

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

## **HONDURAS**

### **PPP - APOYO A LA ELECTRIFICACIÓN RURAL Y AL SECTOR DE ENERGÍA**

**(HO-0224)**

### **PROPUESTA DE PRESTAMO**

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Néstor Roa (RE2/FI2), Jefe; César Castellón (COF/CHO), Gonzalo Arroyo (RE2/FI2); Diego Belmonte (RE2/FI2); María Cristina Landázuri-Levey (LEG/OPR); Analía Gonzalez (RE2/FI2); Manuel Dussan (Consultor); y Yolanda Galaz (RE2/FI2).

## INDICE

### RESUMEN DEL PROYECTO

I.	MARCO DE REFERENCIA	
A.	El Plan Puebla Panamá.....	1
B.	El sector eléctrico de Honduras.....	1
C.	Estrategia del país en el sector.....	4
D.	Estrategia del Banco en el sector y país.....	6
E.	Experiencia del Banco y coordinación con otras agencias.....	6
F.	Lecciones aprendidas.....	7
G.	Estrategia del proyecto.....	8
II.	EL PROYECTO.....	9
A.	Objetivos y descripción.....	9
B.	Estructura del proyecto.....	9
C.	Costo y financiamiento.....	10
III.	EJECUCIÓN DEL PROYECTO.....	12
A.	Prestatario y organismo ejecutor.....	12
B.	Ejecución y administración del proyecto.....	12
C.	Criterios de selección de comunidades para electrificación rural.....	14
D.	Adquisición de bienes y servicios.....	15
E.	Período de ejecución y calendario de desembolsos.....	15
F.	Fondo Rotatorio.....	16
G.	Seguimiento y evaluación.....	16
IV.	VIABILIDAD Y RIESGOS.....	19
A.	Viabilidad institucional.....	19
B.	Viabilidad técnica.....	20
C.	Viabilidad económica.....	22
D.	Viabilidad financiera.....	24
E.	Beneficios e impacto sobre el desarrollo.....	26
F.	Equidad Social y reducción de la pobreza.....	27
G.	Propuesta de gestión ambiental y social.....	27
H.	Riesgos.....	29

### Referencias electrónicas

Siglas y abreviaturas	<a href="#">Abreviaturas - IDBDOCS#382624</a>
Datos básicos socioeconómicos	<a href="http://www.exr/country/eng/honduras/">http://www.exr/country/eng/honduras/</a>
Cartera en ejecución & Préstamos aprobados	<a href="http://ops.iadb.org/approvals/pdfs/HOsp.pdf">http://ops.iadb.org/approvals/pdfs/HOsp.pdf</a>
Programa tentativo de préstamos	<a href="http://opsgs1/ABSPRJ/tentativelending.ASP?S=HO&amp;L=SP">http://opsgs1/ABSPRJ/tentativelending.ASP?S=HO&amp;L=SP</a>
Información disponible en los archivos de RE2/FI2	<a href="#">Información disponible archivos-IDBDOCS#382625</a>
Marco lógico	<a href="#">Anexo I - Marco Lógico - IDBDOCS#382622</a>
Plan de adquisiciones	<a href="#">Anexo II -Plan Adquisiciones - IDBDOCS#382623</a>
Otros	<a href="#">Anexo Técnico - Reforma - IDBDOCS#382678</a> <a href="#">Anexo Técnico – Guía metodológica – IDBDOCS#382663</a>

**RESUMEN DEL PROYECTO  
HONDURAS**

**APOYO A LA ELECTRIFICACION RURAL Y AL SECTOR DE ENERGIA (HO-0224)**

<b>Términos y Condiciones Financieras</b>				
<b>Prestatario:</b> República de Honduras			Plazo de amortización:	40 años
			Periodo de gracia:	10 años
<b>Organismo Ejecutor:</b> Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)			Desembolso:	Mínimo 3 años Máximo 5 años
<b>Fuente</b>	<b>Monto Millones US\$</b>	<b>%</b>	Tasa de interés:	1% por año durante el período de gracia y 2% en adelante
BID (FOE)	35.00	76	Comisión de inspección y vigilancia:	1%
Local	4.55	10		
Cofinanciamiento (ver 2.10)	6.40 <sup>1</sup>	14	Comisión de crédito:	0,50%
Total	45.95	100	Moneda:	Dólares de E.E. U.U
<b>Esquema del Proyecto</b>				
<b>Objetivo del proyecto:</b>				
Aumentar la eficiencia del sector eléctrico y contribuir a mejorar las condiciones de vida de la población más pobre a través de la electrificación rural. Específicamente el proyecto permite la ampliación de la cobertura de la electrificación rural, la reducción de costos de operar el sistema eléctrico interconectado, y adecuarlo a los requerimientos del Mercado Eléctrico Regional (MER), cuyo desarrollo se viene apoyando en el marco del Plan Puebla Panamá.				
<b>Condiciones contractuales especiales:</b>				
<i>Primer desembolso:</i> (i) Suscripción convenio entre la ENEE y la República de Honduras (ver 3.1); y (ii) Designación del coordinador de la ejecución y de los enlaces en cada dependencia relacionada (ver 3.9).				
<i>Desembolso del componente de apoyo a la electrificación rural:</i> Presentación plan de acción detallado ambiental y social (ver 4.36).				
<i>Desembolso del componente de apoyo a la electrificación rural y otras inversiones:</i> Disponibilidad de los recursos del Fondo Nórdico de Desarrollo (ver 2.10).				
<i>Desembolso subcomponente modernización CND:</i> Conformar el grupo de consulta (Ver 3.9).				
<i>Condiciones especiales de ejecución:</i> (i) Intercambio de información con otras instituciones (ver 3.11); (ii) Presentación de la lista de comunidades a electrificar (ver 3.15); (iii) acciones de saneamiento financiero (ver 4.24 ); (iv) Asignación recursos para el control de pérdidas y de la Unidad Ambiental (ver 3.9); (v) recomendaciones Plan de mitigación (ver 3.15).				
<b>Excepciones a las políticas del Banco:</b> Ninguna				
<b>El proyecto es coherente con la Estrategia de País:</b> Si [X] No [ ]				
<b>El proyecto califica como:</b> SEQ[X] PTI [X] Sector [ ] Geográfica [X] % de beneficiarios [ ]				
<b>Fecha verificación del CESI:</b> 23 de Julio y 17 de Septiembre de 2004				
<b>Revisión social y ambiental:</b> Véanse párrafo(s) 4.29 a 4.36				
<b>Adquisiciones:</b> Véase párrafo 3.14				

<sup>1</sup> Equivalente a 5 millones de Euros al 26 de Octubre de 2004

## I. MARCO DE REFERENCIA

### A. El Plan Puebla Panamá

- 1.1 La Iniciativa de Interconexión energética del Plan Puebla Panamá<sup>2</sup> tiene por objeto promover el desarrollo económico y social de los pueblos de Mesoamérica, propiciando una mayor y mejor cobertura del servicio eléctrico y la conformación de mercados eléctricos mesoamericanos para atraer la participación del sector privado, particularmente en el financiamiento de nuevos proyectos de generación que demanda el desarrollo económico de la región, a fin de reducir el costo de la electricidad para los usuarios finales y mejorar la competitividad de las empresas. Asimismo, la iniciativa persigue promover el uso eficiente de los recursos naturales de la región para la producción de energía eléctrica, particularmente para beneficio de las comunidades rurales que actualmente no cuentan con servicio eléctrico.
- 1.2 Mediante la Iniciativa Energética del PPP se ejecutan dos proyectos con el apoyo del Banco, el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), y la Interconexión entre Guatemala y México. El SIEPAC tiene por objetivo establecer un Mercado Eléctrico Regional (MER) en los seis países de América Central. La interconexión Guatemala – México, permite conectar este mercado al de México, ampliando las posibilidades de suministro para la región.
- 1.3 La Comisión Ejecutiva del PPP, formada por los Comisionados Presidenciales de los ocho países del PPP, acordó además, impulsar programas de electrificación rural en el marco del plan. Ello en virtud de que a pesar de que los proyectos de electrificación rural son de naturaleza local o nacional, existe un importante valor agregado al reunir en el marco del PPP los programas de electrificación rural que tiene cada país; y como resultado se facilitaría la búsqueda de financiamiento para los mismos al contar con información sistemática y uniforme, mayor apoyo político y criterios comunes para medir el impacto sobre el desarrollo. La presente operación converge en esos criterios, contribuyendo a la producción de bienes públicos regionales en el marco del PPP, no sólo por el componente de electrificación rural, sino por la modernización del centro de despacho que permitirá a la ENEE o a los futuros agentes privados interactuar de manera adecuada con el mercado, y lograr una activa participación en el comercio de electricidad intraregional.

### B. El Sector eléctrico de Honduras

#### 1. Suministro y consumo

- 1.4 El sistema eléctrico hondureño registró en el 2003 una demanda máxima de 860 MW y una capacidad instalada de 1040 MW, de los cuales el 45% es de centrales hidroeléctricas. Debido al alto componente hidroeléctrico la capacidad firme o

---

<sup>2</sup> La estrategia del PPP se integra alrededor de ocho iniciativas y sus proyectos, a saber: 1) Desarrollo Sustentable; 2) Desarrollo Humano; 3) Prevención y Mitigación de Desastres Naturales; 4) Promoción del Turismo; 5) Facilitación del Intercambio Comercial; 6) Transporte; 7) Interconexión Energética; e 8) Integración de los Servicios de Telecomunicaciones.

efectivamente disponible es considerablemente menor, por ejemplo, El Cajón con 300 MW instalados puede llegar a contar tan sólo con 175 MW, dependiendo del nivel del embalse. La energía neta disponible (incluyendo 331 GWh de importación) fue de 4845 GWh, mientras que las ventas totales fueron de 3,817 GWh<sup>3</sup>. La diferencia de 1,028 GWh son las pérdidas técnicas en transmisión y distribución más las pérdidas no-técnicas o comerciales. Un valor adecuado para las pérdidas técnicas sería de unos 680 GWh (14-15% de la energía neta) por lo que se considera que las pérdidas no-técnicas significan pérdidas financieras muy elevadas para la ENEE; representan fugas financieras de entre US\$3.5 a US\$4 millones por año.

- 1.5 El sistema eléctrico se desarrolló en torno a los dos centros de mayor actividad económica: la zona metropolitana de Tegucigalpa y la de San Pedro Sula. La zona metropolitana no tiene fácil acceso para combustibles, por lo que depende de generación lejana, ya sea en el norte o en el sur. Esto provoca problemas técnicos de soporte de voltaje en dicha zona. La ENEE tiene 788,000 clientes en tres subregiones: la Centro Sur que abarca la zona metropolitana con 46% de los clientes, la Nor Occidental con el 42% y la del Litoral Atlántico con el restante 12%. El bajo nivel de cobertura (63% en 2003) ocasiona que las líneas de subtransmisión de 69 kV y 34.5 kV para alimentar redes de distribución remotas, por lo general de tipo rural sean muy largas, con los consiguientes problemas de mala calidad del voltaje en esas comunidades. La cobertura en las áreas rurales es todavía más crítica, ubicándose en el 31% en el 2002, con una fuerte desigualdad regional. Mientras que en los departamentos de Cortés y Francisco Morazán es cercana al 90%, en Intibucá y Lempira apenas llega al 24% y 15% respectivamente.
- 1.6 Este proyecto considera acciones que apoyan el proceso de solución de la problemática descrita. En particular, contribuye a mejorar la eficiencia mediante la reducción de pérdidas y el mejoramiento del sistema de transmisión y despacho. El programa también apoya inversiones para ampliar y posibilitar la ampliación de la electrificación rural.

