deberá contar con un Manual Operativo para la ejecución del Programa, que describirá con detalle el esquema de ejecución, los procedimientos para la gestión financiera y de adquisiciones, así como las actividades del Proyecto, y cuya aprobación será condición previa al primer desembolso del Primer Préstamo.

- 3.3 **Procesamiento del Segundo Préstamo (HO-L1039) del Programa.** El segundo préstamo de apoyo al Programa por US\$20 millones será puesto a consideración del Directorio del BID una vez que hayan sido asignados a Honduras los recursos del Fondo de Operaciones Especiales para el año 2009. La propuesta de préstamo será procesada por procedimiento simplificado y además de lo incorporado en el presente documento incluirá una actualización de los avances logrados a la fecha.
- 3.4 **Adquisición de bienes y servicios.** La adquisición de bienes y servicios, la contratación de obras y la selección y contratación de servicios de consultoría, se realizarán de conformidad con las Políticas del BID GN-2349-7 y GN-2350-7. El plan de adquisiciones adjunto presenta el detalle de los procesos de contratación que se utilizarán en el Programa.
- 3.5 **Desembolsos.** Las solicitudes de desembolsos serán respaldadas con los documentos de soporte requeridos por el BID de acuerdo con la modalidad de supervisión “ex-ante”. Sin embargo, si el BID considera que existe una adecuada capacidad institucional comprobada en materia de administración financiera y control, se podrá determinar que la operación sea supervisada siguiendo los lineamientos de la modalidad “ex-post”. Para efectos de elegibilidad del gasto se tendrán en cuenta los parámetros financieros de país definidos en el documento GN-2475 y sus actualizaciones.

## **B. Resumen de Medidas para el Monitoreo de Resultados**

- 3.6 Se realizarán misiones de Administración anuales que buscarán mantener un monitoreo técnico, ambiental, financiero y operativo adecuado. ENEE deberá presentar al BID informes de avance semestrales, indicando los avances logrados en cada uno de los componentes y en el desempeño global del Programa, en base a los indicadores acordados bajo la Marco de Resultados / Matriz de Indicadores. Adicionalmente, los reportes deberán incluir: (i) una descripción de las actividades realizadas; (ii) cronogramas actualizados de ejecución física y desembolsos; (iii) grado de cumplimiento de los indicadores de ejecución acordados; (iv) un programa de actividades para el semestre entrante; (v) un resumen del estado de ejecución financiera del Programa y el flujo de recursos previsto para el próximo semestre; (vi) una sección identificando posibles desarrollos o eventos que pudieran poner en riesgo la ejecución del Programa; (vii) una sección sobre la gestión socioambiental del Programa; y (viii) en el informe correspondiente al cierre anual, el Plan Operativo Anual (“POA”), incluyendo el Plan de Adquisiciones actualizado. Estos resultados se evaluarán mediante una serie de indicadores técnicos objetivos especificados en el Marco de Resultados que serán

determinados antes, durante y después de la realización del Programa y permitirán la actualización del Informe de Seguimiento de Desempeño del Proyecto (“ISDP”).

- 3.7 El Organismo Ejecutor recopilará, almacenará y mantendrá consigo toda la información, indicadores y parámetros, incluyendo los planes operativos anuales, necesarios para ayudar al BID a preparar el Reporte de Desempeño del Préstamo y el Informe de Terminación del Programa. El Programa prevé el monitoreo de las metas físicas y financieras y la evaluación de efectos a través del sub-componente de Administración del Programa. Estos informes incluirán la actualización semestral de los indicadores de resultados del Programa.
- 3.8 **Auditoría externa.** Durante todo el período de ejecución del Programa, el Prestatario presentará al BID los estados financieros anuales consolidados del Programa y de la ENEE, dentro de los 120 días del cierre del respectivo ejercicio fiscal. La auditoría será efectuada por una firma de auditores independientes aceptable al BID. En la selección y contratación de la firma, se utilizarán los procedimientos establecidos en el documento de licitación de auditoría externa aprobado por el BID. Los costos de auditoría serán financiados con recursos del Programa.

### **C. Actividades Significativas Posteriores a la Aprobación**

- 3.9 Con el fin de agilizar el inicio de la ejecución del Programa, el BID apoyará las actividades previas en el período durante el cual el contrato de préstamo estará en proceso de ratificación legislativa con recursos de la cooperación técnica ATN/SF-10691-HO. En específico, se apoyará: i) la contratación una consultoría que apoyará la elaboración del Manual Operativo para la ejecución del Programa y recomendará a ENEE un Plan de Acción para la simplificación de los procesos de ejecución de proyectos; y ii) el diseño detallado de las actividades del componente de inversiones en la transformación corporativa de la ENEE, que complementa las actividades desarrolladas por los otros donantes. Con el apoyo de esta consultoría se definirán los indicadores de resultados de este componente a ser incorporados en la Marco de Resultados / Matriz de Indicadores.

