

**SISTEMA DE INTERCONEXION ELECTRICA PARA LOS PAISES DE AMERICA CENTRAL  
(SIEPAC)**

**(CA-0007)**

**RESUMEN EJECUTIVO**

**PRESTATARIOS:**      Del préstamo para Infraestructura:      La Empresa Propietaria de la Red (EPR) Sociedad Anónima, de capital mixto, mayoritaria pública.

De la Cooperación Técnica:      El Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). Se acompaña el Plan de Operaciones en Anexo II-2.

**GARANTES:**      Los seis países del Istmo Centroamericano - Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

**ORGANISMOS**      Del préstamo para Infraestructura: La EPR  
**EJECUTORES:**      De la Cooperación Técnica: El CEAC

**MONTO Y FUENTE DEL PRESTAMO PARA INFRAESTRUCTURA:**

|                          |                           |
|--------------------------|---------------------------|
| BID: Capital Ordinario   | US\$170.610.000           |
| Fondo Quinto Centenario: | US\$ 70.000.000 (en ECUS) |
| Aporte local:            | US\$ 89.100.000           |
| Total:                   | US\$329.710.000           |

**PLAZOS Y CONDICIONES FINANCIERAS DEL PRESTAMO PARA INFRAESTRUCTURA:**

|                          |  |
|--------------------------|--|
| Capital Ordinario:       |  |
| Plazo de amortización:   | 25 años  |
| Período de desembolso:   | 5 años   |
| Tipo de interés:         | variable                                       |
| Inspección y vigilancia: | 1%   |
| Comisión de crédito:     | 0,75%  |
| Moneda:                  | Dólares de EUA bajo la facilidad Unimonetaria. |

**COFINANCIAMIENTO:**      Fondo Quinto Centenario

|                          |          |
|--------------------------|----------|
| Plazo de amortización:   | 35 años  |
| Período de desembolso:   | 5 años   |
| Tipo de interés:         | variable |
| Inspección y vigilancia: | 0%       |
| Comisión de crédito:     | 0%       |
| Moneda:                  | ECUS     |

**OBJETIVOS:**      El Proyecto tiene dos objetivos principales:  
(i) apoyar la formación y consolidación progresiva de un Mercado Eléctrico Regional mediante la creación y establecimiento de los mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que facilite

la participación del sector privado, particularmente en el desarrollo de las adiciones de generación; y (ii) la infraestructura de interconexión eléctrica (líneas de transmisión, subestaciones y un centro regional de coordinación y de transacciones) que facilite los intercambios de energía eléctrica entre los participantes en el mercado eléctrico regional.

**DESCRIPCION:**

El Proyecto consiste en una operación integral con dos componentes: (a) un préstamo para financiar un programa de cooperación técnica para apoyar la creación de los organismos regionales y puesta en funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional por un costo directo total de US\$14.5 millones (ver Anexo II-2); (b) un préstamo para financiar obras de infraestructura del proyecto SIEPAC, que incluyen 1.802 km de líneas de 230 kV recorriendo de Panamá a Guatemala, conexiones a subestaciones de transformación en cada país por un costo directo total de US\$232,3 millones, y un Centro Regional de Coordinación y Transacciones por US\$3.5 millones, en el cual se coordinará la operación confiable, segura y económica del sistema eléctrico regional. En forma paralela a estos dos componentes, los países participantes de la región llevarán a cabo las obras de refuerzo a las redes nacionales, que incluyen líneas de transmisión y subestaciones de transformación para lograr los niveles de confiabilidad que demandarán las transacciones firmes de electricidad entre agentes localizados en distintos países. En caso de que llegue a ser necesario el financiamiento del Banco para algunas de las obras de refuerzo en uno o más de los países participantes, algo que se prevé probable por lo menos en el caso de Nicaragua, la Administración presentaría a la consideración del Directorio un documento suplementario al presente informe, con los proyectos de resolución pertinentes, para sustanciar la propuesta del financiamiento correspondiente (ver párrafo 2.15).

**CLASIFICACION  
AMBIENTAL:**

El Resumen Ambiental de esta operación fue aprobado por el CESI en su reunión del 4 de febrero de 1997.

**IMPACTO SOBRE LA  
POBREZA:**

Dado su naturaleza, el Proyecto no califica dentro del criterio de reducción de pobreza indicado en el párrafo 2.15 del Documento de la Octava Reposición.

**BENEFICIOS:**

Este Proyecto da un impulso decisivo a la integración eléctrica centroamericana que generará grandes beneficios económicos relacionados al ahorro de costos de operación de los sistemas eléctricos y ahorro de sus costos de expansión. Estos beneficios

incluyen el ahorro en el consumo de derivados de petróleo usados en la generación de electricidad que podría contribuir a reducir la vulnerabilidad de la región a choques petroleros internacionales. Se espera que la conformación de un mercado de 35 millones de habitantes atraerá las inversiones necesarias y en condiciones adecuadas para materializar las adiciones de generación requeridas. Asimismo, mediante la reducción en el costo del servicio eléctrico se busca la estimulación del aparato productivo centroamericano y la actividad comercial intraregional.

**RIESGOS:**

Los riesgos principales de la operación se centran en posibles limitantes al grado de desarrollo del mercado eléctrico relacionados a la permanencia de estructuras de mercado tradicionales en los sectores eléctricos nacionales, posibles restricciones o desestímulos a la participación de nuevos inversores en el sector, y las posibles barreras al comercio regional. Si estos limitantes se dan, podrían restringir el aprovechamiento de los beneficios de la coordinación de la operación y de la expansión de los sistemas eléctricos en condiciones competitivas. La condicionalidad para el primer desembolso del préstamo de inversión está orientada a minimizar estos riesgos porque requiere la implantación de una estructura institucional para gobernar el sistema regional consistente con la evolución progresiva de un ambiente de mercado cada vez más abierto y competitivo.

**ADQUISICIONES**

Se recomienda que, debido a la complejidad del Proyecto, el diseño y construcción de las obras de transmisión se ejecuten mediante un contrato llave en mano, salvo que las partes lo acuerden de otra manera con base en criterios técnicos y económicos y se requerirá precalificación internacional (ver párrafo 3.21).

Se requerirá licitación pública internacional para la adquisición de equipos y servicios que exceda el equivalente de US\$250.000 y para obras que sobrepase US\$1.500.000.

**EXCEPCIONES A  
POLITICAS DEL  
BANCO:**

No se incluyen excepciones a las políticas del Banco

**ESTRATEGIA DEL  
BANCO EN EL PAIS  
Y EN EL SECTOR:**

El mandato del Octavo Aumento General de Recursos (OAGR) del Banco establece como prioridades la modernización del sector público y la integración. Concretamente el OAGR establece que el Banco puede

prestar asistencia técnica y/o conceder préstamos para: (i) promover la inversión privada nacional y extranjera; (ii) apoyar los esfuerzos nacionales y regionales encaminados a crear la infraestructura necesaria en los sectores de energía y transporte; y (iii) ayudar a sus Gobiernos a desarrollar tareas tendientes a la modernización del sector público y al fortalecimiento de sus instituciones. El documento de Programación Regional de Centroamérica (RP-CA). establece como un objetivo primordial, el fortalecimiento de la integración subregional. El cumplimiento de este objetivo requiere no sólo de una profundización del libre comercio intraregional sino también de la constitución de un área económica armonizada en materia de legislación comercial y marcos regulatorios. El Proyecto propuesto es consistente con los mandatos para la región y la estrategia de integración.

**CONDICIONES  
CONTRACTUALES  
ESPECIALES:**

**Condiciones previas a la firma del préstamo y al primer desembolso del préstamo para infraestructura: (ver descripción detallada de las condiciones específicas en el Anexo RE-1 de este documento).**

Dada la complejidad que involucran los procesos de reforma y creación de un mercado eléctrico en América Central, así como la dinámica de definición y cambios que están ocurriendo sobre estos temas a nivel mundial, el cumplimiento de toda la condicionalidad previa a la firma de los contratos y al primer desembolso de inversión será presentada para consideración y eventual aprobación al Comité de Préstamos.