## **2. Avances de la reforma iniciada en los 90s**

- 1.7 Con la entrada en operación de El Cajón en 1985, año en que la demanda máxima fue de 220 MW y la capacidad instalada de 560 MW, se detuvieron las adiciones de capacidad y se descuidó el parque térmico. En 1993-94 se registraron racionamientos de energía debido tanto a la falta de adiciones como a bajas lluvias (fenómeno de “El niño”). Con miras a introducir una reforma que promoviese la participación privada en generación y distribución, Honduras aprobó la Ley Marco del Subsector Eléctrico (LMSE) en 1994. En dicha Ley se introdujo cambios en la dirección sectorial, creando el Gabinete Energético, formado por cuatro Secretarios de Estado y dirigido por el Presidente de la República, como responsable de la definición y formulación de políticas del sector eléctrico. También se crea la

---

<sup>3</sup> MW y GWh son unidades de capacidad y energía respectivamente. Los datos provienen de informes sectoriales.

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. Los alcances más detallados de la reforma de 1994 se describen en los anexos técnicos de este documento.

- 1.8 La reforma prevista en la LMSE se implementó parcialmente, convirtiéndose el modelo en uno de comprador único (la ENEE), con un Regulador autorizado por la Ley para expedir regulación liviana y con una autonomía limitada. Desde esa época la ENEE ha concretado todas las adiciones de capacidad mediante contratos con generadores privados (“Power Purchase Agreements: PPA”), de manera que en la actualidad el 59% de la capacidad instalada es de privados. Sin embargo, los PPA que se contrataron fueron caros y con cláusulas que los hacían muy inflexibles.
- 1.9 La LMSE establece que las tarifas al consumidor final deben reflejar el costo marginal del suministro, más el costo total de transmisión, más el valor agregado de distribución. Las tarifas aplicables a las ventas a una empresa distribuidora se basan en el concepto de tarifa en barra, determinado como el promedio del costo marginal de un período de cinco años. Las tarifas tienen una vigencia de cinco años, pero se pueden ajustar de manera automática cada año para compensar por cambios en los precios de los combustibles o en la tasa oficial de cambio que provoquen cambios del 5% o más en las tarifas al consumidor final. La tarifa vigente sólo distingue por el sector de consumo (residencial, industrial, otros usuarios), el nivel de tensión (baja y alta tensión), y el nivel de consumo mensual en el caso de los usuarios residenciales. Las tarifas son monómicas excepto para el servicio industrial que tiene cargos separados por potencia y energía. Por lo tanto, el pliego tarifario vigente se aplica en forma igual en todo territorio nacional y los usuarios en las zonas rurales son facturados de acuerdo a la tarifa que le corresponda en el pliego.

### **3. Instituciones del sector**

- 1.10 Después de la reforma de 1994, la ENEE, creada originalmente mediante el Decreto Ley 48 de 1957, continuó manteniendo una gran relevancia en el sector. Como empresa estatal, verticalmente integrada, es 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 (CND).
- 1.11 Mediante la LMSE se creó el Fondo Social de Desarrollo Eléctrico (FOSODE) financiado con aportes de presupuesto nacional y de las empresas del sector y administrado por la ENEE. Desde 2001 funciona la oficina de electrificación social (OES), que actualmente reporta a la Subgerencia Técnica de la ENEE, la cual se encarga de las actividades relacionadas con la electrificación social,

incluyendo las zonas rurales. La OES es responsable de la planificación, gestión y ejecución de las obras de electrificación social financiadas por el FOSODE y otras fuentes, tanto en el área urbana como rural. Si bien la OES ha venido cumpliendo una importante labor en el desarrollo de la electrificación rural, su personal debe desarrollar una serie de tareas, desde atención a las comisiones de las comunidades, recibo y procesamiento de solicitudes, revisión y algunas veces hasta rediseño de las extensiones del servicio. Estas responsabilidades, sumadas al aumento de las inversiones exigen que la OES sea fortalecida y su estructura ajustada para reducir la rotación del personal técnico.

- 1.12 La ENEE está sujeta a la regulación de la Comisión Nacional de Energía (CNE). Además, en la regulación existe un cierto traslape en las funciones reguladoras con la Secretaría de Recursos Naturales y del Ambiente (SERNA). SERNA también tiene parte de la responsabilidad de formular y establecer la política del sector, siendo la máxima autoridad el Gabinete Energético. Sin embargo, debido a que el Gabinete Energético es de muy alto nivel, se reúne esporádicamente y no cuenta con capacidad para dar seguimiento a las decisiones que toma, SERNA no cuenta con los recursos necesarios para realizar la planificación del sector y presenta un cierto conflicto de interés al tener a su cargo el tema ambiental. Se observa que SERNA está muy orientada a promover los recursos renovables. Por lo anterior, la ENEE, además de abarcar las actividades de generación, transmisión y distribución, bajo un esquema de empresa verticalmente integrada, tiene la responsabilidad de la planificación del sector y de la electrificación rural.

### **C. Estrategia del país en el sector**

- 1.13 Honduras enfrenta un reto significativo para adecuar su sistema eléctrico a las condiciones de desarrollo que requiere el país. La ENEE y por lo tanto el sector, ha venido superando las dificultades financieras observadas durante los últimos dos años, como resultado de los costosos PPAs suscritos inicialmente, las pérdidas de energía y la debilidad tarifaria. En un contexto más amplio, subsiste el reto de adaptar el modelo sectorial de manera que se tenga en cuenta la realidad de un mercado eléctrico pequeño, limitadas capacidades del regulador y una débil institucionalidad para la formulación de políticas sectoriales, lo cual hace difícil la atracción de la inversión privada en el sector y garantizar el suministro. Por lo anterior, el Gobierno ha venido desarrollando una estrategia que busca aumentar la capacidad de generación y transmisión, aumentar la cobertura de la electrificación rural, mejorar las finanzas del sector y de manera paralela revisar la reforma del sector para avanzar en la solución de largo plazo de la problemática descrita.
- 1.14 En generación, la ENEE ha logrado adiciones de capacidad que alivian la situación de riesgos de racionamiento, al menos hasta el 2008. Para ello se contrató en alquiler 175 MW, y en el 2003 se adjudicó un contrato tipo PPA por 210 MW y otro por 200 MW. Para la transmisión más urgente, la ENEE ha incluido como parte de los proyectos de generación algunas líneas de transmisión.
- 1.15 El Gobierno tiene mucho interés en impulsar el desarrollo de nuevas centrales hidroeléctricas, tanto para producción de energía eléctrica como para otros usos

(control de inundaciones e irrigación). Uno de los proyectos candidatos es el de Piedras Amarillas (Patuca 3). El Gobierno formó una Comisión Ejecutiva para que procure la materialización de este proyecto. Como parte de este esfuerzo, el Banco apoyó, a solicitud del Gobierno, mediante el Fondo de pre-inversión que administra la Secretaría de Finanzas (SEFIN), la realización del estudio de prefactibilidad avanzado. Actualmente se tiene en revisión el informe final de dicho estudio. En caso de que se concluya que el proyecto es atractivo para ser desarrollado por el sector privado mediante su concesionamiento, se tiene previsto gestionar cooperación técnica del Banco para el diseño de la concesión.

- 1.16 El Gobierno de Honduras ha puesto especial interés en impulsar la electrificación rural mediante la definición de proyectos y el financiamiento de los mismos con recursos del FOSODE y préstamos concesionales. Desde 1995 hasta el año 2003 se han destinado 93.3 millones de dólares provenientes de partidas presupuestarias que el Gobierno asigna de acuerdo con el Decreto 158 de 1994 (LMSE), y de préstamos o donaciones de agencias internacionales de cooperación para el desarrollo. La ENEE, por medio de la OES, administra estos recursos aplicándolos de acuerdo a un plan de electrificación social, que se basa en las demandas de las comunidades y su participación en la gestión técnica del proyecto respectivo. Los proyectos se seleccionan con criterios de mínimo costo financiero.
- 1.17 La ENEE está dando prioridad a la reducción de pérdidas y para ello ha adoptado una estrategia que incluye varios frentes de acción: (i) establecer un sistema de información sobre las redes de distribución y los usuarios que permita apoyar en forma eficiente la labor de detección y control de las pérdidas no técnicas por diferente tipo y diseñar en forma óptima los refuerzos y ampliaciones de la red de distribución, lo que incluye el levantamiento de información sobre las redes de distribución, la compra de software y hardware, y el establecimiento de las bases de datos; (ii) revisar los procesos y procedimientos de nuevas conexiones, lectura, facturación, corte y reconexión, revisión de medidores y diseño de redes de distribución y adecuarlos para facilitar el control y reducción de las pérdidas de energía; (iii) regularizar el servicio eléctrico a colonias subnormales que hayan resuelto el problema de tenencia de la tierra y que actualmente están conectados en forma ilegal; y (iv) reestablecer un grupo de trabajo temporal encargado de detectar y corregir los casos de fraude, hurto y problemas de medición de energía por medio de visitas periódicas de campo. Este grupo estará dotado de los equipos de transporte, herramientas y equipos de medición adecuados.
- 1.18 Con relación a la estructura del sector, desde 1998 se han venido discutiendo varios cambios al modelo vigente. El más reciente (2004), busca reestructurar la ENEE hacia una separación vertical, sin llegar a constituir legalmente las nuevas empresas, con el fin de facilitar las condiciones para que el futuro gobierno pueda proceder a incorporar el sector privado en distribución, si fuese la decisión. Adicionalmente, se propone reforzar la competencia técnica del regulador y mejorar la estructura tarifaria. Los principios anteriores han venido discutiéndose al interior de la industria y tanto el Banco como el Banco Mundial han venido dando seguimiento al desarrollo de las discusiones.



- 1.19 Aunque el proyecto se justifica y es sostenible independientemente de una eventual reforma sectorial, el equipo ha analizado en conjunto con el Gobierno, los lineamientos y el avance que se espera lograr en la reforma, especialmente en lo relacionado con la reestructuración de la ENEE y los posibles cambios legales a realizar. Al respecto, la estrategia de implantación considera que cualquier ajuste debe hacerse consistente con una serie de factores, que responden a dinámicas más amplias que la sectorial y deben considerar aspectos de conyuntura económica y política. Adicionalmente, las acciones del Gobierno reconocen la importancia de avanzar gradualmente, asegurando en primera instancia la estabilidad financiera de la ENEE y por lo tanto del sector como requisito para adelantar un ajuste sectorial más profundo. El equipo de proyecto considera adecuada dicha estrategia. Por último, se concluye que las propuestas que gestiona el Gobierno actualmente, en general coinciden conceptualmente con las conclusiones del estudio de sostenibilidad de las reformas del sector eléctrico, coordinado por el Departamento de Desarrollo Sustentable del Banco (SDS) y realizado en consulta con el Gobierno. Los resultados de este análisis se encuentran también documentados como parte de los anexos técnicos del proyecto.

#### **D. Estrategia del Banco en el sector y país**

- 1.20 El proyecto es consistente con las estrategias del Banco para el sector y el país. El proyecto contribuye al logro de los objetivos de las políticas sectoriales OP-708, OP-733 y OP-733-1 por las siguientes razones principales: (i) el proyecto contribuye a la sostenibilidad financiera del sector; (ii) mejora la eficiencia de la operación del sistema eléctrico nacional; (iii) promueve el desarrollo de la electrificación rural; y (iv) apoya al sector eléctrico hondureño, para adecuar sus sistemas operativos a los requerimientos del mercado eléctrico regional soportando las iniciativas de integración energética previstas en el Plan Puebla Panamá.
- 1.21 Por otra parte, el proyecto soporta la Estrategia de País con Honduras (EPH), aprobada por el Banco en febrero de 2003 (GN-2238). La EPH está orientada a brindar apoyo al Gobierno en la reducción de la pobreza a través de la promoción de un mayor crecimiento sostenible, liderado por aumentos en la competitividad y el incremento de las capacidades productivas de los pobres. Al contribuir a reducir las pérdidas de energía y mejorar la eficiencia del sistema interconectado, el proyecto reduce los costos de la energía y por lo tanto tiene un impacto positivo en los costos operacionales de los usuarios industriales. Cabe anotar además, que el problema del crecimiento en Honduras tiene una connotación geográfica con una alta concentración en las zonas rurales.