<b>HONDURAS</b> <b>PROGRAMA DE APOYO AL SECTOR ENERGÍA II (HO-L1019 y HO-L10139)</b> <b>Marco de Resultados / Matriz de Indicadores</b>			
<b>Objetivo del Programa</b>	El Programa propuesto tiene como fin asegurar el suministro de energía de manera confiable y eficiente para satisfacer la demanda creciente de la población y el crecimiento económico del país en el mediano plazo. Los objetivos específicos del Programa son: incrementar la capacidad trasiego de la red de transmisión eléctrica que será necesaria para enfrentar este crecimiento de la demanda en el mediano plazo con condiciones adecuadas de confiabilidad y calidad.. Al mismo tiempo el Programa apoyaría en forma conjunta con el BM el programa de transformación de ENEE con el objetivo de mejorar sus capacidades de gestión.		
<b>Indicador de Resultados</b>	<b>Línea Base 2007</b>	<b>Meta</b>	<b>Medios de verificación</b>
<b>Incremento del suministro de energía al sistema interconectado nacional</b>			
- Incrementar la electricidad suministrada a la demanda conectada al sistema interconectado al menos en 5.0% anual.	6,227.5 GWh 1,099.8 MW	8,167.2 GWh 2012 1,466.4 MW en 2012	Estadísticas sectoriales producidas por ENEE Registros del Centro de Despacho
<b>Incremento de la energía servida en las zonas de influencia de los proyectos</b>			
- Incrementar la electricidad suministrada al nivel de 138 kV por refuerzos en Toncontín 1	75 MW, 412 GWh	105.6 MW, 592 GWh en 2011	Estadísticas de la ENEE.
- Incrementar la electricidad suministrada al nivel de 138 kV por los refuerzos en Amarateca	0 MW, 0 GWh	132.1 MW, 741 GWh en 2011	Registros de potencia y de energía en los niveles de alta tensión de las correspondientes subestaciones
- Incrementar la electricidad suministrada a nivel de 69 kV por la subestación Zamorano	6.4 MW, 28.1 GWh	8.4 MW, 39.1 GWh en 2011	Estadísticas de la ENEE.
- Incrementar la electricidad suministrada a nivel de distribución entre las dos subestaciones Bellavista y El Centro	33.3 MW, 152 GWh	50.0 MW, 229 GWh en 2012	Registros de potencia y de energía en los niveles de alta tensión de las correspondientes subestaciones
<b>Incremento de la confiabilidad del servicio de transmisión</b>			
- En condiciones de operación normal, eliminación de cortes programados en transformadores 230/138 kV de Suyapa y Toncontín y en la línea 130 kV Río Lindo Santa Fe.	xx MWh en 2007	0 MWh en 2011	Registros operativos del Centro de Control
<b>Fortalecimiento Institucional y Mejora de Gestión</b>			
- Mejora del Cash Recovery Index (CRI) global de la ENEE	74%	84% en 2012	Estados Financieros de ENEE y Informe de Progreso del Programa
- Resultado Neto Operacional	Negativo	Positivo en 2011	

<b>HONDURAS</b> <b>PROGRAMA DE APOYO AL SECTOR ENERGÍA II (HO-L1019)</b> <b>Marco de Resultados / Matriz de Indicadores</b>						
<b>Indicadores de Resultados</b>	<b>Base 2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
- Incrementar la electricidad suministrada a la demanda conectada al sistema interconectado al menos en 5.0% anual.	6,227.5 GWh 1,099.8 MW	6,597.4 GWh 1,184.5 MW	7,009.5 GWh 1,258.5 MW	7,377.5 GWh 1,324.6 MW	7,775.8 GWh 1,396.1 MW	8,167.2 GWh 1,466.4 MW
- Incrementar la electricidad suministrada al nivel de 138 kV por refuerzos en Toncontín 1 - Incrementar la electricidad suministrada al nivel de 138 kV por los refuerzos en Amarateca	75 MW, 412 GWh 0 MW, 0 GWh	75 MW, 412 GWh 0 MW, 0 GWh	75 MW, 412 GWh 0 MW, 0 GWh	75 MW, 412 GWh 0 MW, 0 GWh	105.6 MW, 592 GWh 132.1 MW, 741 GWh	105.6 MW, 592 GWh 132.1 MW, 741 GWh
- Incrementar la electricidad suministrada a nivel de 69 kV por la subestación Zamorano - Incrementar la electricidad suministrada a nivel de distribución entre las dos subestaciones Bellavista y El Centro	6.4 MW, 28.1 GWh 33.3 MW, 152 GWh	6.4 MW, 28.1 GWh 33.3 MW, 152 GWh	6.4 MW, 28.1 GWh 33.3 MW, 152 GWh	6.4 MW, 28.1 GWh 33.3 MW, 152 GWh	8.4 MW, 39.1 GWh 33.3 MW, 152 GWh	8.4 MW, 39.1 GWh 50.0 MW, 229 GWh
- En condiciones de operación normal, eliminación de cortes programados en transformadores 230/138 kV de Suyapa y Toncontín y en la línea 130 kV Río Lindo Santa Fe.	xx MWh	xx MWh	xx MWh	xx MWh	0 MWh	0 MWh
- Mejora del Cash Recovery Index (CRI) global de la ENEE	74%	76%	78%	80%	82%	84%
- Resultado Neto Operacional	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo	Positivo	Positivo