Asimismo, se incluirán en los contratos respectivos, las cláusulas estándares del Banco, incluyendo las relacionadas con mantenimiento, auditoría, precios, adquisiciones, etc.

**ASPECTOS  
ESPECIALES:**

**1. Consideraciones sobre la gobernabilidad de la Empresa Propietaria de la Red (EPR)**

Uno de los aspectos fundamentales en un proyecto de éstas características radica en la separación de la propiedad de la red de transmisión a fin de garantizar la neutralidad, libre acceso y no discriminación a los agentes del mercado. En procesos de reestructuración de mercados eléctricos competitivos, lo óptimo sería la formación de empresas especializada en transmisión. En dicho esquema ideal, los socios de la EPR debieran tener

únicamente intereses en el negocio de la transmisión de electricidad para el logro de los objetivos señalados.

En el caso de América Central, la estructura de la industria eléctrica de cada uno de los países presentan visiones de reforma diferentes y no hay homogeneidad en los cambios que se están introduciendo en las estructuras al subsector eléctrico. Se prevé que en el corto plazo, dos empresas verticalmente integradas (EVI) (Costa Rica y Nicaragua) no llegarán a cambiar su estructura; en tres países (Panamá, Guatemala y El Salvador) una vez consolidadas las reformas habrá separación total de las actividades del subsector; y en Honduras en forma parcial, separando solamente la distribución. Como se aprecia, aún después de que se implementen las reformas en proceso, la estructura resultante aún está lejana del ideal.

La industria eléctrica a nivel mundial está inmersa en una profunda transformación que busca una mayor eficiencia económica a través de la introducción de competencia a nivel de generación y la apertura de opciones de suministro a nivel de la distribución. Este modelo establece la transmisión como monopolio natural administrado independientemente ofreciendo acceso no discriminatorio al mercado de empresas locales de distribución y grandes consumidores a todos los generadores. Las soluciones planteadas e implementadas hasta ahora no son únicas y por lo reciente de las mismas aún están en proceso de discusión y observación. El caso argentino es reconocido como uno de los más avanzados y exitosos. Aún en este caso, se permite el régimen de propiedad cruzada, y los dueños de líneas de transmisión pueden tener inversiones en generación y distribución, dentro de ciertos límites de participación.

Con miras a lograr la mejor solución de compromiso, y teniendo en cuenta la realidad imperante en América Central, en el caso del proyecto SIEPAC se requerirá establecer una gobernabilidad de la EPR que garantice neutralidad y libre acceso a la red sobre la base de los siguientes tres principios fundamentales:

- a. Establecer límites a la inversión accionaria de los socios y a su poder de votación.
- b. Limitar la participación de los socios de la EPR en el negocio de la generación y distribución de electricidad y velar a través de regulación para su cumplimiento.

- c. Manejar la operación y mantenimiento de la red en forma clara e independientemente de los accionistas de la EPR.

Sobre la base de las anteriores consideraciones se acordó el siguiente esquema:

- a. Condiciones previas a la firma de los contratos para inversión en las obras de infraestructura:

La constitución legal de la EPR. Presentar los estatutos del Prestatario, los cuales deberán especificar, entre otras cosas: (1) que ningún accionista de la EPR puede tener intereses directa o indirectamente en el Mercado Eléctrico Regional como generador o distribuidor de electricidad que exceda el porcentaje de capacidad instalada que le apruebe y certifique la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), - ente regulador regional- (ver mas adelante); (2) que la EPR se crea con carácter de una sociedad anónima, de carácter privado, con participación mayoritaria pública, en la que ningún accionista posea directa o indirectamente mas del 15% del total del capital social de la empresa ni de ninguna clase de acciones con derecho a voto, y (3) los mecanismos de protección de los accionistas minoritarios.

- b. Condición previa al primer desembolso:

El prestatario deberá presentar evidencia de que la CRIE ha dictaminado y aprobado los porcentajes iniciales máximos a que quedarán sujetos los agentes del MER y asumido la obligación de revisar anualmente dichos valores y establecer la reglamentación correspondiente.

- 2. Condición sujeta a diálogo previo a la firma del Contrato de Préstamo.

Finalmente, debido a que las condiciones indicadas en las cláusulas a y b anteriores, no serían suficientes para asegurar la neutralidad de la línea de transmisión respecto a los intereses de generadores y distribuidores el Banco ha propuesto un esquema para que la operación y mantenimiento de la red sea ejecutada por una firma especializada, la cual sería contratada mediante una licitación pública internacional. Esta u otra solución

satisfactoria al Banco demandará tiempo adicional de concertación, por lo tanto se ha acordado lo siguiente:

**presentar a satisfacción del Banco, una propuesta y la forma de su implementación, previamente aprobada por su Junta Directiva, sobre la operación y mantenimiento de la red del SIEPAC que garantice la aplicación de los principios de transparencia, neutralidad y no discriminación en el acceso a la red por los agentes del mercado.**

Al igual que en relación con las condiciones para la firma y para el primer desembolso, la cláusula anterior deberá ser resuelta a satisfacción del Banco previo a la firma del contrato de préstamo de inversión y presentada a consideración y eventual aprobación por el Comité de Préstamos del Banco.

### **3. Garantías**

Se recomienda que el esquema de garantías soberanas de los seis países para esta operación se estructure sobre la base de una distribución paritaria entre los seis países y en las condiciones estándares del Capital Ordinario del Banco.

## I. MARCO DE REFERENCIA

### A. Contexto General

#### 1. Evolución económica de la región e implicaciones para el desarrollo del Proyecto

- 1.1 El crecimiento real promedio del Producto Interno Bruto (PIB) de los siete países de América Central (incluyendo Belice) alcanzó 4,5% durante 1990-95, similar a la experiencia promedio del período 1971-80 (4,2%), antes del choque de la crisis de la deuda externa, con una recuperación respecto al ritmo mucho más lento de los años 1981-85 (0,2%) y 1986-89 (1,9%), períodos estos de difícil estabilización macroeconómica y ajuste estructural de los balances internos y externos de las economías. Un elemento clave en esta reactivación económica ha sido la terminación de los varios conflictos bélicos de la región. A pesar de muchos avances en la reestructuración económica, todavía persisten debilidades y vulnerabilidades económicas importantes. Las economías centroamericanas han sido sensibles a cambios en el ambiente económico externo, ya bien sea el ritmo de crecimiento de los países industrializados, las tasas de interés, la política monetaria internacional, los flujos de capital desde el exterior, o los precios internacionales de productos claves, tales como el café, bananas y el petróleo, afectando sus términos de intercambio.
- 1.2 Durante los años noventa, las exportaciones de América Central han comenzado a diversificarse un poco más, especialmente con el crecimiento de las industrias procesadoras agro-industriales y otras exportaciones no tradicionales. Además, la región está en proceso de reducir una serie de vulnerabilidades básicas frente a choques externos por medio del establecimiento de políticas fiscales, monetarias, comerciales y de tipo de cambio más estables, reduciendo los déficit del sector público y de la cuenta corriente de la balanza de pagos a niveles más sostenibles. Los déficit fiscales consolidados de los países de la región bajaron del 8 por ciento del PIB en 1985 a menos de uno por ciento en 1995. Pero en 1994 déficit del nivel de 8 por ciento o más habían resurgido en Costa Rica, Honduras y Nicaragua. Para la región en general se mantiene una limitada disponibilidad de crédito externo a largo plazo, y las economías todavía dependen del ahorro externo para financiar la inversión. Una alta prioridad es la implementación de reformas adicionales a los sistemas de intermediación financiera y otras políticas de incentivos para estimular el ahorro interno. Cada gobierno enfrenta serias dificultades en controlar sus gastos generales, aumentar su recaudación tributaria, y priorizar sus inversiones públicas. Sin una resolución del problema de los desbalances fiscales, será muy difícil evitar la recurrencia de episodios inflacionarios serios, sobre-expansiones de las importaciones, apreciaciones cambiarias, frenos a las exportaciones, y dependencia de flujos de capital insostenibles.