#### **E. Experiencia del Banco y coordinación con otras agencias**

- 1.22 El Banco ha participado en el financiamiento del sector eléctrico de tiempo atrás. Durante los noventa se llevó a cabo el Programa Híbrido del Sector Energía (644/OC-HO, 645/OC y 868/SF-HO), destinado a inversión en el sector y a la reforma sectorial. Más adelante, se aprobó un financiamiento adicional de ajuste

sectorial (937/SF-HO)<sup>4</sup> y se financiaron inversiones en la presa El Cajón y la interconexión con El Salvador (936/SF-HO). Además, el Banco financió inversiones privadas en generación, a través de la ventanilla privada. El Banco también otorgó préstamos a Honduras como parte del proyecto SIEPAC por valor de US\$240 millones. El Banco también está apoyando mediante cooperaciones técnicas, para estudiar la factibilidad de un proyecto geotérmico (ATN/UE-8599-HO y ATN/SU-8600-HO), y para el diseño de un plan de reducción de pérdidas (ATN/SF-8809-HO), cuya ejecución se apoyará con la presente operación. El Banco también tiene experiencias en proyectos de electrificación rural en Chile (1475/OC-CH), y Nicaragua (1017/SF-NI), actualmente en ejecución, y está preparando operaciones en Guatemala (GU-0126) y Bolivia (BO-0224).

- 1.23 Además del Banco, otras instituciones internacionales intervienen en diferentes áreas del sector eléctrico de Honduras. En los aspectos de estructura sectorial, tanto el Banco como el Banco Mundial han apoyado al Gobierno y para ello los dos organismos han mantenido una coordinación basada en reuniones periódicas e intercambio permanente de información. En el fortalecimiento institucional de la ENEE, este proyecto aprovecha y complementa esfuerzos realizados por la Agencia de Cooperación Técnica de Canadá (ACDI) en el área de planificación de la electrificación rural y de la Unión Europea, para el área del diagnóstico y estrategia de la reducción de pérdidas.
- 1.24 Para la inversión en electrificación rural, Honduras ha venido utilizando fondos del BCIE, Japón, Noruega, Corea y Finlandia, como complemento al financiamiento del FOSODE. El Banco Mundial tiene previsto apoyar el financiamiento de un proyecto de infraestructura rural, que incluye proyectos de electrificación rural en zonas aisladas con base en fuentes de energía renovables, la rehabilitación de caminos rurales y el desarrollo de servicios comunitarios de agua potable y saneamiento. El equipo de proyecto ha revisado los alcances de las intervenciones de estas agencias y ha intercambiado información durante la preparación del proyecto. Igualmente, como parte de la iniciativa de energía del PPP, se han realizado reuniones de coordinación, incluyendo además de estas instituciones a otras entidades multilaterales y bilaterales. Adicionalmente, durante la etapa de ejecución, la OES implantará un mecanismo de intercambio de información actualizada entre las instituciones financieras y cooperantes que participan en la electrificación rural en Honduras (ver 3.11).

## **F. Lecciones aprendidas**

- 1.25 Para la preparación del proyecto, se están teniendo en cuenta las lecciones aprendidas en operaciones anteriores y las cuales se resumen a continuación. En proyectos de inversión conviene asegurar que los responsables de la ejecución cuenten con personal operativo suficiente, a dedicación exclusiva cuando menos para los coordinadores y con capacidad técnica para tomar decisiones correctas en forma oportuna. Los resultados dependen del aporte de un equipo con capacidad

---

<sup>4</sup> En 1997, el Gobierno canceló el tramo único de este préstamo y decidió aplazar las acciones de privatización pendientes en el sector.

para tomar decisiones de alto nivel en temas relacionados con la administración de contratos. La organización del trabajo por áreas y con un nivel de especialización suficiente, ha sido efectiva para plantear soluciones a los diferentes retos del proyecto.

- 1.26 Uno de los problemas principales ha sido la obtención de las servidumbres, proceso que debe empezar preferiblemente con anterioridad a la aprobación del préstamo por el Banco. Las contrataciones de bienes, obras y servicios han tomado más tiempo de lo planeado. Para disminuir los riesgos de sobre-costos y prórrogas en la ejecución se debe licitar sobre la base de estudios de ingeniería actualizados y bien definidos. Cuando se trate de proyectos regionales, es conveniente asegurar la adecuada coordinación entre los diferentes países. En este caso, dicha coordinación se ha dado alrededor del proyecto SIEPAC.

#### **G. Estrategia del proyecto**

- 1.27 El proyecto se ha estructurado, buscando adaptarlo a la realidad actual del sector eléctrico Hondureño. Se busca en primer lugar, apoyar el desarrollo de inversiones en electrificación rural que permitan mejorar la calidad del servicio actual, ampliar la cobertura y viabilizar ampliaciones futuras de la cobertura, mediante el refuerzo de la subtransmisión y el fortalecimiento de la OES. Adicionalmente, el proyecto busca generar condiciones de viabilidad para que en el mediano plazo se pueda implantar la revisión al modelo sectorial que se viene estudiando. La mejora de la operación y planificación del despacho y su adecuación para realizar transacciones comerciales, así como el programa de reducción de pérdidas son acciones que se alinean para contribuir al mejoramiento de las condiciones financieras de la ENEE, lo cual se considera como una condición para llevar a cabo cualquier ajuste al modelo sectorial. Complementariamente a los aspectos de inversión del proyecto, se continuará el diálogo, en el marco de la ejecución del crédito, a fin de apoyar al Gobierno en el proceso de concertación y desarrollo de los ajustes que se planea realizar en el sector.
- 1.28 Las obras incluidas en el proyecto son prioritarias y contribuyen a atender deficiencias del servicio de suministro de energía eléctrica. Primero, las inversiones en electrificación rural se realizarán en zonas que en su mayoría corresponden a áreas pobres con baja cobertura y servicio deficiente. Estas inversiones, que se destinan a extensiones y refuerzos de las redes existentes de transmisión y distribución (*on grid*), se complementarán con un proyecto de infraestructura rural (que prepara actualmente el Banco Mundial) orientado a soluciones de electrificación rural en zonas aisladas (*off grid*). Segundo, la ENEE cuenta actualmente con un centro de despacho obsoleto, el cual es inadecuado para garantizar la operación económica y segura del sistema eléctrico interconectado con la participación de operadores privados, integrado a un mercado regional. Finalmente, la ENEE ha realizado, con la asistencia de consultores externos, estudios de diagnóstico de las pérdidas de energía en el sistema de transmisión y distribución, los cuales clasifican las pérdidas por su origen e identifican las acciones prioritarias para reducir las pérdidas técnicas y comerciales.

## II. EL PROYECTO

### A. Objetivos y descripción

- 2.1 El proyecto tiene como objetivo general aumentar la eficiencia del sector eléctrico y contribuir a mejorar las condiciones de vida de la población más pobre a través de la electrificación rural. Los objetivos específicos del proyecto son la ampliación de la cobertura de la electrificación rural, la reducción de costos de operar el sistema eléctrico interconectado y adecuarlo a los requerimientos del Mercado Eléctrico Regional (MER), cuyo desarrollo se viene apoyando en el marco del Plan Puebla Panamá.
- 2.2 Las inversiones previstas para este proyecto permitirán mejorar la calidad del suministro eléctrico (mejor control del sistema interconectado y disminución de energía no servida debido a apagones), disminuir los costos y aumentar la eficiencia al reducir las pérdidas de energía eléctrica y lograr mejores condiciones de vida y aumento de productividad de un segmento de la población más pobre, al aumentar la cobertura del servicio de electricidad.

### B. Estructura del proyecto

- 2.3 El proyecto ha sido estructurado en dos componentes: (i) el apoyo al Plan de Electrificación Rural de Honduras; y (ii) el apoyo a la eficiencia de la ENEE.
- 2.4 **Apoyo al plan de electrificación rural:** se realizarán inversiones para mejorar y ampliar el servicio en las siguientes zonas: la Zona 1 (La Puerta-Naco) en los Departamentos de Santa Bárbara y Cortés; la Zona 2 (Danlí-Chichicaste-Trojes) en el Departamento de El Paraíso; la Zona 3 (Erandique-Flores) en los Departamentos de Lempira e Intibucá; y la Zona 4 en el Departamento de Olancho. Las inversiones comprenden la adquisición y localización de equipos de compensación reactiva para los sistemas de 34.5 kV y 69kV, que benefician principalmente a las tres últimas zonas. Además, se instalarán dos nuevas subestaciones de 69/34.5 kV (Erandique y Chichicaste) y se construirán dos líneas de subtransmisión a 69 kV: Danli – Chichicaste<sup>5</sup> (42 km) y Las Flores – Erandique (60 km). Se ampliará la cobertura de electrificación rural en aproximadamente 8,000 usuarios adicionales, en las zonas de 1, 2 y 3, apoyando el desarrollo del Plan Nacional de Electrificación Social, que actualmente adelanta el Gobierno de Honduras. Se espera mejorar el servicio a aproximadamente 27,000 usuarios rurales. La supervisión de las obras estará a cargo de la ENEE y se contratará una supervisión y una auditoría ambiental para las obras de subtransmisión.
- 2.5 **Apoyo a la Eficiencia de la ENEE.** Este componente incluye la construcción de la línea La Puerta – Naco a 138 kV de 19.5 km y la subestación Naco 138/34.5 kV

---

<sup>5</sup> También se construirá con recursos de la ENEE distintos a los del programa, una línea de distribución de 34.5 kV de Chichicaste a Trojes para alimentar esta población fronteriza desde el sistema hondureño ya que ahora está conectada al sistema nicaragüense.

a 50 MVA; la modernización del Centro Nacional de Despacho (CND); el apoyo al plan de reducción de pérdidas; y el fortalecimiento de la OES.

- 2.6 La modernización del Centro Nacional de Despacho (CND), incluye inversiones que buscan mejorar y ampliar los medios de adquisición de datos, control de la red eléctrica y gestión del mercado eléctrico (SCADA/EMS)<sup>6</sup> e invertir en el sistema de telecomunicaciones, con el fin de mejorar la coordinación de operaciones, la confiabilidad y seguridad (reducir apagones) del sistema interconectado nacional, la administración de las transacciones de la ENEE con los generadores privados y facilitar las interacciones con el Ente Operador Regional (EOR), y por ende con el mercado eléctrico regional. El sistema SCADA/EMS incluirá las interfaces para el control automático de la generación y tendrá la capacidad de manejar dispositivos de medición comercial, para soportar la futura separación de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, de acuerdo a los ajustes al modelo sectorial, que viene analizando el Gobierno. Como parte del proceso, se financiará el entrenamiento que requieren los funcionarios de la ENEE que operan el CND y se contratarán consultores especializados que apoyarán los procesos de contratación y supervisión, durante la implantación del proceso.
- 2.7 El apoyo a la ejecución del plan de inversiones del programa de reducción de pérdidas que implantará la ENEE, incluye inversiones en la compra de vehículos, equipos y herramientas para dotar una unidad temporal de control de investigación de pérdidas, compuesta de 40 cuadrillas, la conexión de aproximadamente 6500 viviendas localizadas en colonias subnormales que actualmente están conectadas ilegalmente, y el establecimiento de un sistema de información geográfica para las redes de distribución primaria y secundaria para las principales ciudades del país. Las cuadrillas serán integradas por funcionarios y empleados de la ENEE y su costo se estima en US\$2 millones.
- 2.8 El fortalecimiento de la Oficina de Electrificación Social incluye: (i) la formulación de una estrategia de la OES, que considere la actualización del Plan Nacional de Electrificación Social para incluir las áreas no electrificadas en las comunidades parcialmente electrificadas, la definición de un plan que permita a la OES transitar hacia la gestión comunitaria de los proyectos de electrificación social (rural y urbana), y el dimensionamiento del sistema de información de la OES; (ii) la capacitación del personal en aspectos relacionados con la evaluación económica y técnica, y el seguimiento de proyectos de electrificación social; y (iii) la adquisición de equipos de computo y aplicaciones para mantener y actualizar el sistema de información de la OES. Adicionalmente, se fortalecerán los sistemas de información y seguimiento de la Unidad de Estudios Ambientales de la ENEE.