<b>HONDURAS</b> <b>PROGRAMA DE APOYO AL SECTOR ENERGÍA II (HO-L1019)</b> <b>Marco de Resultados / Matriz de Indicadores</b>					
<b>Indicadores de Productos</b>					
<b>Componente 1. Obras de Transmisión y Transformación</b>					
	<b>Base 2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
- Capacidad adicional en transformación de 230/138 kV disponible en Amarateca - Capacidad adicional en transformación de 230/34.5 kV disponible en Amarateca	0 MVA	+0		150 MVA 50 MVA	+0
- Capacidad adicional en transformación de 230/138 kV disponible en Toncontin I - Capacidad adicional en transformación de 230/13.8 kV disponible en Toncontin I	0 KVA	+0	+0	150 MVA 50 MVA	+0
- Capacidad adicional en 69/34.5 kV de transformación en Zamorano	0 KVA	+0	+0	30 MVA	+0
- Capacidad adicional en 138/13.8 kV de transformación en El Centro	0 KVA	+0	+0	50 MVA	+0
<b>Componente 2. Apoyo a la Transformación Corporativa de ENEE</b>					
- Apoyo a la Planificación de la Transmisión a Corto Plazo	0	*	*	*	*
- Mejora de Sistemas de Gestión Comercial	0	*	*	*	*
- Definición e implantación de plan de Transformación corporativa y creación de unidades de negocio de la ENEE	0	*	*	*	*

\*/ Estos indicadores serán definidos como resultado de la consultoría que apoyará la definición del componente de transformación corporativa (§3.9)

**EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**  
**PROGRAMA DE APOYO AL SECTOR ENERGIA II -**  
**Primer Préstamo HO-L1019**  
**PLAN GENERAL DE ADQUISICIONES (Junio 2008)**

No. Ref.	Adquisición por Categoría	Costo Estimado en miles de US \$	Método de Adquisición	Tipo de Adquisición	Revisión (Ex ante o Ex post)	BID	ENEE	Precalif.	Publicación AEA	Terminación Contrato
1	Firma Asesora y Supervisora	848	SBCC	Consultoria	Ex - ante	100	0	NO	2do. Trimestre 2008	Jun-2012
2	Auditoria del Programa	300	SBCC	Consultoria	Ex - ante	100	0	NO	2do. Trimestre 2009	Apr-2012
3	Consultor Administrativo-Financiero	110	SCI	Consultoría	Ex - ante	100	0	NO	1er. Trimestre 2009	May-2012
4	Consultor en Adquisiciones	110	SCI	Consultoría	Ex - ante	100	0	NO	1er. Trimestre 2009	Dic-2010
5	Monitoreo y Evaluación del Programa	50	SCI	Consultoría	Ex - ante	100	0	NO	2do. Trimestre 2009	Apr-2012
6	Regencia Ambiental del proyecto	70	SCI	Consultoría	Ex - ante	100	0	NO	1er. Trimestre 2009	May-2012
7	Estrategia Socioambiental	156	SCI	Consultoria	Ex - ante	100	0	NO	2do. Trimestre 2009	Jun-2012
8	Subestaciones:		LPI	Bienes y Obras Conexas	Ex - ante	100	0	NO	2do. Trimestre 2008	Jan-2012
	Amarateca	19,939								
	Zamorano	1,258								
9	Plan de Transformación Corporativa	3,000	SBCC	Consultoria	Ex - ante	100	0	NO	2do. Trimestre 2009	Sep-2012

LPI: Licitación Pública Internacional

SCI: Selección Consultor Individual

SBCC: Selección Basada en la Calidad y el Costo

SBC: Selección Basada en la Calidad

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-\_\_\_/08

Honduras. Préstamo \_\_\_\_/BL-HO a la República de Honduras  
Programa de Apoyo al Sector Energía II – Primer Proyecto

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 programa de apoyo al sector energía II – primer proyecto. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$19.985.000, que formen parte de los recursos de la Facilidad Unimonetaria del Capital Ordinario 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 2008)

LEG/SGO/CID/IDBDOCS#1532103  
HO-L1019

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-\_\_\_/08

Honduras. Préstamo \_\_\_\_/BL-HO a la República de Honduras  
Programa de Apoyo al Sector Energía II – Primer Proyecto

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 programa de apoyo al sector energía II – primer proyecto. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$8.565.000, con cargo a los recursos del Fondo para Operaciones Especiales del Banco, y estará sujeto 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 2008)

LEG/SGO/CID/IDBDOCS#1603721  
HO-L1019