- 1.3 Dado las fuerzas fundamentales que determinarán la situación futura del balance fiscal de los países de América Central, y la alta prioridad para propiciar el crecimiento a largo plazo de las inversiones de carácter social, es necesario establecer las condiciones institucionales para promover la participación del sector privado en la expansión de los sectores de infraestructura física, especialmente aquellos como energía eléctrica y telecomunicaciones donde es factible desarrollar estructuras de mercado competitivas. En los archivos de la Región 2 se encuentra el Anexo I-1 que detalla la evolución económica de la región.

## **2. El proceso de integración en Centroamérica**

- 1.4 Este proceso ha logrado un gran dinamismo comercial en la presente década luego de la crisis de los ochenta. El comercio recíproco representó el 20 por ciento de sus exportaciones totales en 1995 (mucho más importante en comparación a las exportaciones totales del Mercosur y el Pacto Andino) y llegó a alcanzar la cifra más elevada de la historia, superior a los 1,500 millones de dólares. Con el relanzamiento del Mercado Común Centroamericano (MCCA) después de la crisis de la década pasada, el proceso de integración ha entrado en una nueva etapa de fortalecer tanto el comercio regional como la apertura progresiva hacia el exterior. Un proceso paulatino de reducción coordinada de los aranceles regionales que comenzó en el año 1986 llegó en el año 1993 al establecimiento de un arancel externo común con un techo de 20% y un piso de 5%.
- 1.5 En efecto, se plantea hoy un "regionalismo abierto" que busca alcanzar niveles internacionales de productividad mediante una reducción de las barreras arancelarias y no arancelarias ante terceros países y su eliminación para el comercio subregional. Este nuevo enfoque obedece a la necesidad de generar aumentos en la competitividad para competir tanto en los mercados extraregionales como en los mercados internos.

## **3. Apoyo del Banco al proceso de Integración**

- 1.6 El proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) representa el proyecto más ambicioso que el Banco ha venido apoyando en materia integración regional Centroamericana. En apoyo a este programa, en 1996 el Banco aprobó una Cooperación Técnica Regional (CTR) por US\$2,7 millones con el objeto de finalizar los estudios complementarios de factibilidad, e institucionales para el SIEPAC. Otros esfuerzos del Banco incluyen, un préstamo (US\$37,6 millones) en 1988 al Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) para la rehabilitación de aproximadamente 252 kilómetros (km) de carreteras en El Salvador, Honduras y Costa Rica. También en 1984, mediante otro préstamo al BCIE (US\$12,8 millones), el Banco financió los estudios para llevar a cabo el proyecto de interconexión entre Guatemala y El Salvador. En 1994, el Banco aprobó proyectos de energía para El Salvador y Honduras, ambos con componentes

dirigidos a completar la interconexión de 230 kilovoltios (kV) en la región, la cual se espera entre en operación en el año 2000.

- 1.7 En materia de integración en infraestructura el Banco está apoyando una nueva iniciativa de integración regional en transporte multimodal, y también contribuyendo a los esfuerzos dirigidos a la apertura y armonización de los mercados nacionales de derivados de petróleo, y al desarrollo de nuevas entidades regulatorias en la región en el contexto de las reformas de los sectores de energía y telecomunicaciones. En este sentido, el Grupo Consultivo de Cooperación Técnica Regional ha establecido como prioridad la revisión de los marcos reglamentarios que afectan el desarrollo de los servicios de infraestructura en la región.

**B. La Estrategia del Banco en la Región**

- 1.8 El proyecto propuesto es consistente con el mandato del Octavo Aumento General de Recursos (OAGR) del Banco. De acuerdo a dicho mandato, la modernización del sector público y la integración son campos claves y establece que el Banco puede prestar asistencia técnica y/o conceder préstamos para: (i) promover la inversión privada nacional y extranjera, y (ii) apoyar los esfuerzos nacionales y regionales encaminados a crear la infraestructura necesaria en los sectores de energía y transporte. Asimismo, apoyar a los Gobiernos en tareas tendientes a la modernización del sector público y al fortalecimiento de sus instituciones.
- 1.9 El SIEPAC también es consistente con la estrategia general establecida en el documento de Programación Regional de Centroamérica (RP-CA). De acuerdo al RP-CA, un objetivo primordial es el fortalecimiento de la integración subregional. Para esto se requiere no sólo de una profundización del libre comercio intraregional sino también la constitución de una área económica armonizada en materia de legislación comercial y marcos regulatorios. También es necesario el mejoramiento de la infraestructura física, a fin de que el sector privado pueda desarrollar sus actividades normalmente, procurando una mayor inserción de Centroamérica en el contexto internacional.

**C. Los subsectores eléctricos de la región**

**1. Organización general actual**

- 1.10 La industria eléctrica de cada país de la región ha estado dominada por un organismo nacional semiautónomo, con un alto grado de integración vertical en las actividades de generación, transmisión y distribución. Actualmente, en los sistemas interconectados de Honduras, Nicaragua y Panamá, dichas actividades están a cargo de una sola empresa estatal: la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) y el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), respectivamente, aunque en Honduras operan también tres generadores

privados. } en Nicaragua y Panamá se tienen suscritos contratos con generadores privados que están por iniciar operaciones. En los sistemas interconectados de Costa Rica, El Salvador y Guatemala, las actividades de generación, transmisión y distribución también son desempeñadas por empresas estatales: el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) y el Instituto Nacional de Electrificación (INDE). Sin embargo, en estos sistemas operan simultáneamente empresas con actividades de distribución y generación: en Costa Rica, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) y cuatro cooperativas privadas; en El Salvador, cuatro compañías distribuidoras, y en Guatemala, la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) y varias empresas municipales. Estos tres países cuentan también con generadores privados independientes. Todos los generadores privados han suscrito contratos de largo plazo con las empresas eléctricas estatales.

## **2. Característica relevantes de los subsectores eléctricos**

- 1.11 Los principales indicadores técnicos y de gestión de los sistemas eléctricos de la región y su evolución reciente (1990-1995), se describen resumidamente a continuación.
- 1.12 **Capacidad instalada vs reserva.** La totalidad de los países cuenta con sistemas de generación mixtos, es decir, hidráulicos y térmicos, con el peso significativo de la generación hidráulica en Costa Rica, Honduras y Panamá. El Salvador, Nicaragua y Costa Rica, cuentan con capacidades de plantas geotérmicas instaladas importantes. A fines de diciembre de 1996, la capacidad instalada de los seis países del Istmo Centroamericano ascendía a 5,240 Megavatios (MW), en los que la componente hidroeléctrica aún continúa siendo mayoritaria, con el 53%, a pesar del reciente programa de instalaciones térmicas. El resto de la estructura de los medios de generación la componen turbinas de gas <sup>1/</sup> y plantas de combustión interna (31%), plantas de vapor (11%), y geotérmicas (5%). Cabe destacar el margen, generalmente estrecho, entre la capacidad de generación efectiva y la demanda de punta, así como la elevada tasa de crecimiento de la demanda en años recientes. A mediados de 1995 la capacidad de generación de 3963 MW (capacidad realmente disponible para operar) implicaba que el margen de reserva había bajado a 9% de la demanda de punta.
- 1.13 **Evolución de las adiciones de capacidad.** Mientras que en el período 1985-1990 se instalaron sólo 198 MW, en el quinquenio 1991-1995 se instalaron en la región 1,119 MW, de los cuales el 85% correspondió a centrales térmicas. Durante este mismo quinquenio (1991 a 1995), el programa de adiciones de nuevas centrales de generación sufrió un cambio radical con respecto a lo realizado en la década anterior, cuando se instalaron las centrales

---

<sup>1/</sup> Las turbinas de gas y algunas máquinas de combustión interna (llamadas diesel) queman diesel número 2. En la región no hay gas natural.

hidroeléctricas más grandes, como resultado de la postergación de los planes de expansión.