### **C. Costo y financiamiento**

- 2.9 El Cuadro II-1 presenta las estimaciones del costo total del proyecto y el financiamiento propuesto. El financiamiento del Banco se realizará mediante un

---

<sup>6</sup> SCADA/EMS corresponde a la sigla en inglés para “Supervisory Control and Data Acquisition/Energy Management System”.

préstamo de inversión que representa el 76% del costo total. Los recursos de contrapartida provienen de la ENEE y se ha previsto un financiamiento paralelo por parte del Fondo Nórdico de Desarrollo (FND).

**Cuadro II-1**

<b>Costo y financiamiento (US\$ millones)</b>				
<b>Categoría</b>	<b>BID</b>	<b>FND</b>	<b>Local</b>	<b>Total</b>
1. Ingeniería y Administración	0.49	-	0.80	1.29
1.1 Supervisión	0.30	-	0.80	1.10
1.2 Seguimiento indicadores marco lógico	0.03	-	-	0.03
1.3 Auditoría	0.10	-	-	0.10
1.4 Supervisión y auditoría ambiental	0.06	-	-	0.06
2. Costos Directos	31.97	6.40	2.74	41.11
2.1 Apoyo al Plan de Electrificación Rural	9.22	5.98	0.60	15.80
2.1.1 Refuerzos de Subtransmisión y S/E	2.22	5.98	0.60	8.80
2.1.2 Conexiones a usuario final	7.00	-	-	7.00
2.2. Apoyo a la Eficiencia de la ENEE	22.54	0.42	2.14	25.10
2.2.1. Línea y S/E La Puerta - Naco	2.60	0.42	-	3.02
2.2.2. Modernización CND	14.70	-	-	14.70
2.2.3. Programa de reducción de pérdidas	5.00	-	2.00	7.00
2.2.4. Fortalecimiento institucional OES	0.21	-	0.09	0.30
2.2.5. Fortalecimiento Unidad Ambiental	0.03	-	0.05	0.08
2.3 Medidas de mitigación ambiental y social	0.21	-	-	0.21
3. Imprevistos	1.59	-	0.65	2.24
4 Gastos financieros	0.95	-	0.36	1.31
4.1 Comisión de Compromiso	-	-	0.36	0.36
4.2 Intereses	0.60	-	-	0.60
4.3 Comisión de Inspección y Vigilancia	0.35	-	-	0.35
Total Proyecto	35.00	6.40	4.55	45.95
	76%	14%	10%	100%

- 2.10 El proyecto original fue definido con un costo total de US\$42.6 millones. Con la incorporación en el presupuesto de los recursos por aproximadamente US\$6.4 millones (5 millones de Euros) que serían provistos por el FND, con destino a los refuerzos de subtransmisión y las subestaciones, se han liberado recursos del Banco y la meta de conexiones de electrificación rural ha aumentado de 3,270 a 8,000 nuevas conexiones. El 19 de octubre de 2004, el Directorio del FND incluyó en su programación el financiamiento y se espera la aprobación final en el mes de diciembre próximo. Será una condición previa al primer desembolso del componente de electrificación rural y de la construcción de la línea y la subestación La Puerta – Naco, que se encuentren disponibles los recursos del FND. En caso de no concretarse este financiamiento, los recursos del Banco se utilizarían para dichas obras y el proyecto alcanzaría los objetivos de desarrollo propuestos. Con el BCIE también se han adelantado contactos para obtener financiamiento paralelo adicional, en condiciones concesionales, que se destinará eventualmente al aumento de la cobertura de las conexiones de electrificación rural.

### III. EJECUCIÓN DEL PROYECTO

#### A. Prestatario y organismo ejecutor

- 3.1 El prestatario será la República de Honduras y el organismo ejecutor será la ENEE. Los recursos del préstamo de inversión serán canalizados por el Gobierno a la ENEE como un aporte con destino específico para apoyar el desarrollo del proyecto, y la ENEE será responsable de repagar al Gobierno los recursos del préstamo, con excepción de los correspondientes a electrificación rural que serán aportados por el Gobierno. Teniendo en cuenta la programación de recursos prevista para cada categoría de inversión, se estima que el 60% del servicio de la deuda del proyecto (gastos financieros y amortizaciones) será repagado por la ENEE al Gobierno. Será una condición previa al primer desembolso, la presentación del Convenio subsidiario suscrito entre el Prestatario y la ENEE para la transferencia a éste último de los recursos del Préstamo en los términos y condiciones financieras mencionados, así como las obligaciones que le corresponde como organismo ejecutor del Proyecto.

#### B. Ejecución y administración del proyecto

- 3.2 **Funciones.** Como ejecutor, la ENEE tendrá las siguientes responsabilidades: (i) implementar y mantener adecuados sistemas de información para la administración de contratos y administración financiera contable del proyecto, así como de control interno, para el manejo de los recursos del BID, de la contrapartida local y otros financiadores, de acuerdo a los requerimientos del Banco; (ii) presentar oportunamente las solicitudes de desembolso y justificaciones de gastos elegibles; (iii) preparar y presentar oportunamente los informes semestrales de progreso, que incluyan el estado del fondo rotatorio, así como los demás informes financieros que sean requeridos por el Banco, entre ellos, los estados financieros anuales del Proyecto y de la ENEE; (iv) mantener cuentas bancarias separadas y específicas, que permita identificar la fuente y uso del manejo de los recursos del Banco, contrapartida local y otros financiadores; (v) mantener un adecuado sistema de archivo de la documentación de respaldo de los gastos elegibles para la verificación del Banco y de los auditores externos; (vi) preparar los documentos de licitación y órdenes de compra; (vii) contratar las consultorías para tareas especializadas del Proyecto; (viii) supervisar las obras civiles y electromecánicas; (ix) controlar y dar seguimiento de los programas de ejecución; (x) coordinación de actividades relacionadas con la gestión de servidumbres y medio ambiente; (xi) preparar informes técnicos requeridos por el Banco; (xii) revisar y dar trámite de las estimaciones de trabajo; (xiii) preparar y dar seguimiento a los indicadores de desempeño del proyecto incluidos en el marco lógico; y (xiv) dar seguimiento a las asignaciones presupuestales de la contrapartida para las futuras vigencias, e informar oportunamente al Banco sobre la suficiencia de estos recursos para cumplir el plan de desembolsos de cada año.
- 3.3 **Coordinación.** Se ha previsto establecer una única coordinación, que contará con el apoyo necesario y suficiente para cumplir con los requerimientos del préstamo.

Las funciones del coordinador son las siguientes: (i) servir como enlace entre la ENEE y el Banco; (ii) coordinar al interior de la ENEE las gestiones técnicas y administrativas necesarias para la ejecución del proyecto; y (iii) someter a consideración de la Gerencia de la ENEE aquellos aspectos relacionados con la ejecución del proyecto que así lo requieran. El coordinador es un funcionario adscrito a la División de Ingeniería de la Subgerencia Técnica, con amplias facultades para adelantar sus funciones. Para facilitar la gestión del coordinador se designarán responsables de los aspectos técnicos en cada una de las dependencias responsables de la implementación de las obras, equipos y procesos que se derivan del proyecto.

- 3.4 La División de Ingeniería es la responsable de ejecutar las obras del componente de electrificación rural en coordinación con la Oficina de Electrificación Social (OES). Se designará un funcionario de enlace para este componente, con la responsabilidad de coordinar las acciones de las dependencias responsables de los aspectos de ejecución (secciones de topografía y servidumbres; diseño, control y seguimiento; y supervisión).
- 3.5 En el caso de la modernización del CND y con el fin de asegurar la satisfacción de las necesidades, tanto de los usuarios del sistema como de los responsables de implementar y operar el mismo, se integrará un grupo de consulta conformado por el Jefe del Departamento de Control y Comunicaciones, y por un delegado de las siguientes unidades: Planeamiento Operativo, Control Electrónico, Comunicaciones y Programación y Despacho. Las recomendaciones técnicas de este grupo serán consideradas durante la implementación por el Jefe del Departamento de Control y Comunicaciones y el Jefe de la Unidad de control electrónico, responsables finales del sistema de comunicaciones y de los aspectos técnicos del SCADA/EMS respectivamente. Estos funcionarios actuarán bajo los lineamientos administrativos del coordinador del proyecto.
- 3.6 Para el subcomponente de reducción de pérdidas, se designará un funcionario de enlace en la Unidad de Control de Pérdidas, quien a su vez será el responsable de coordinar los aspectos técnicos del plan y manejar las relaciones con funcionarios designados específicamente para los mismos fines en las tres subgerencias regionales.
- 3.7 Para los efectos de adelantar las funciones contables, se designarán dos contadores adscritos a la Unidad de Contabilidad de la Subgerencia Financiera y Administrativa. Estos empleados tendrán la responsabilidad de procesar la información que el proyecto requiera conforme a las normas del Banco y presentar oportunamente los informes, asegurando la consistencia de la contabilidad del proyecto con la de la empresa como un todo.
- 3.8 Para apoyar el seguimiento oportuno de los impactos intermedios del proyecto se contará con la asistencia técnica de consultor(es) que serán contratados por el Organismo Ejecutor con recursos del préstamo.



- 3.9 Será condición previa al primer desembolso, la designación del coordinador, así como de los responsables de cada subcomponente y los enlaces en: la OES, la Unidad de Contabilidad y las tres subgerencias regionales. Serán condiciones especiales de ejecución contar con las asignaciones presupuestales y el personal que conformará las cuadrillas para el control de investigación de pérdidas y con dos funcionarios en la Unidad Ambiental. También será una condición contractual previa al desembolso de los recursos del subcomponente para la modernización del CND, la conformación del grupo de consulta para el componente del CND y la definición de los procedimientos para su adecuado funcionamiento.
- 3.10 **Reforma Sectorial.** El equipo de proyecto ha analizado el proceso que viene adelantando el Gobierno para ajustar la estructura del sector eléctrico de Honduras (ver 1.19). Este análisis forma parte de los anexos técnicos del proyecto. Al apoyar la mayor eficiencia del sector (ver 4.27), el proyecto está contribuyendo a viabilizar el proceso de ajuste sectorial que se requiere. Por otra parte, no se anticipan impactos significativos en la ejecución y logro de los objetivos del proyecto, como resultado de los procesos de ajuste sectorial que viene estudiando el Gobierno, teniendo en cuenta los alcances del proyecto, la estructura de ejecución diseñada y las perspectivas y cronogramas de los procesos que se planea adelantar en el corto y mediano plazo. Se considera que las Normas Generales del Contrato de Préstamo que se suscribirá, incluyen disposiciones que aseguran la oportuna información al Banco sobre la decisión y cronograma de implantación de cualquier proceso de reestructuración de la ENEE o la venta de activos o acciones de la empresa, así como la protección y mantenimiento de los activos e inversiones que resulten del proyecto.
- 3.11 **Intercambio de información con otras agencias.** El Prestatario y el Organismo Ejecutor se comprometen a implantar un mecanismo de intercambio de información actualizada entre las instituciones financieras y cooperantes que participan en la electrificación rural en Honduras. Para ello, la OES preparará un informe anual de ejecución de las obras y conexiones de electrificación rural y distribuirá el informe a cada institución participante. En este informe se indicarán los avances en metas físicas y financieras de los proyectos a cargo de cada organismo, se resumirá el número de usuarios, clasificados por ubicación geográfica, las proyecciones de ejecución y las estadísticas de costos de instalación. El informe incluirá además, los datos de las personas responsables en cada entidad internacional y en la OES.