- 1.14 **Las redes de transmisión y las interconexiones.** La mayor tensión que se utiliza en la región es de 230 kV. La configuración de las redes es muy longitudinal; en general consiste de una línea de 230 kV, con uno o dos circuitos desde Guatemala hasta Panamá, excepto del norte al centro de Costa Rica. Dicha red presenta interrupciones a esa tensión en El Salvador, donde sólo hay líneas de 115 kV y en la zona de San José en Costa Rica donde se está completando la trayectoria a 230 kV. En general, las redes en cada país consisten de pocas mallas, y prácticamente presentan la misma configuración que hace más de una década. Existe un rezago importante en el mantenimiento que se refleja en menor confiabilidad y mayores pérdidas de energía; en varios países hay subestaciones con sobrecarga y aún demanda reprimida por falta de capacidad en redes y subestaciones.
- 1.15 Las interconexiones se empezaron a concretar a partir de 1976, cuando entró en servicio el enlace entre Honduras y Nicaragua mediante una línea de 230kV, operando provisionalmente en 138 kV. En 1982 se puso en operación la interconexión entre Costa Rica y Nicaragua y en 1986 tanto la de Costa Rica-Panamá, como la de El Salvador-Guatemala, con lo cual se formaron dos subsistemas interconectados. Sólo falta el enlace El Salvador-Honduras para completar una interconexión sencilla, a 230 kV, uniendo a los seis países. Esta última interconexión ya tiene financiamiento aprobado por parte del Banco para su construcción.
- 1.16 **El índice de electrificación.** Este índice presentó un incremento importante, al pasar del 50,5% en 1991, al 56% en 1995, como resultado de los diferentes programas de electrificación. Dicho índice se incrementó en todos los países de la región; sin embargo, el nivel de cobertura por país fue muy diferente en 1995: Costa Rica 95%, El Salvador 68%, Guatemala 41%, Honduras 47%, Nicaragua 50% y Panamá 66%. Como se observa de estas cifras, aún se requiere un esfuerzo muy importante en la región para ampliar este margen de cobertura ya que casi la mitad de la población no tiene acceso al servicio de electricidad.
- 1.17 **Bajo consumo de electricidad por habitante.** El consumo de energía eléctrica promedio anual en la región durante 1995 fue de 500 kWh/habitante, que es bajo comparado con el promedio de América Latina, el cual alcanza casi los 1300 kilovatio hora (kWh)/habitante al año. La situación se empeora cuando se analizan las cifras por país: Costa Rica 1290, El Salvador 490, Guatemala 287, Honduras 348, Nicaragua 256 y Panamá 1088 kWh/habitante al año.
- 1.18 **Estructura del consumo y ventas de electricidad.** El sector residencial representa el 37% del consumo mientras que el industrial y el comercial el 27 y 23% respectivamente. Las ventas

de energía eléctrica en los países del Istmo Centroamericano se incrementaron durante el quinquenio 1990-1995, a una tasa promedio anual de 6,5%, superior al ritmo de crecimiento del PIB y de la población. Dicha tasa de crecimiento fue superior a la de los períodos 1980-1984 y 1985-1989, que fue de 5%.

- 1.19 Tomando en cuenta las limitadas importaciones y exportaciones de energía durante 1990-1995, las crecientes compras a generadores privados, y un nivel promedio de pérdidas totales (técnicas y no-técnicas) de más de 17%, la generación neta de los sistemas nacionales creció a una tasa de 6,6% durante este período. Al mismo tiempo, la demanda máxima al nivel de generación creció a un ritmo de 6,7%. En conjunto, para el año 1996 se espera alcanzar un nivel de ventas de 17.100 Gwh, generación neta de 20.600 Gwh, y demanda máxima de 3.830 MW.
- 1.20 **Financieras y Tarifas.** En general, la situación financiera de las empresas se ha visto afectada negativamente por el impacto que tienen las altas pérdidas de electricidad, los atrasos en la aprobación y puesta en práctica de estructuras y niveles tarifarios adecuados que reflejen el costos de prestación del servicio, atrasos y acumulación importante de cuentas por cobrar que en algunos casos sobrepasa tres meses de facturación. También han influido los compromisos de compra de energía a generadores privados, en algunos casos a precios superiores a los de venta, unido a los altos índices de endeudamiento en moneda extranjera, y al deslizamiento del tipo de cambio. Todo esto ha afectado la capacidad de generación propia de recursos de las empresas para cubrir en forma adecuada sus requerimientos financieros y provocan que en general las empresas eléctricas se encuentren, en mayor o menor grado, en una difícil situación financiera.
- 1.21 **Elevadas pérdidas de electricidad.** Las pérdidas de energía eléctrica (técnicas y no-técnicas) durante 1995 fueron de 17,2%, similares a las registradas en 1991. Sin embargo, al analizar la situación por país ésta se muestra crítica, ya que Honduras, Nicaragua y Panamá tuvieron pérdidas del 27,2%, 29,6% y el 20,6% de la energía total neta disponible, mientras que en Costa Rica, El Salvador y Guatemala fueron de 10,5%, 12,9% y 13,3%.
- 1.22 **Tarifas por debajo del costo marginal de largo plazo.** En relación a las tarifas de electricidad, exceptuando a Panamá, en los otros cinco países las tarifas están por debajo del costo marginal de largo plazo, particularmente las tarifas al sector residencial, que resulta el de mayores costos de servicio y representa el mayor componente de consumo, y oscilan entre el 60 y 90% del costo marginal de largo plazo. Además, subsisten importantes distorsiones tarifarias, las que se han venido corrigiendo paulatinamente.
- 1.23 **Limitaciones a la explotación de la coordinación.** Se considera que uno de los impedimentos más importantes es la falta de autonomía y de orientación comercial con que funcionan las empresas eléctricas

estatales. Existen además una serie de barreras legales, económicas, institucionales, administrativas y financieras al aprovechamiento de las oportunidades de coordinación. Las empresas públicas han requerido autorizaciones gubernamentales especiales cuando han tenido que sobrepasar los límites presupuestales aplicables a la compra de combustibles para efectuar las exportaciones de energía eléctrica. Igualmente, han habido problemas de acceso a divisas para importaciones. Deficiencias en los mecanismos de pago también han inhibido los intercambios entre empresas. Las diferencias entre países en los precios internos e impuestos para los derivados de petróleo usados por las distintas tecnologías de generación han distorsionado la explotación eficiente del parque de generación regional a través de la interconexión. Finalmente la orientación nacionalista de las empresas públicas ha limitado el aprovechamiento de intercambios comercialmente ventajosos. Las empresas han tendido a cubrir la demanda doméstica bajo el criterio de optimizar el despacho de sus sistemas propios, exportando solamente el sobrante producible e importando solamente bajo condiciones de déficit nacional, aún cuando esto ha implicado la protección de plantas domésticas ineficientes.

- 1.24 No se cuenta con sistemas y procedimientos uniformes entre los países para el establecimiento de precios basados en costos para la producción y transmisión (peajes) que faciliten la concertación de transacciones de energía económica. Los resultados del modelo de planeamiento operativo (PARSEICA) no son aceptados con confianza. Les hace falta una mayor orientación comercial y reforzar la capacidad de los recursos humanos en los centros de despacho nacionales. En la actualidad los pagos son por adelantado con los consiguientes sobrecostos. Todos estos temas serán abordados en la cooperación técnica.

### **3. Perspectivas de la oferta y demanda de electricidad**

#### **a. Problemas recientes**

- 1.25 Dados los problemas arriba descritos, las empresas eléctricas de la región han enfrentado un reto difícil para poder cubrir el crecimiento de la demanda. A pesar de esta situación, no han aprovechado plenamente de las oportunidades de abastecimiento por medio de la interconexión existente.
- 1.26 Los países de la región no solamente han encontrado dificultades en cubrir la demanda, si no que también han sufrido períodos de racionamiento de energía. El año 1994 fue un año de racionamiento general en la región (3,7%, en relación a la demanda de energía real), afectando especialmente a Honduras y Nicaragua. El grado de racionamiento alcanzó 17,8% en Honduras, 6,0% en Nicaragua, y 2,4% en Panamá (menos de 1 por ciento en el resto de los países). Esta crisis energética, y la preocupación de cada país por satisfacer su demanda propia, inhibió aún más el comercio de energía eléctrica en

la región. Considerando las tasas esperadas de crecimiento de la demanda descritas más adelante, es claro que la región tendrá que hacer un esfuerzo importante de inversión en la generación eléctrica para primero aliviar las limitaciones de suministro que todavía existen y después establecer las condiciones en que un mercado de intercambios podrá florecer.