### **C. Criterios de selección de comunidades para electrificación rural**

- 3.12 La OES ha realizado una preselección de una primera etapa de 3,270 nuevas conexiones en las comunidades en las zonas 1, 2 y 3, las cuales cubren municipios pobres, con índices de desarrollo humano entre los más bajos del país (inferiores a 500). Adicionalmente, se ha confirmado la viabilidad económica y social de las inversiones en dichas zonas (ver 4.11 a 4.18). Los recursos se han distribuido de manera homogénea en las tres zonas. La preselección sigue los criterios de elegibilidad y selección que se mencionan a continuación. Durante la ejecución del

programa se podrán añadir o sustituir comunidades, siempre que se cumplan los criterios siguientes y con la previa no objeción del Banco.

- 3.13 Son criterios de elegibilidad de los proyectos a desarrollar: (i) que se encuentren en comunidades que estén ubicadas en las zonas 1, 2 y 3, donde se desarrollan las inversiones de subtransmisión, buscando maximizar el impacto de las mismas; (ii) que se haya presentado una solicitud de la comunidad para la ejecución del proyecto; y (iii) que se desarrollen en comunidades en las que exista la disposición y los medios para proveer a su costo y de manera oportuna los diseños necesarios para la conexión. Se seleccionarán aquellos proyectos que aseguren el mínimo costo de inversión por vivienda. Por último, se deberá asegurar que en el agregado de las tres zonas, los ingresos tarifarios, valorados a la tarifa media, cubran sustancialmente los costos de operación y mantenimiento y el costo de compra de la energía. Los costos de las instalaciones internas son responsabilidad de cada usuario<sup>7</sup>.

#### **D. Adquisición de bienes y servicios**

- 3.14 La contratación de obras, la selección y contratación de servicios de consultoría y la adquisición de bienes financiados con el Préstamo serán llevadas a cabo de acuerdo con los procedimientos y políticas del Banco en la materia. Para la contratación de obras, se requerirá LPI para aquellos contratos cuyo valor estimado sea superior a US\$ 2,000,000. Para servicios de consultoría, se requerirá LPI para aquellos servicios con un valor superior a US\$ 200,000. Para adquisición de bienes se requerirá LPI, para valores superiores a US\$ 250,000. El Anexo II presenta el Plan de Licitaciones y Adquisiciones del Proyecto y resume los límites mencionados.
- 3.15 Previo al llamado a licitación para la construcción de las obras previstas en el proyecto, se presentará al Banco el diseño final de dichas obras que incluya las recomendaciones del PMI y que cuente con el visto bueno del supervisor ambiental independiente del proyecto. Previo a convocar la primera licitación pública para las obras de conexiones de electrificación rural, la ENEE presentará al Banco la lista de la totalidad de las comunidades a electrificar.

#### **E. Período de ejecución y calendario de desembolsos**

- 3.16 El período de desembolso del Proyecto será mínimo tres años y máximo de cinco años, contados a partir de la fecha de entrada en vigencia del Contrato de Préstamo. En el Cuadro III-1 se presenta el estimado para el cronograma de desembolsos.

---

<sup>7</sup>

En Honduras, la experiencia muestra que no existe dificultad para proveer estos recursos por parte de los usuarios, en particular por tratarse de una selección de comunidades basada en la demanda.

<b>CUADRO III-1</b>						
<b>Plan de Desembolsos</b>						
<b>US\$ millones equivalentes</b>						
<b>Fuente</b>	<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>	<b>Año 4</b>	<b>Año 5</b>	<b>Total</b>
<b>BID (FOE)</b>	-	4.65	11.56	16.35	2.44	35.00
<b>FND</b>	-	-	2.60	3.40	0.40	6.40
<b>ENEE</b>	0.07	0.55	1.50	2.12	0.31	4.55
<b>Total</b>	0.07	5.20	15.66	21.87	3.15	45.95

## **F. Fondo Rotatorio**

- 3.17 El Equipo de Proyecto recomienda que se constituya un Fondo Rotatorio para el Proyecto, hasta por la suma del equivalente al cinco por ciento (5%) de los recursos del financiamiento del Banco, teniendo en cuenta la programación de las obras y la ejecución simultánea de algunas de las inversiones. La ENEE será responsable de la presentación de informes semestrales sobre el estado del fondo rotatorio dentro de los 60 (sesenta) días del cierre de cada semestre.

## **G. Seguimiento y evaluación**

### **1. Supervisión del Banco**

- 3.18 La Supervisión del Proyecto será llevada a cabo por la Representación del Banco en Honduras. Se realizarán semestralmente, a más tardar durante los siguientes 30 días de haber presentado al Banco, el informe semestral que se solicita en las Normas Generales, reuniones conjuntas entre el Ejecutor y el Banco para analizar el avance en la implementación del Proyecto y el avance en el plan anual de inversión. Se revisará el cumplimiento de metas, objetivos e indicadores. Se acordará el plan de inversiones para el año siguiente, precisando las metas a ser logradas, así como las medidas correctivas que puedan requerirse. En caso que el Banco encontrara deficiencias en la ejecución del Proyecto, el Ejecutor deberá presentar al Banco una propuesta de medidas correctivas con su respectivo calendario de implementación, cuyo avance será revisado durante las misiones de administración y monitoreo.

### **2. Auditoría Externa**

- 3.19 La auditoría externa del Programa será efectuada por una firma de auditores independientes aceptable al Banco, siguiendo las políticas y procedimientos del Banco (Documentos AF-100 y AF-300), contratada mediante los procedimientos establecidos en el Documento de Licitación de Auditoría Externa (AF-200) y en base a los lineamientos establecidos en los Términos de Referencia para la Auditoría Externa de Proyectos Financiados por el BID (Documento AF-400), los cuales deberán ser previamente aprobados por el Banco. La auditoría externa tendrá el carácter de financiera y operacional, requiriéndose la presentación de un informe semestral de “carácter interino”, durante la ejecución del programa, dentro de los 60 días del cierre del primer semestre calendario.

- 3.20 Los informes anuales de los estados financieros del Programa y del Organismo Ejecutor serán presentados dentro de los 120 días de finalizado el año fiscal, y el informe final sobre los estados financieros de cierre del Programa serán presentados dentro de los 120 días posteriores al último desembolso. Los costos de auditoría formarán parte del costo del Programa, y serán financiados utilizando los recursos del préstamo del Banco. Se ha previsto contratar la firma por un período de tres años, con una revisión anual del contrato. Se prevé la contratación de una auditoría ambiental independiente de acuerdo con lo establecido en el párrafo 4.36.

### **3. Evaluación Final y Posterior**

- 3.21 Una evaluación final del Proyecto se realizará una vez sean desembolsados los recursos del mismo, con la participación del Organismo Ejecutor y del Banco, siguiendo las normas para informes de terminación de proyectos (PCR). Esta evaluación tendrá como objetivo analizar los resultados alcanzados una vez se ejecute cada componente y se extraerán lecciones aplicables a futuros proyectos, prestando especial atención al cumplimiento de presupuestos y metas físicas y a los resultados del mecanismo de coordinación de instituciones financieras y cooperantes que se propone como parte de esta operación.
- 3.22 Se ha considerado que durante la ejecución, los instrumentos existentes, en particular el Informe de Seguimiento de Proyecto (ISDP), constituye una herramienta que apoya los esfuerzos de evaluación. El Gobierno de Honduras ha expresado su intención de realizar una evaluación ex-post del proyecto, a llevarse a cabo dos años después de concluido el proyecto. El Prestatario financiará esta evaluación. El Ejecutor recolectará la información necesaria para verificar los indicadores que se presentan en el Cuadro III-2, con una frecuencia anual, a fin de viabilizar la evaluación posterior del proyecto.
- 3.23 El Índice de Desarrollo Humano relativo al Género<sup>8</sup> permite verificar los cambios en el ingreso y la mejora de la calidad de vida de la población. El indicador de pérdidas totales de energía mide el impacto sobre la eficiencia de la cadena productiva y de gestión de la empresa. Los indicadores de satisfacción del consumo de energía de subsistencia para iluminación, de gasto de energía para iluminación, de consumo de energía en la zona de influencia mide el efecto directo de los refuerzos de la red de subtransmisión sobre la cobertura y el consumo de electricidad en el área de influencia. El indicador de regulación de tensión mide el efecto directo sobre la calidad del servicio a los usuarios rurales en el área de influencia de los proyectos. El indicador de tiempo equivalente de interrupción mide el efecto directo sobre la calidad de servicio en el sistema interconectado de la modernización del centro de despacho y la integración con el mercado regional. Por último, el indicador de pérdidas de distribución regionales mide el efecto

---

<sup>8</sup> El IDG presentado en el cuadro, corresponde a la proyección realizada por Naciones Unidas. Para los Departamentos del área de influencia se espera por lo menos la misma tendencia relativa que la proyectada por Naciones Unidas a nivel nacional, tomando como punto de partida los siguientes valores para 2003: Olancho=0.628, Lempira=0.452, Intibucá=0.461, El Paraíso=0.589, y Santa Bárbara 0.563.

directo del programa de reducción de pérdidas sobre las pérdidas no técnicas en el sistema de distribución. Como parte de los anexos técnicos del proyecto, se ha preparado una guía metodológica para apoyar la recolección de estos indicadores.

- 3.24 Se ha acordado con el ejecutor la recolección de la información necesaria para calcular anualmente los indicadores. En particular merece mencionar los siguientes compromisos específicos: (i) medir y discriminar las ventas de energía en el área de influencia del proyecto Chichicaste, mediante la información de facturación correspondiente a varios códigos del sistema eléctrico o libros de lectura del área; (ii) instalar los equipos de medición para poder registrar las variaciones de voltaje en los diez puntos de control acordados en los circuitos de las líneas de media tensión de los proyectos de Catacamas, Erandique y Chichicaste; (iii) realizar las encuestas para el año base, el segundo año de ejecución y el último año de desembolso del proyecto, mediante las cuales se determinará el impacto del gasto dedicado a la iluminación de los proyectos de Erandique y Chichicaste, así como la recolección de información complementaria relevante para evaluar otros impactos indirectos. Las encuestas serán financiadas con recursos del préstamo; y (iv) recolectar sistemáticamente los demás indicadores del marco lógico.

**Cuadro III-2**

<b>Indicador</b>	<b>Unidad</b>	<b>Base</b>	<b>2006</b>	<b>2008</b>	<b>2010</b>
<b>FIN/Impacto</b>					
Índice de Desarrollo Humano relativo al Género (IDG).		0.628	0.654	0.680	0.706
Porcentaje de pérdidas totales de energía	%	22.3%	22.4%	20.3%	19.3%
<b>PROPÓSITO/Efecto directo</b>					
Satisfacción consumo de energía subsistencia para iluminación área influencia	%	45%	53%	81%	
Gasto de energía para iluminación en la zona de influencia	US\$/año/hogar	55.2	48.4	23.9	
Consumo de energía en la zona de influencia	MWh/año	17,300	19,800	28,800	
Regulación de tensión usuarios Erandique y Catacamas	% voltaje nominal	<90%	<90%	>95%	
Tiempo equivalente de interrupción por fallas de generación y transmisión	Horas/año	12.45	12.45	10.39	
Pérdidas de distribución por región					
Noroccidental	%	20.9%	21.0%	19.0%	
Centro/Sur	%	16.7%	16.4%	14.4%	
Litoral Atlántico	%	18.5%	20.5%	18.5%	

## IV. VIABILIDAD Y RIESGOS

### A. Viabilidad institucional

- 4.1 El equipo ha analizado la capacidad institucional de la ENEE para ejecutar los componentes del proyecto. Este análisis incluyó entre otros, la realización de un taller de involucrados internos, que contó con una amplia participación de los niveles gerenciales y operativos de la empresa y en el cual se revisaron los requerimientos organizacionales de la ENEE. Como resultado de este análisis se han definido los alcances del fortalecimiento institucional que requiere la OES y la Unidad Ambiental, y se ha diseñado la estructura de la ejecución y los elementos de supervisión y entrenamiento que se incorporan en los componentes del proyecto. El análisis que se resume a continuación permite confirmar la viabilidad institucional de la operación y el aporte de la misma al fortalecimiento organizacional de la ENEE.
- 4.2 La OES cuenta con tres grupos de trabajo (atención al público, diseño técnico y planeamiento). Estos grupos son apoyados por 11 profesionales en el área de ingeniería y economía. La OES ha logrado implantar sistemas de información georeferenciados básicos, con los cuales identifica y prioriza los diferentes proyectos de electricidad rural. Para el proceso de ejecución de los proyectos, la OES trabaja en coordinación con la División de Ingeniería y la Unidad de Estudios Ambientales, a fin de asegurar la calidad en la ejecución de los diferentes proyectos de electrificación. La actual estructura de la OES permite atender adecuadamente los requerimientos específicos del componente de electrificación rural de este proyecto. Sin embargo, las grandes demandas que se proyectan hacia el futuro, indican la insuficiencia del modelo organizacional de la OES y la necesidad de fortalecer su capacidad técnica y adaptar las habilidades organizacionales a las perspectivas de reforma del sector. Estas necesidades serán atendidas con el apoyo de recursos del proyecto (ver 2.8.).
- 4.3 El equipo analizó la estructura organizacional y los recursos con que cuenta actualmente el CND y su suficiencia para desarrollar y operar el proyecto. Se identificó la necesidad de reforzar la coordinación entre los equipos que actúan como proveedores y usuarios de las herramientas e información del CND. Este refuerzo ha sido considerado dentro de la estructura de ejecución (ver 3.5). Igualmente, las inversiones incluyen mejoras a las instalaciones que permiten la unificación de espacios físicos y que contribuirán a la mejor coordinación y comunicación entre los equipos de planeación y de los responsables del despacho en tiempo real. Como parte del subcomponente de modernización del CND, se ha previsto proveer la capacitación que requiere la instalación, operación y mantenimiento de los nuevos sistemas, y se requerirá a los proveedores que las ofertas de capacitación aseguren la continuidad de la gestión que exige el CND. Además, se ha previsto dentro del presupuesto de la operación, los recursos necesarios para apoyar con equipos profesionales especializados, la gestión de contratación y supervisión durante la implementación del proyecto.

- 4.4 La ENEE cuenta con experiencia en procesos de reducción de pérdidas y en su organización existe la Unidad para el Control de Pérdidas. La estructura de apoyo de la Unidad debe ser fortalecida en aspectos de coordinación al nivel gerencial y en su capacidad operativa. Para mejorar la coordinación con las otras dependencias de la ENEE y en especial las subgerencias regionales, con el apoyo de la Unión Europea se ha llevado a cabo un diagnóstico estratégico que identificó entre otras cosas y a nivel general, los requerimientos organizacionales para hacer sostenible el proceso de control de pérdidas en el mediano plazo. Estos requerimientos de coordinación serán diseñados en detalle con el apoyo de recursos cooperación técnica del Banco (ATN/SF-8809-HO). La capacidad operativa de la ENEE para adelantar el plan de pérdidas en el corto plazo será reforzada como resultado de la implantación de la estrategia que adelanta la ENEE, y la cual será instrumentada en parte con recursos del proyecto como se explica en la descripción del subcomponente (ver 2.7).
- 4.5 En lo relacionado con las actividades para las obras de subtransmisión, el equipo ha verificado la capacidad de la División de Ingeniería para ejecutar y supervisar las obras. Las obras previstas no son de complejidad y sus características técnicas son típicas de las que realiza rutinariamente la ENEE.

## **B. Viabilidad técnica**

- 4.6 El equipo de proyecto ha confirmado la viabilidad técnica de los componentes del proyecto. Respecto al componente de electrificación rural, los refuerzos propuestos a la red de subtransmisión (líneas y subestaciones) han sido seleccionadas con base en un estudio de alternativas de suministro a diferentes niveles de tensión y configuración de las líneas que permitan atender la demanda proyectada cumpliendo con los criterios de confiabilidad y calidad de servicio adoptados por la ENEE (principalmente la regulación de tensión en un rango de  $\pm 5\%$  de la tensión nominal, en condiciones de operación normal y  $\pm 10\%$  de la tensión nominal en condiciones de emergencia y cargas máximas respecto a la capacidad de las líneas y transformadores). Las características básicas de la alternativa seleccionada (nivel de tensión, número de circuitos y calibre de conductores) han sido definidas con el criterio de minimizar los costos de inversión y de pérdidas, cumpliendo con los criterios de calidad y confiabilidad mencionados. La ruta y el tipo de estructura de las líneas ha sido determinado por el grupo de ingeniería de la ENEE teniendo en cuenta la topografía del terreno y las vías de acceso, con el criterio de minimizar los costos de construcción y mantenimiento.
- 4.7 La configuración y características básicas de las subestaciones de subtransmisión fue determinada utilizando las normas de la ENEE aplicables al nivel de tensión y tipo de subestación. Para el diseño de las redes primarias y secundarias de distribución en las zonas rurales, con bajos niveles de carga y densidad, la ENEE ha adoptado criterios de confiabilidad y calidad de servicio menos exigentes (derivaciones de media tensión monofásicas de un sólo conductor con retorno a tierra, configuración radial de circuitos), con el fin de reducir los costos de inversión y mantenimiento de las obras.

- 4.8 El Centro Nacional de Despacho (CND) actual fue puesto en servicio en 1986 con las funciones básicas SCADA/AGC (control supervisorio/control automático de generación). El CND está basado en una tecnología de computadores desarrollada en los años 1970's, caracterizada por un sistema operativo propietario, interfaz usuario-computador de tipo semigráfico y unidades terminales remotas (UTR) que utilizan protocolos propietarios. El CND actual es un sistema obsoleto que no puede atender los requisitos de monitoreo y control del sistema de potencia hondureño debido a su arquitectura de procesadores inflexible, al crecimiento del número de subestaciones y centrales de generación que no cuentan con UTR, la dificultad de mantener los equipos existentes y la imposibilidad de adicionar software de aplicación moderno adecuado para el análisis y manejo del sistema de potencia. Por otra parte, el sistema de comunicaciones actualmente en operación, que fue instalado entre 1983-1985, comprende un sistema por onda portadora, redes de UHF y VHF y una red de radio multipunto. La red de UHF se basa en una tecnología obsoleta difícil de mantener, las estaciones repetidoras de la red de VHF deben ser reemplazadas, la red de radio multipunto opera en una banda que no puede ser ampliada y, en general, el sistema de comunicaciones actual no cubre todas las zonas en que se ha ampliado el sistema interconectado nacional. Desde 1994, ENEE determinó que se justifica modernizar el CND y el sistema de comunicaciones, y adelantó estudios para definir los requisitos funcionales y de arquitectura de un sistema moderno de control supervisorio, adquisición de datos, manejo de energía y comunicaciones, de acuerdo a las necesidades de supervisión y control del sistema eléctrico interconectado regionalmente y al avance de la tecnología informática disponible.
- 4.9 En el año 2001 la ENEE preparó los documentos de licitación para la fabricación, entrega e instalación de los equipos y sistemas, y realizó licitaciones separadas para el centro de despacho y el sistema de telecomunicaciones, las cuales fueron declaradas desiertas. El CND comprende un sistema SCADA/EMS suficiente para controlar, supervisar y coordinar la operación del sistema interconectado y administrar un mercado de energía competitivo integrado con el MER. El equipo de proyecto verificó que los estudios y la información disponibles eran adecuados y acordó que la ENEE utilizaría los servicios de dos consultores individuales para revisar los requisitos funcionales y actualizar los documentos de licitación del sistema SCADA/EMS y del sistema de comunicaciones. Estas consultorías cuentan con el financiamiento de recursos ya aprobados de cooperación técnica del Banco y se completarán a fin de año, a tiempo para comenzar el proceso de licitaciones.
- 4.10 Aproximadamente 60% de las inversiones previstas en el subcomponente de reducción de pérdidas está destinada a la compra de equipos y herramientas de tipo estándar que están bien especificados: camionetas pick-up de cabina sencilla, equipos de medición portátiles de baja y alta tensión, y herramientas de trabajo para personal de campo, y materiales y equipos de media y baja tensión para la conexión de usuarios en las colonias subnormales, diseñadas de acuerdo a las normas adoptadas por la ENEE para ese tipo de obras. El resto de las inversiones está relacionada con el montaje de un sistema geográfico de información (SGI) y programas complementarios que servirá para la gestión de pérdidas y las



actividades de planificación y diseño de las redes de distribución. Los requisitos funcionales del SGI serán definidas con el apoyo de recursos de cooperación técnica del Banco (ATN/SF-8809-HO). Las cuadrillas serán integradas por funcionarios y empleados de la ENEE.

### **C. Viabilidad económica**

- 4.11 El equipo de proyecto revisó la evaluación económica de los dos componentes del proyecto preparada por la ENEE y los resultados se resumen a continuación. La evaluación del subcomponente de electrificación rural (y la del proyecto de Naco) comprendió varias etapas. Primero, se comprobó que las redes previstas correspondieran a la alternativa de mínimo costo, segundo, se realizó un análisis financiero de beneficio/costo y por último se realizó una evaluación de rentabilidad social de los proyectos.
- 4.12 Para los tres proyectos de refuerzo de la red de subtransmisión, la ENEE evaluó varias alternativas de suministro. En los casos de Erandique y Chichicaste, se presenta un problema de mala calidad de servicio y restricciones severas para ampliar la cobertura debido al uso de alimentadores muy largos a 34.5 kV. En el caso de Naco, se presenta un problema de limitaciones al aumento de carga en la zona porque ya está copada la alimentación a 34.5 kV. En los dos casos la ENEE evaluó alternativas de refuerzo a 34.5 kV y determinó que las seleccionadas, 69 kV y 138 kV, eran las de mínimo costo. El proyecto de Chichicaste tiene la peculiaridad que incluye la extensión de la red a la población de Trojes que actualmente recibe el suministro eléctrico desde Nicaragua, pero que no tiene capacidad para atender crecimiento de la demanda en la zona. En este caso, se evaluó la opción de instalar motores diesel en la zona, pero se concluyó que no era competitiva.
- 4.13 Los proyectos de electrificación rural de Erandique y Chichicaste forman parte de un Plan Nacional de Electrificación Social (PLANES) que analizó en forma exhaustiva las necesidades de electrificación rural a nivel país y definió programas de inversión a 10 años para atender los proyectos técnicamente factibles dando prioridad a los proyectos que cumplieran con criterios de sostenibilidad financiera<sup>9</sup>, de impacto sobre la reducción de la pobreza y menores costos de conexión por usuario. Los proyectos de Erandique y Chichicaste son prioritarios porque atienden departamentos muy pobres y con altos costos de conexión (promedio de US\$1.050/usuario).
- 4.14 Los resultados del análisis financiero de los proyectos muestran que la tarifa para consumos residenciales de 100 kWh (la gran mayoría de los usuarios en esas zonas) cubre el 45% de los costos (tarifa promedio actual de 52 US\$/MWh), de acuerdo a lo autorizado por la Ley. Dicha tarifa cubre el 85% del costo de generación (estimado en 61.4 US\$/MWh) y los costos de conexión y de los refuerzos de subtransmisión deben ser subsidiados en su totalidad.