**b. Proyecciones de demanda**

- 1.27 Se planteó el estudio de factibilidad de este proyecto de interconexión en base de una serie de escenarios de generación futura en los países, suponiendo diferentes grados de coordinación regional de la operación de los sistemas y de la planificación de su expansión. Para desarrollar estos escenarios, las empresas eléctricas nacionales prepararon proyecciones actualizadas de la demanda de energía eléctrica en cada país.
- 1.28 Para el propósito de especificar el Proyecto con base en los escenarios de generación, se aplicaron dos escenarios de crecimiento de la demanda cubriendo un rango razonablemente amplio: (i) el escenario bajo supone tasas de crecimiento económico moderadas, tarifas eléctricas cubriendo los costos económicos, e implementación de esfuerzos nacionales apoyando el uso eficiente de la energía; (ii) el escenario alto se basa en tasas de crecimiento económico más robustas (reflejando expectativas optimistas para el futuro de la región) y menos esfuerzo de uso eficiente de energía. Para todo el Istmo, durante el período 1996-2015, las proyecciones del escenario bajo indican un crecimiento promedio de demanda máxima y de energía de 4,4%. El escenario alto prevé un crecimiento promedio de demanda máxima y de energía al nivel regional de 6,7%. Para evaluar la rentabilidad económica del Proyecto definido en el capítulo V.A, se aplicó una proyección media de la demanda de 5,6% en promedio. Esta proyección implica doblar la capacidad instalada de los sistemas eléctricos de la región cada doce o trece años.

**4. Requerimientos de inversión y participación del sector privado.**

- 1.29 El estudio de factibilidad del Proyecto ha estimado los requerimientos de inversión en generación eléctrica de los países de la región durante el período 1996-2015. Los requerimientos de inversión en la expansión individual de los seis sistemas de generación alcanzan un nivel de aproximadamente \$700 millones por año (dólares de 1996). Como producto de la integración eléctrica regional será posible economizar en los requerimientos futuros de inversión en generación.
- 1.30 Dado las limitaciones en la disponibilidad futura de recursos para la inversión pública en la infraestructura física de la región, es obvio, bajo cualquier escenario de integración, que para movilizar estos cuantiosos montos (sumados a los montos adicionales requeridos para inversiones en redes eléctricas) es imprescindible

implantar condiciones económicas e institucionales que puedan atraer un gran número de nuevos inversionistas privados. El reto más importante de este proyecto es el establecimiento de las condiciones adecuadas para crear un ambiente comercial eficiente y abierto a nuevos participantes en el negocio eléctrico para de esta forma viabilizar el financiamiento de la expansión de los sistemas eléctricos de América Central.

## 5. Situación de las reformas

- 1.31 Todos los países se encuentran en el proceso de implementar nuevos marcos regulatorios de sus industrias eléctricas, presentando diferentes grados de avance. El Salvador, Guatemala, Honduras y Panamá cuentan ya con leyes aprobadas, mientras que Costa Rica y Nicaragua tienen proyectos de ley bajo análisis por sus Asambleas Legislativas. Por otro lado, ya sea por haber existido antes de las reformas, o como producto de ellas, algunos países tienen ya sus respectivas instancias a los niveles normativo y regulatorio 2/. De esta forma, Costa Rica, El Salvador, Honduras, Nicaragua y Panamá cuentan con entes regulatorios de la industria eléctrica, mientras que Costa Rica, Guatemala, Honduras y Nicaragua han definido sus entes a nivel normativo.
- 1.32 Estas reformas al subsector eléctrico, que buscan mejorar el suministro del servicio eléctrico, comprenden en general la separación de las funciones normativas, regulatorias y empresariales, las cuales se concentraban en la empresa de electricidad pública, y la creación de un marco regulatorio explícito. Esta situación no se presentaba en Costa Rica, pues su organización sectorial contemplaba ya dicha separación de funciones, si bien con un papel marginal del ente regulador y uno controlante por parte del ICE. Las reformas comprenden, en mayor o menor grado, modificaciones en la estructura vertical y horizontal de la industria, y cambios en el régimen de propiedad.
- 1.33 En el Cuadro siguiente se presenta un resumen de los principales cambios que significarán dichas reformas, de implementarse como está contemplado en las leyes aprobadas o en los proyectos de ley. A continuación se ofrece una síntesis de los aspectos más sobresalientes de las reformas.

---

2/ La función normativa o establecimiento de políticas se refiere a la determinación de los objetivos macro para el sector, en el contexto de la política gubernamental para el país. Marco regulatorio se refiere al contexto global en el que se lleva a cabo la regulación, incluyendo la estructura de la industria y la naturaleza del ente regulador.



| SINTESIS DE LAS REFORMAS A LA INDUSTRIA ELECTRICA DE AMERICA CENTRAL <sup>1</sup> |                    |                 |                  |                         |           |                   |
|---|--------------------|-----------------|------------------|-------------------------|-----------|-------------------|
| PAISES  | Costa Rica         | El Salvador     | Guatemala        | Honduras                | Nicaragua | Panamá            |
| <b>I. ESTRUCTURA Y REGIMEN DE PROPIEDAD</b>                                       |                    |                 |                  |                         |           |                   |
| 1. Desintegración vertical empresa pública  | NO                 | TOTAL           | TOTAL            | PARCIAL                 | NO        | TOTAL             |
| 2. Desintegración horizontal empresa pública                                      | NO                 | SI              | SI               | PARCIAL                 | NO        | SI                |
| 3. Empresa pública resultante   | G/T/D              | ND <sup>2</sup> | G,T,D            | G/T                     | G/T/D     | T                 |
| 4. Giro comercial empresa pública resultante                                      | SI                 | NO              | SI               | NO                      | SI        | SI                |
| 5. Participación privada permitida en   | G,T,D              | G,T,D           | G,T,D            | G,D                     | G,D       | G,D               |
| 6. Venta de activos   | NO                 | D <sup>2</sup>  | G,D <sup>3</sup> | G,D                     | NO        | G,D               |
| 7. Separación de distribución y comercialización                                  | NO                 | SI              | NO               | NO                      | NO        | NO                |
| 8. Capacidad de generación permitida a empresas distribuidoras (MW)               | Igual a su demanda | Libre           | 5                | A solicitarse a la CNEE | 10        | 15% de su demanda |
| 9. Posibilidad de empresas privadas verticalmente integradas                      | NO                 | SI              | NO               | NO                      | NO        | NO                |
| 10. Centro de despacho con empresa de transmisión                                 | SI                 | NO              | NO               | SI                      | SI        | SI                |
| 11. Instalación de nuevos generadores por competencia <sup>4</sup>                | SI                 | SI (Rec. Nat.)  | SI (Rec. Nat.)   | NO                      | NO        | SI (Rec. Nat.)    |
| 12. Autorización única a empresa pública para intercambios                        | SI                 | NO              | NO               | SI                      | NO        | NO                |
| <b>II. ESTABLECIMIENTO DE POLITICAS</b>   |                    |                 |                  |                         |           |                   |
| 1. Ente responsable   | MINAE              | No hay          | MEM              | GE                      | CNE       | CPE               |
| 2. Planificación S.S. Eléctrico   | ICE                | No hay          | MEM              | ENEE                    | CNE       | Emp. Tran         |
| 3. Subsidios a usuarios de menores ingresos                                       | SI                 | NO              | NO               | SI                      | SI        | SI                |
| 4. Aseguramiento del suministro de electricidad por parte del Estado              | SI                 | NO              | SI               | NO                      | SI        | NO                |
| <b>III. REGULACION Y COMPETENCIA</b>  |                    |                 |                  |                         |           |                   |
| 1 Ente responsable regulación   | ARESEP             | SIGET           | MEM/CNEE         | CNSSP/CNEE              | INE       | ERSP              |
| 2. Autónomo   | SI                 | SI              | NO               | NO                      | SI        | SI                |
| 3. Demanda mínima consum. no regulados (kW)                                       | 1,000              | 0               | Reglamento       | 1,000                   | 2,000     | 500               |
| 4. Competencia en el mercado  | NO                 | SI              | SI               | NO                      | NO        | NO/SI             |
| 5. Promoción economía de la energía y fuentes nuevas                              | SI                 | NO              | SI               | SI                      | SI        | SI                |