---

<sup>9</sup> El PLANES utilizó para el criterio de sostenibilidad un ingreso tarifario valorado a una tarifa que cubra los costos de suministro (aproximadamente 110 US\$/MWh).

- 4.15 El PLANES realizó una evaluación económica de los proyectos seleccionados valorando principalmente el beneficio social de la iluminación eléctrica en áreas rurales, estimado bajo la curva de demanda de iluminación. La información de una encuesta de hogares rurales no electrificados en Honduras muestra que anualmente gastan en promedio US\$89/vivienda en la compra de keroseno y otras fuentes de iluminación que equivalen a un consumo anual de 79 kilolúmenes-hora (KLH), mientras que con electricidad, a la tarifa vigente de la ENEE costaría 8.2 US\$/año iluminar con dos bombillos que suministran 1,777 KLH. En estas condiciones, la disposición a pagar estimada es de 65 US\$/mes. Teniendo en cuenta estos beneficios, la rentabilidad social de todos los proyectos, incluyendo las zonas más pobres como las cubiertas por las subestaciones de Chichicaste y Erandique era superior a 58%.
- 4.16 Aunque el beneficio por iluminación estimado por los consultores del PLANES tiene sustento teórico, su valor se considera optimista en vista del nivel de ingreso del país y la experiencia internacional en valoración de los beneficios de iluminación. Por lo tanto, se determinó también, el beneficio social por iluminación que habría que aceptar en los dos proyectos para lograr una tasa de rentabilidad social de 12%, bajo el supuesto que los beneficios adicionales por los consumos de electricidad por encima de las necesidades mínimas de iluminación, para los residenciales y para todo el consumo incremental de los demás usuarios se valoran por el ingreso tarifario a las tarifas vigentes aplicables en cada caso.
- 4.17 En este análisis se tuvo en cuenta la demanda incremental posibilitada por los refuerzos en la red de subtransmisión, su costo y el costo de las conexiones posibilitadas. Los resultados muestran que habría que reconocer beneficios sociales por iluminación entre 15 a 16 US\$/mes/vivienda para lograr una rentabilidad del 12%. Este valor es alto pero justificable al valorar la disposición a pagar bajo la curva de demanda de iluminación, y si se tiene en cuenta que los beneficios del consumo adicional de electricidad en el sector residencial se castigaron al valorarlos a la tarifa subsidiada actual, y que el análisis no contabiliza beneficios asociados con mejoras en salud, educación y otros beneficios cualitativos que resultan de contar con la energía eléctrica.

#### Rentabilidad social de los proyectos

		Erandique	Chichicaste
<b>Valor presente beneficios</b>	<b>US\$000</b>	13,469	7,773
Iluminación residencial	US\$000	8,162	4,242
Otros usos residencial	US\$000	2,266	1,149
Otros sectores	US\$000	1,736	1,077
Energía no servida	US\$000		
Reducción pérdidas	US\$000	1,306	1,306
<b>Valor presente costos</b>	<b>US\$000</b>	13,395	7,774
<b>Tasa interna de retorno (%)</b>		12.2%	12.0%
<b>Beneficios iluminación para lograr 12% de tasa interna de retorno</b>	<b>US\$/mes/vivienda</b>	14.9	16.2

- 4.18 En el caso de los proyectos de Naco y Catacamas, el beneficio de iluminación no tiene mayor impacto sobre la rentabilidad del proyecto, puesto que en el primer caso la demanda industrial representa un 60% de la demanda total y en el segundo caso los beneficios se derivan de la reducción en pérdidas y mejoras del nivel de tensión que resultan de la instalación de la compensación reactiva. La rentabilidad social obtenida en esos dos proyectos fue de 13.7% en el caso de Naco y 21.1% en el caso de Catacamas.
- 4.19 Para la evaluación económica del componente de modernización del centro de despacho se estimaron los beneficios cuantificables relacionados con: (i) ahorros en los costos variables de generación que resulta de la operación del nuevo sistema de despacho y redespacho basado en programas de optimización de la operación, (ii) reducción de las pérdidas de transmisión debido a la utilización de programas de flujo de carga óptimo y control de reactivos; (iii) el costo evitado del deterioro de la confiabilidad de suministro del sistema de transmisión que resulta de la falta de un sistema adecuado de supervisión y control del sistema de potencia, y (iv) los costos evitados de operación y mantenimiento de continuar operando el sistema actual SCADA/AGC. Los resultados muestran un valor presente neto de US\$5.4 millones (a una tasa de descuento del 12%) y la tasa interna de retorno de 17%.
- 4.20 En el caso de la componente de reducción de pérdidas, se hizo una evaluación financiera de las inversiones financiadas que tienen un beneficio directo cuantificable (la unidad de control e investigación y la conexión de usuarios en colonias subnormales), debido a que en el caso de reducción de pérdidas no técnicas los beneficios económicos son pequeños pues los ingresos adicionales por facturación no se consideran al ser una transferencia entre los usuarios y la empresa. Los beneficios se valoraron como los ingresos tarifarios adicionales por la normalización de la conexión (descontado el efecto de un menor consumo por la elasticidad precio de la demanda) teniendo en cuenta los resultados obtenidos en programas similares ejecutados por la ENEE. La rentabilidad financiera de la unidad de control e investigación es muy alta, con un periodo de repago inferior a un año y la relación beneficio/costo de la conexión de usuarios ilegales es superior a 1.5.

#### **D. Viabilidad financiera**

- 4.21 Con el apoyo del Banco se ha realizado un detallado análisis financiero de la empresa. Los resultados muestran un debilitamiento en la situación financiera de la ENEE a partir del año 2002 debido a una serie de factores como aumento de las compras de energía, baja de la generación hidroeléctrica, aumento de los combustibles, aumento de las pérdidas de energía e imposibilidad de recuperación de cuentas por cobrar.
- 4.22 Por lo anterior, la ENEE y el Gobierno han iniciado un proceso de saneamiento que incluyó el incremento de las tarifas a finales de 2003, la contratación de nuevos PPAs en términos más favorables y la decisión de implantar una estrategia de reducción de pérdidas. Las tarifas al consumidor final han pasado en promedio de US\$ 0.087/KWh en el año 2002, a US\$ 0.094/KWh en el año 2004 (incremento de

8%). Los costos medios de compra energía han pasado de US\$ 0.098/KWh en el 2003, a US\$ 0.086/KWh en el año 2004.

- 4.23 Para evaluar las perspectivas financieras de la ENEE, el análisis financiero incluyó varios escenarios de ingresos, gastos y financiamiento, para determinar los comportamientos requeridos para las variables críticas de sostenibilidad y determinar un escenario objetivo. Este escenario se describe en el flujo de fondos proyectado de la ENEE (Cuadro IV-1) el cual considera que las finanzas de la empresa garantizan la ejecución del nuevo proyecto de inversiones, el servicio de deuda vigente y previsto, los aportes locales necesarios, y la ejecución de las otras inversiones necesarias para cubrir la demanda de energía. Cabe destacar que los análisis de sensibilidad realizados indican la importancia de por lo menos mantener los niveles tarifarios para asegurar el cubrimiento de las inversiones<sup>10</sup>.

**Cuadro IV-1**  
**Origen y Aplicación de Fondos**  
millones de US\$

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Tot.04-12
<b>ORIGEN Y APLICACIÓN DE FONDOS</b>												
<b>FUENTES</b>												
Generación Interna de Fondos	27.70	2.13	18.05	50.14	55.67	65.60	83.99	78.08	84.92	105.57	138.13	680.15
Aportes del Gobierno	9.92	16.11	8.89	19.99	18.22	6.58	14.00	10.00	10.00	10.00	10.00	107.68
Prestamos en Desembolsos	6.86	6.08	-	-	1.22	4.90	-	-	-	-	-	6.12
Prestamos en Gestión (BID)	-	-	-	-	4.65	11.56	16.35	2.45	-	-	-	35.00
Otros prestamos en gestión	-	-	-	-	-	3.00	4.00	0.50	-	-	-	7.50
Prestamos de Corto Plazo	8.75	9.03	5.52	-	-	-	-	-	-	-	-	5.52
<b>Total Fuentes</b>	<b>53.23</b>	<b>33.35</b>	<b>32.47</b>	<b>70.13</b>	<b>79.76</b>	<b>91.63</b>	<b>118.34</b>	<b>91.02</b>	<b>94.92</b>	<b>115.57</b>	<b>148.13</b>	<b>841.97</b>
<b>USOS</b>												
Inversiones												
- Proyecto BID propuesto	-	-	-	0.07	5.20	16.06	22.47	3.26	-	-	-	47.05
- Inversiones en Transm. Generación	25.08	9.77	8.56	19.97	8.61	19.00	35.58	24.71	9.27	20.67	11.05	157.43
- Inversiones Electríf.Rural	-	6.69	9.72	20.79	14.99	3.34	10.73	10.71	10.69	10.67	10.65	102.29
Servicio de Deuda - Intereses	16.10	12.53	10.45	8.55	11.28	11.80	11.44	11.11	10.33	9.75	9.29	94.01
- Amortizaciones	16.74	21.64	17.12	19.63	30.85	27.73	22.89	22.40	20.84	18.74	19.50	199.71
Variación Capital de Trabajo	(4.68)	(17.29)	(13.69)	1.00	(0.99)	3.44	10.00	8.69	18.65	7.96	11.36	46.42
<b>Total Usos</b>	<b>53.23</b>	<b>33.35</b>	<b>32.17</b>	<b>70.02</b>	<b>69.94</b>	<b>81.36</b>	<b>113.12</b>	<b>80.88</b>	<b>69.78</b>	<b>67.79</b>	<b>61.85</b>	<b>646.91</b>
<b>Diferencia</b>	<b>0.00</b>	<b>(0.00)</b>	<b>0.30</b>	<b>0.11</b>	<b>9.82</b>	<b>10.27</b>	<b>5.23</b>	<b>10.14</b>	<b>25.14</b>	<b>47.78</b>	<b>86.28</b>	<b>195.06</b>
<b>Diferencia Acumulada</b>	<b>0.00</b>	<b>(0.00)</b>	<b>0.29</b>	<b>0.41</b>	<b>9.93</b>	<b>20.09</b>	<b>15.50</b>	<b>15.36</b>	<b>35.28</b>	<b>72.92</b>	<b>134.06</b>	

- 4.24 Lo anterior requiere el cumplimiento de supuestos que resultan de acciones por parte de la ENEE y del Gobierno de Honduras, y las cuales se resumen a continuación: (i) tomar medidas apropiadas para asegurar, a satisfacción del Banco, que los ingresos por concepto de tarifas de la ENEE cubran sus costos normales de operación y mantenimiento, el servicio de la deuda y contribuyan sustancialmente al plan de inversiones (la contribución de la generación interna de fondos neta deberá ser por lo menos del 30% en el 2005, 30% en el 2006 y 35% en los años subsiguientes), y que durante el mismo período las tarifas respondan adecuadamente a las variaciones de los precios de los combustibles y de la tasa de cambio; (ii) reducir las pérdidas de energía como mínimo en un 0.5% promedio anual para el período 2004-2008; (iii) un margen operativo de caja determinado como el monto que queda después de haber cubierto los costos de generación y los otros costos y gastos operativos, de 12.6% en el año 2005, 13.2% en el año 2006, 14.8% en el año 2007 y 17.8% en el año 2008; (iv) un período de cuentas por cobrar de 98 días en el año 2004, 75 días en el año 2005, 66 días en el año 2006 y 60 días a partir del año 2007; (v) un factor de cobertura del servicio de la deuda

<sup>10</sup> Por ejemplo, una reducción de las tarifas medias del 1%, requiere buscar recursos adicionales para el 13% del plan de inversiones objetivo, evaluado en valor presente.

mínimo de 1.3 en el año 2005, 1.3 en el año 2006 y 1.5 en el año 2007 y posteriores; (vi) un factor de coeficiente de liquidez corriente de 0.6 en el año 2004, 0.7 en el año 2005, 0.8 en el año 2006, 0.9 en el año 2007 y 1.0 en el año 2008; y (vii) depurar y documentar anualmente el saldo de deuda vencida que exista entre la ENEE y el Gobierno y no generar más deuda entre las partes. El cumplimiento de estas medidas será una condición especial de ejecución y será verificado anualmente. En caso de que se presenten desviaciones en los indicadores y que de las mismas se determine el deterioro de la situación financiera de la empresa, el prestatario y el organismo ejecutor remitirán al Banco un plan de acción que identifique claramente las causas de las desviaciones y las medidas de gestión o financieras que se adoptarán, las responsabilidades del ejecutor y del prestatario, y el cronograma de ejecución de manera que se permita recuperar las condiciones de sostenibilidad financiera.