1. En base a las leyes aprobadas en El Salvador, Guatemala, Honduras y Panamá, y a los proyectos de ley en Costa Rica y Nicaragua.  
2. La Ley General de Electricidad (LGE) no establece ninguna pauta al respecto. El estudio de reorganización de CEL y la decisión del GOES definirá la situación final.  
3. De información verbal, ya que la LGE de GU no establece el régimen de propiedad para la industria eléctrica reestructurada.  
4. Los marcos legales de los seis países permiten la entrada de nuevos generadores.

a. Estructura y régimen de propiedad

- 1.34 Con la salvedad de Costa Rica y Nicaragua las empresas estatales actuales serán separadas verticalmente. En Honduras la separación será parcial ya que se mantendrá unida la generación con la transmisión. En el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central suscrito el 29 de diciembre de 1996 por los presidentes de los seis países del Istmo, se establece que cuando permanezca la integración vertical, se debe dar la separación contable por actividad. De acuerdo al proyecto de ley para Nicaragua la integración duraría por siete años.
- 1.35 La separación horizontal se dará en todos los países con la entrada de nuevos actores; sin embargo, en Costa Rica y Nicaragua la empresa pública permanecerá integrada horizontalmente; en El Salvador, Guatemala, Honduras y Panamá se contempla la privatización de la distribución. En todos los países, aunque con distintos mecanismos, se abre el segmento de la generación -que es el que demanda mayores montos de inversión- al sector privado.

b. Establecimiento de políticas

- 1.36 En todos los países exceptuando a El Salvador se ha establecido un ente responsable de la definición de política energética. En Costa Rica, Nicaragua y Panamá, las leyes o proyecto de ley contemplan que el Estado asegura el abastecimiento de energía eléctrica para el país; en los otros tres países no se menciona el tema.

c. Regulación y competencia

- 1.37 En Guatemala y Honduras los entes reguladores, que sólo tienen responsabilidad para el subsector eléctrico, están adscritos a Ministerios. En los otros países los entes reguladores tienen mayor grado de libertad al no formar parte de un ministerio. En Costa Rica, El Salvador y Panamá los entes reguladores son multisectoriales mientras que en Nicaragua está a cargo de todo el sector energía.

d. Consideración de las interconexiones

- 1.38 En Costa Rica y Honduras se le asigna de manera exclusiva a la empresa eléctrica pública el comercio internacional de electricidad. En todos los países se permite que un generador privado le pueda vender a agentes en otros países, si bien en Honduras se establece que las empresas generadoras podrán exportar energía una vez sean cubiertas las necesidades nacionales.
- 1.39 Como se puede apreciar, en todas las reformas se procura crear condiciones propicias para la participación privada en el sector; sin embargo, en algunos casos se presentan elementos que establecerían obstáculos para lograr igualdad de condiciones que

se buscaría con la creación de un Mercado Eléctrico Regional (MER). Por ejemplo, mientras que varios países permitirían que los consumidores de mayor demanda, tengan opciones de buscar sus suministros en el MER, en otros países no sería abiertamente posible, al ser mercados cautivos de la empresa pública, verticalmente integrada.

D. El marco general e institucional del Proyecto Propuesto

1. Conformación del mercado eléctrico regional

- 1.40 Hasta ahora los proyectos de generación privada han sido concretados teniendo la visión de los mercados eléctricos nacionales; exceptuando el caso de Costa Rica y en menor medida el de Guatemala, dichos proyectos han consistido en pequeñas centrales de combustión interna o turbinas de gas de cortos períodos de maduración que utilizan diesel #2, que por ser un refinado de hidrocarburos resulta costoso. Además, dichos proyectos se han materializado sobre la base de contratos con garantía de mercado (tipo "take or pay") por parte de las empresas eléctricas estatales, con lo que se le quita flexibilidad a la operación de los sistemas eléctricos nacionales y al regional.
- 1.41 En 1996 el Istmo Centroamericano tiene una población de 32 millones de habitantes, una demanda máxima de 3.830 MW y requerimientos de energía eléctrica por 20.600 Gigavatios hora (GWh). Para el año 2000 se estima que la población será de 35 millones de habitantes, y considerando el escenario de crecimiento de demanda medio, la demanda máxima será de 4.800 MW y 26.000 GWh de energía, y en el año 2005: 6.400 MW y 34.800 GWh. Por considerar que ese mercado ya presentará un tamaño más atractivo para la construcción de plantas de mayor tamaño que las construidas hasta ahora, y con el propósito de atraer generadores privados a precios y condiciones operacionales más razonables que las logradas a la fecha, los países vienen impulsando la formación del MER.
- 1.42 La coordinación entre Empresas Eléctricas Verticalmente Integradas (EVI) condujo en diversas partes del mundo a la formación de clubes de cooperación o "pools", en los cuales se coordinaba la operación en menor o mayor nivel para lograr economías que se compartían entre las EVI miembros del pool. <sup>3/</sup> Dicha estructura, sin embargo, no permitía opciones de suministro a las empresas distribuidoras ni a los grandes consumidores, i.e. no tenían elementos competitivos. En América Central no se logró

---

<sup>3/</sup> Ejemplos de ellos han sido entre otros: (i) el New England Power Pool (NEPOOL) constituido por las empresas eléctricas de los seis estados de New England (cerca de 100 empresas) y que se caracteriza por ser un "tight pool"; (ii) NORDEL que cubre los países Nórdicos y que se caracteriza por ser un "loose pool"; (iii) el Mid-continent Area Power Pool (MAPP) integrado por aproximadamente 44 empresas eléctricas principalmente de Iowa, Nebraska, Montana y Wisconsin de coordinación voluntaria, y (iv) los arreglos institucionales de las interconexiones de los países de África del Sur. Todos estos se han venido reestructurando recientemente con orientación hacia mercados competitivos.

hacer funcionar a las EVI estatales con el concepto de pool debido principalmente a la falta de orientación comercial con que se han administrado dichas empresas.

- 1.43 Uno de los principales factores que han provocado que los países del Istmo Centroamericano aborden reformas de sus respectivos subsectores eléctricos es la difícil situación financiera que enfrentan las EVI que les impide generar los recursos financieros necesarios para la expansión de los sistemas eléctricos, y la delicada situación fiscal que enfrentan los gobiernos, por lo que se requiere la participación del sector privado en el desarrollo de las adiciones de capacidad.
- 1.44 Debido a los avances tecnológicos en las comunicaciones, informática y en los equipos de generación de electricidad, existe una iniciativa mundial por transformar el enfoque de la industria eléctrica hacia uno de mayor apertura y competencia. Se ha reconocido a nivel mundial que para lograr conformar un mercado eléctrico competitivo es necesario que el acceso a la red de transmisión y a los mecanismos de comercialización (despacho económico/mercado spot y transacciones bilaterales) sea abierto y no discriminatorio. A fin de lograr la neutralidad de la red, es necesario que ésta no sea controlada ni por las empresas generadoras ni por las distribuidoras. La empresa de la red ni el ente a cargo de la operación del sistema y de la administración del mercado tampoco deben tener incentivos u oportunidad de discriminar entre las empresas de generación y de distribución.
- 1.45 Debido al enfoque independiente con que se diseñaron las reformas a la industria eléctrica de cada país del Istmo Centroamericano, las estructuras de la industria y de los mercados eléctricos nacionales no serán homogéneas. En cuatro países se contempla la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución mientras que en dos se mantiene la estructura vertical. En esta situación, permanecerán posibles conflictos de interés relacionados al control vertical que podrían distorsionar el funcionamiento de un mercado abierto y competitivo, y también condiciones desiguales en las negociaciones entre empresas integradas y no integradas.
- 1.46 El MER funcionará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad pactadas libremente entre los agentes. Un conjunto de dichas transacciones provendrán del despacho económico efectuado a nivel regional por el Ente Operador Regional (EOR) y otro grupo se originará de los contratos pactados para el mediano y largo plazo entre los agentes del mercado.
- 1.47 Dada la importancia de lograr que no se establezca un club cerrado, con los consiguientes perjuicios para lograr la eficiencia económica en esta importante industria para el desarrollo económico de los países, el Equipo de Proyecto ha insistido durante la preparación del Tratado en la importancia de la autoregulación y por lo tanto en la conformación del EOR con