#### **E. Beneficios e impacto sobre el desarrollo**

- 4.25 El proyecto tendrá un impacto directo en el mejoramiento de las condiciones de vida de la población más pobre, al proveerla con un servicio de energía eléctrica de mayor cobertura y calidad. Con el proyecto se espera mejorar la calidad de servicio a 27,000 usuarios de electrificación rural localizados en el área de influencia de las intervenciones que se realizarán para reforzar el sistema de subtransmisión. Adicionalmente, se espera ampliar la cobertura en aproximadamente 8,000 usuarios, que serán seleccionados con base en criterios económicos y sociales. Los beneficios se materializan mediante la liberación de recursos familiares utilizados actualmente en fuentes de energía costosas utilizadas para iluminación. Igualmente, se benefician las familias al ampliar su potencial de productividad y educación.
- 4.26 Tanto las inversiones en refuerzos de subtransmisión como las correspondientes a la modernización del centro de despacho presentan beneficios adicionales al mejorar la confiabilidad y calidad del servicio de energía en todo el sistema, y mejorar la eficiencia del sector eléctrico.
- 4.27 El proyecto en su conjunto tiene un impacto positivo en las finanzas de la ENEE, lo cual aumenta la viabilidad de ajustar exitosamente el modelo del sector eléctrico hondureño. El saneamiento financiero de la ENEE contribuye a la estabilidad macroeconómica, aumenta la probabilidad de incorporar recursos frescos al sector, y permite concentrar los esfuerzos gerenciales de la empresa en llevar a cabo acciones estratégicas que sólo son posibles en un marco de suficiencia financiera. Todo esto crea condiciones para aumentar las inversiones en la cadena sectorial, continuar mejorando la calidad del servicio en el mediano y largo plazo y atraer mayores recursos del sector privado. Los beneficios y resultados se resumen en el marco lógico de la operación presentado en el Anexo I<sup>11</sup>.

---

<sup>11</sup> La línea de base y los indicadores proyectados se describen en detalle en los párrafos 3.23 y 3.24.

## **F. Equidad social y reducción de la pobreza**

- 4.28 El Proyecto califica como operación que promueve la equidad social, como se describe en los objetivos claves para la actividad del Banco contenidos en el informe sobre el Octavo Aumento General de Recursos (Documento AB-1704). No se especifican indicadores de desempeño para medir la reducción de la pobreza y mejoramiento de la equidad social, sin embargo, y según los datos de la Encuesta Nacional de Hogares de Propósitos Múltiples realizada en Mayo del año 2001 (generadas por el Instituto Nacional de Estadística- <http://www.ine-hn.org>), se estima que el 73.8% de la población de Honduras es pobre, y de este porcentaje, el 60.5% se encuentra en zonas rurales clasificados como muy pobres. La clasificación para PTI (SEQ) se basa en que el Proyecto está destinado a obras de distribución y transmisión eléctrica en comunidades rurales, se espera beneficiar el desarrollo económico local de dichas poblaciones, los recursos humanos y capacidad de generar mejores oportunidades en aspectos como la educación o salud, al poder disponer de un sistema de electricidad estable. Se espera que el Proyecto resulte en un incremento generalizado de los niveles de bienestar social en poblaciones rurales.

## **G. Propuesta de gestión ambiental y social**

- 4.29 La Estrategia Ambiental y Social (ESMR<sup>12</sup>) del Proyecto aplica a las actividades del proyecto con potencial de impactar adversamente el medio ambiente (únicamente las obras de sub-transmisión), en armonía con las normas y directrices del Banco, las leyes ambientales de Honduras y los lineamientos del PPP.
- 4.30 Con base en el análisis realizado y tomado en consideración el Diagnóstico Ambiental Cualitativo (DAC)<sup>13</sup> desarrollado por la Unidad de Estudios Ambientales (UEA), las condiciones biofísicas y socioeconómicas, la normativa vigente y el trabajo de campo, es claro que el proyecto no presenta limitaciones que hagan inviable su construcción, dado que el proceso constructivo es muy sencillo y en su mayoría transcurre por zonas alteradas.
- 4.31 Sin embargo, se pueden generar impactos sobre el medio en sus etapas de construcción y operación del proyecto. La gran mayoría de los impactos potenciales identificados se minimizarán con un adecuado diseño, cuyas recomendaciones están contenidas en el Plan de Mitigación de Impactos (PMI). Los impactos permanentes que se presenten, como es la tala de árboles para algunos sectores de la ruta, será compensada para mantener el equilibrio ambiental del proyecto. Los costos totales del ESMR se estiman en US\$280,000, de los cuales US\$210,000 corresponden a las medidas de mitigación y el resto a los costos del fortalecimiento, la supervisión y la auditoría.

---

<sup>12</sup> Contendida en el Informe de Gestión Ambiental y Social.

<sup>13</sup> DAC es la categoría utilizada en Honduras para proyectos cuyos impactos son potencialmente limitados y es equivalente a un análisis ambiental en el contexto del Banco.

- 4.32 Las recomendaciones del PMI incluyen aspectos de diseño, que están siendo atendidos por el ejecutor. Las recomendaciones más relevantes son: (i) evitar el paso por algunos sectores de expansión urbana en la ruta La Puerta-Naco<sup>14</sup> evitando reasentamientos; (ii) minimizar la corta de bosque en algunos tramos de las rutas La Puerta-Naco, Las Flores-Erandique y Danlí-Chichicaste y, en caso de requerirse, tramitar los permisos correspondientes ante al COHDEFOR; y (iii) realizar una prospección arqueológica por parte del Instituto Hondureño de Antropología e Historia, previo a la construcción, para minimizar el paso por cualquier zona de interés. Se asegurará que los diseños finales incluyan estas recomendaciones (ver párrafo 3.15).
- 4.33 Para la etapa de construcción, las recomendaciones principales son: (i) la prevención y compensación de los daños a terceros por el proceso constructivo la prevención de construcción y reubicación en caso de presencia de nidos o madrigueras de fauna silvestre; (ii) la disposición adecuada de los desechos; (iii) el cumplimiento de la normativa vigente en caso de hallazgos de patrimonio cultural; y (iv) el establecimiento de un sistema de atención ciudadana para una participación efectiva.
- 4.34 Las recomendaciones de operación están dirigidas a monitorear los aspectos sobre los cuales no se tiene certeza de su incidencia, para retroalimentarse en el caso de que se requieran acciones correctivas y se enfocan al monitoreo de colisión de avifauna con la línea y al monitoreo de campos electromagnéticos. La UEA/ENEE es responsable de la verificación del cumplimiento de las medidas planteadas en el PMI, por parte de los contratistas y bajo la supervisión de la firma especializada (ver 4.36).
- 4.35 Siguiendo los lineamientos utilizados para proyectos PPP, el equipo de proyecto ha confirmado los factores que determinan la aceptación del proyecto por la comunidad. Para ello y como parte de la ESMR se analizaron los resultados de la aplicación de dos encuestas por parte de la OES. Como resultado, se confirmó que el 100% de los encuestados quieren tener el servicio de energía eléctrica y están dispuestos a pagarlo. Los análisis de gastos por iluminación y otras fuentes de energía, mostraron que la mayoría de los potenciales usuarios están dispuestos a pagar más o el equivalente a lo que gastan en promedio hoy día.
- 4.36 Finalmente y dentro del Proyecto, también se prevé la asignación específica de recursos para la contratación de una supervisión y una auditoria ambiental independientes, así como el costo de las medidas de mitigación. La ESMR contiene el PMI así como otras medidas ambientales que serán observadas durante la ejecución del Proyecto. Será condición del primer desembolso del componente de electrificación rural, la presentación de un plan de acción detallado sobre los aspectos ambientales, acompañado de un calendario de ejecución y de los términos de referencia definitivos para la supervisión ambiental.

---

<sup>14</sup> La ENEE asegurará la aplicación de las recomendaciones de diseño y verificará que lo observado en campo con el trazo de 1:50.000 se mantiene a pasar a la topografía fina y en caso de requerirse, redefinirá el trazado de la línea en los sectores identificados

## **H. Riesgos**

- 4.37 Seguir avanzando en el tema tarifario e implantar el programa de reducción de pérdidas, requiere medidas por parte del Gobierno que no están exentas de dificultades, especialmente en el campo político, y no lograr avances en estas áreas puede retrasar las metas de sostenibilidad financiera que se han propuesto para la ENEE. En este sentido, el compromiso del Gobierno en el tema tarifario es fundamental. Este compromiso se concreta, junto con otras medidas, en los acuerdos con el Fondo Monetario Internacional para revertir el deterioro fiscal y en los acuerdos con el Banco Mundial, en el marco del crédito para soportar la reducción de la pobreza en Honduras, aprobado en mayo pasado. Los compromisos tarifarios y de reducción de pérdidas se renuevan dentro del marco de este proyecto, como se indica en el análisis de viabilidad financiera (ver 4.24).
- 4.38 Un proceso de reforma sectorial o de reestructuración organizacional puede afectar la ejecución de un proyecto de inversión. Para el caso de este proyecto, el equipo ha consultado con las autoridades, revisado los cronogramas previstos y evaluado los impactos de la eventual reforma que estudia el Gobierno. Además, se ha diseñado la operación con objetivos que son alcanzables y prioritarios en cualquier escenario de reestructuración previsible. Además, se considera que el contrato de préstamo contienen previsiones que aseguran los flujos de información adecuados y oportunos para la ejecución de la operación, así como las medidas para proteger el valor y el mantenimiento de los activos que se financian.
- 4.39 La disponibilidad oportuna de las servidumbres para las líneas de subtransmisión y subestaciones a construir, es crucial para mantener controlados los cronogramas y presupuestos de estas obras. Para este proyecto se ha previsto la adquisición de derechos de servidumbre a 450 propietarios aproximadamente con un costo estimado en 23 millones de Lempiras (US\$1.3 millones). La ENEE ha informado que se ha incluido en el proyecto de presupuesto de 2005 la totalidad de los recursos requeridos para liberar las servidumbres. De otra parte, el equipo ha revisado el plan de acción que viene ejecutando la ENEE para la gestión de servidumbres, el cual identifica claramente las actividades a realizar, su alcance, el cronograma y la dependencia responsable al interior de la ENEE de cada una de ellas. Existe el riesgo de retrasos en la ejecución por dificultades en la disponibilidad del recurso local. Como parte del análisis del proyecto, el equipo ha revisado las proyecciones y disponibilidades financieras y se concluye que existe la disponibilidad de recursos necesarios para la contrapartida. Se realizará un seguimiento cercano a las asignaciones presupuestales de las vigencias que comprenden la ejecución del proyecto, con el fin de anticipar acciones de gestión para asegurar la oportuna disponibilidad de la contrapartida.