representación de los grupos de agentes: generadores, distribuidores, transportistas y grandes consumidores; i.e. que sea una sociedad privada; sin embargo, el Tratado que suscribieron los Presidentes sigue considerando al EOR como un organismo público y por ende al nombramiento de los miembros del mismo como una facultad de los gobiernos de cada país. Así mismo en la configuración y constitución de la Empresa Propietaria de la Red (EPR) se ha recomendado tomar medidas para neutralizar los posibles conflictos de interés mencionados arriba, y evitar la creación de posiciones dominantes en el mercado.

## **2. Esquema organizacional e institucional del MER**

- 1.48 La creación del MER y el desarrollo de la base institucional de sustento del mismo va a promover en la región un mercado ampliado de electricidad, que a través de un manejo con criterio económico de los sistemas eléctricos de la región generará ahorros importantes en los costos de operación de los sistemas y en su expansión, y también tendrá impactos positivos en una mejor atención de la demanda y en la ampliación de la cobertura del servicio eléctrico.
- 1.49 En el contexto del proyecto SIEPAC, para darle el marco institucional y regulatorio al MER, los países han acordado, mediante el Tratado, establecer la base normativa del MER y las reglas fundamentales para el funcionamiento del mismo. En este esquema entonces, estarían en primera instancia los países signatarios del Tratado. Luego como producto del Tratado se prevé la creación de las instituciones regionales necesarias para su regulación, operación y administración, a saber: (i) el ente regulador del MER que es la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), y (ii) la organización encargada del despacho económico y de las transacciones del MER que es el Ente Operador Regional (EOR). En el mismo Tratado se autoriza a los gobiernos el otorgamiento de la concesión para la gestión de desarrollo, construcción, mantenimiento y explotación de la red de interconexión al organismo denominado Empresa Propietaria de la Red (EPR). En el Capítulo III se describe las bases del Tratado, y las instituciones regionales que se prevén en el mismo.

## **E. Lecciones aprendidas**

### **1. Apoyo del Banco en el subsector eléctrico**

- 1.50 Además de la estrategia de apoyo a la integración aprobada por el Banco en septiembre de 1995, y comentada previamente, la participación del Banco en los subsectores eléctricos de los países de la región ha sido permanente. Entre los años 1986-1996, se han financiado 12 proyectos de energía en la región, incluyendo proyectos de energía geotérmica, electrificación rural y distribución de energía. El monto total de los préstamos del

Banco para dichos proyectos es de US\$1.500 millones, incluyendo en este monto operaciones de ajuste sectorial.

## 2. Poco nivel de coordinación

- 1.51 A pesar de que las interconexiones existentes son de capacidad limitada por haberse gestado de manera bilateral, sin haber considerado el sistema interconectado en su conjunto, ya ofrecen importantes posibilidades de lograr ahorros mediante la coordinación de la operación de los sistemas eléctricos nacionales. Se han realizado diversos estudios para cuantificar los ahorros económicos potenciales; invariablemente todos esos estudios indican que el potencial de ahorro alcanza alrededor del 10% de los costos variables totales de la operación. Por ejemplo, en los estudios de factibilidad del SIEPAC se evaluaron los ahorros que podrían obtenerse en el período 1996-1999 si se coordina plenamente la operación de los sistemas eléctricos interconectados, sin añadir ninguna línea nueva, y se obtuvo que los ahorros podrían ser de US\$110 millones. Estos ahorros son significativos y no se han podido materializar por falta de una coordinación entre los países.
- 1.52 Existen varios elementos y barreras que han afectado el llevar a cabo una coordinación mas efectiva de la operación de los sistemas como son la falta de autonomía y manejo comercial de las empresas, restricciones presupuestales y otras como se detalló en párrafos anteriores.
- 1.53 El uso más importante de las interconexiones ocurrió cuando se registraron excedentes de energía hidroeléctrica; primero en Costa Rica, en el período 1982-1985 al entrar en operación el complejo Arenal-Corobicí y después en Honduras entre 1985-1990 a raíz de la puesta en servicio de El Cajón. En ambos casos se trataba de aprovechar los excedentes de oferta porque la otra opción era derramar agua. De hecho, en El Cajón sí se desperdiciaron cantidades importantes de energía porque la interconexión entre Honduras y Nicaragua permaneció operando en 138 kV hasta el año 1990 con lo cual la capacidad de intercambio era muy reducida.
- 1.54 El Programa de Actividades Regionales en el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA) tuvo como objetivo principal impulsar la operación coordinada de los seis sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano. Los objetivos específicos que persiguió este proyecto fueron: (i) el fortalecimiento de la capacidad de las empresas eléctricas para operar de una manera segura, económica y coordinada los sistemas, y (ii) la promoción de la operación coordinada de las empresas eléctricas. 4/ A pesar de que los estudios realizados con las herramientas del PARSEICA arrojan importantes beneficios económicos si se

---

4/ El PARSEICA se utiliza parcialmente para estudios de planeamiento operativo y análisis de redes eléctricas a nivel nacional.

coordinara la operación entre países, no ha sido posible implementarlas a nivel regional; ni siquiera entre dos países. En la ejecución del proyecto (ver Capítulo III) se recomienda acordar y establecer hitos para avanzar en la coordinación de la operación, las que se reflejarán en la condicionalidad del proyecto.

### **3. Demora en la construcción de líneas**

- 1.55 Uno de los problemas principales ha sido la obtención oportuna de los derechos de vía. En noviembre de 1987 el Banco aprobó un préstamo (535/OC-CR) para Costa Rica el cual incluía la construcción de una línea de 160 km, 230 kV. El proyecto preveía la puesta en servicio de la línea para 1992. Por no contarse con los derechos de vía, entre otras causas, el proyecto se demoró cuatro años y apenas a fines de 1996 inició operaciones, incluso con importantes deficiencias por los arreglos no previstos para corregir la traza de la línea ya que algunos pasos no fue posible adquirirlos y hubo necesidad de modificar la ruta de la línea.
- 1.56 En 1994 el Banco aprobó el financiamiento para la construcción del enlace a 230 kV entre Honduras y El Salvador, previsto a entrar en servicio en 1998; sin embargo, a la fecha se vislumbra que entrará hasta el año 2000. Las demoras se han debido, entre otras cosas, a la toma de decisiones que deben ser por consenso entre los dos países.

### **4. Capitalización de las experiencias pasadas**

- 1.57 Ya que los flujos de potencia y energía eléctrica que le darán viabilidad a la red de transmisión regional provendrán de la coordinación de la operación que se logre a través del MER, y con el propósito de capitalizar al máximo las lecciones aprendidas antes descritas, el Equipo de Proyecto recomienda establecer condiciones contractuales para autorizar los desembolsos una vez que se hayan formalizado los arreglos institucionales y contractuales adecuados entre los países (Tratado, Protocolos y establecimiento de instituciones regionales) que garanticen la formación del MER y mostrado evidencia concreta de que los sistemas eléctricos han empezado a operar aprovechando de niveles sustanciales de intercambios de energía. Igualmente, el equipo de proyecto recomienda iniciar desembolsos para la construcción de las obras solamente hasta que se tenga evidencia de que la EPR cuenta con la concesión por parte de los Gobiernos y que previo a la licitación de las obras ya ha adquirido los derechos de paso y los terrenos para la totalidad de las líneas y subestaciones que constituyen el proyecto SIEPAC.

### **F. Justificación del rol del Banco**

- 1.58 El objetivo de este proyecto es la creación de un mercado regional de electricidad que reducirá el costo del servicio eléctrico como

producto de la coordinación de la operación de los sistemas nacionales y de su expansión en un ambiente cada vez más abierto y competitivo. En los años venideros este mercado atraerá la inversión privada requerida para la expansión de los parques de generación y las redes de distribución, estimulará la actividad económica y el comercio intra-regional. Hay que tener presente que se trata no solamente de financiar una red física de transmisión eléctrica regional pero, más importante aún, de crear las condiciones de mercado que impulsarán el uso de esa red, y que además, en este momento el mercado eléctrico regional centroamericano no existe. No están todavía funcionando reglas de mercado estables y no se han implementado procedimientos de coordinación regional de la operación y expansión de los sistemas eléctricos, siendo necesario un período de transición y maduración para su consolidación.

- 1.59 Este es el tipo de emprendimiento regional en que la tasa de rentabilidad social a largo plazo podría exceder la tasa de rentabilidad privada. La utilización de recursos financieros escasos que cuentan con la garantía de los estados se justifica por la escala y envergadura de la iniciativa. Aunque se anticipa la incorporación en el Proyecto de algún cofinanciamiento privado minoritario, no es claro que sería posible montar una iniciativa regional comparable financiada totalmente a través del sector privado.
- 1.60 Se estima que después del establecimiento de los arreglos de mercado y el arranque de un proceso creciente de coordinación regional utilizando la red financiada por esta operación, se podría anticipar una posible expansión futura de la capacidad de interconexión regional a cargo de la iniciativa privada. Esta expansión de la red podría seguir la materialización en el futuro de los acuerdos regionales y arreglos contractuales y financieros relacionados al desarrollo de plantas de generación de escala regional. Pero sin la participación en la etapa inicial de una organización como el Banco, la concreción de una iniciativa de reforma fundamental para crear un nuevo ambiente institucional parece poco probable. Un esfuerzo a cargo de la iniciativa privada con garantías comerciales, aún contando además con garantías multilaterales cubriendo los riesgos políticos, probablemente resultaría demasiado conservador para cambiar decisivamente el entorno institucional y crear las bases para el desarrollo de un mercado eléctrico regional. El Banco ejerce un rol de coordinación de iniciativas regionales idealmente apropiado para proveer el apoyo financiero y el liderazgo intelectual necesario para apoyar a los países en el diseño e implementación de este nuevo mercado y su evolución progresiva hacia estados más competitivos.



## II. EL PROYECTO

### A. Conceptualización del proyecto

- 2.1 El proyecto se ha concebido como un programa integral que involucra una fase inicial de apoyo a la creación del MER respaldada por una Cooperación Técnica para el desarrollo y establecimiento de las condiciones y reglas necesarias para el crecimiento de un mercado eléctrico regional abierto a la competencia, junto con el desarrollo posterior de un proyecto de infraestructura para expandir la capacidad de interconexión eléctrica regional. En ese sentido, el proyecto propuesto incorpora el cumplimiento previo de estrictas condiciones para el primer desembolso del préstamo de infraestructura que aseguren el logro de hitos en la operación coordinada y en la creación de los organismos y mecanismos regionales necesarios para el desarrollo del MER, lo que proporcionaría la base institucional para darle sustento a la factibilidad del proyecto de inversión.
- 2.2 El desarrollo y logro de los objetivos de la cooperación técnica establecerá las condiciones requeridas para el funcionamiento del MER consistiendo de transacciones entre múltiples plantas de generación y puntos de consumo en distribución a través de la región comenzando con la coordinación de los sistemas eléctricos actuales. El desarrollo de la nueva línea de interconexión sin el avance en este esfuerzo inicial, no lograría incorporar las instalaciones de generación existentes en el proceso de coordinación y competencia regional, produciendo un mercado económicamente ineficiente con pocos participantes y posiblemente dominado por tres o cuatro nuevos grandes emprendimientos de generación. Al mismo tiempo, sin el proyecto de expansión de la infraestructura, no se podría incentivar un esfuerzo integral de cambio fundamental de los sectores eléctricos para preparar el esquema adecuado en el que se desarrollarían los mismos.
- 2.3 La Cooperación Técnica tendrá dos etapas: una previa a la ratificación del Tratado, consistente en la materialización de beneficios provenientes de la operación coordinada, y una después de la ratificación del Tratado, mediante la cual se apoyaría la creación de los organismos regionales y el diseño y aprobación de los protocolos más importantes para el inicio de operación plena del MER. Una vez completadas ambas etapas, con resultados satisfactorios, se declararían elegibles para desembolsos el préstamo de inversión (Ver Anexo II-2). El Programa de cooperación técnica tendrá un costo total de US\$16,4 millones y para las obras de infraestructura el costo directo es de US\$232,3 millones.

### B. Objetivos del Proyecto

- 2.4 El Proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central (SIEPAC) tiene los siguientes objetivos:

(i) apoyar la formación y consolidación progresiva de un mercado eléctrico regional mediante la creación y establecimiento de los mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que fomente la participación del sector privado, particularmente en el desarrollo de las adiciones de generación; y (ii) proveer la infraestructura de interconexión eléctrica (líneas de transmisión, conexión a subestaciones y un centro regional de coordinación y de transacciones) que facilite los intercambios de energía eléctrica entre los participantes.

C. Descripción del Proyecto

1. Apoyo a la formación del Mercado (cooperación técnica)

- 2.5 Debido al salto cualitativo que representa la creación de un mercado eléctrico regional, así como a lo reciente del nuevo paradigma de introducción de competencia en la industria eléctrica a nivel mundial, el equipo de proyecto ha recomendado que el Banco apoye de manera decidida a los países para lograr la formación y consolidación del MER en América Central mediante el financiamiento de un programa de cooperación técnica.
- 2.6 Dado que un mercado eléctrico no puede surgir de manera espontánea, se ha diseñado un programa en dos etapas. En el Anexo II-2 se describe en detalle los alcances del programa de cooperación técnica. Una primera etapa consiste en lograr avances concretos y medibles sobre la operación coordinada. La primera etapa de la cooperación técnica comprende el desarrollo de actividades sobre identificación y eliminación de barreras técnicas, legales, institucionales y administrativas, que impiden la concertación de transacciones de energía económica entre las empresas eléctricas actuales, planeamiento operativo para cuantificar con mayor precisión los ahorros, su origen y las medidas que son necesarias para materializarlos (tales como implantación de metodologías de planeamiento operativo, de costos de producción y transmisión, de peajes uniformes entre los países, mecanismos de pago, y medios de comunicaciones, medición y control). Se recomienda agilizar los desembolsos de este programa de cooperación técnica con el propósito de lograr los hitos que servirán como detonadores para la autorización de los desembolsos para el préstamo de inversión, además de los importantes beneficios económicos que empezará a capitalizar la región.
- 2.7 Como un hito clave de la primera etapa se recomienda establecer que previo a declarar elegible el préstamo para el primer desembolso de inversión, se debe haber materializado de manera acumulada en un período de doce meses consecutivos, intercambios originados en

transacciones de energía económica 5/ entre agentes del mercado localizados en los distintos países, por al menos 450 GWh. Al menos el 50% de estos intercambios debieran originarse en base a acuerdos a suscribirse entre las empresas eléctricas de la región.

- 2.8 Como parte de la cooperación técnica se apoyará el diseño de protocolos prioritarios a fin de asegurar y agilizar el establecimiento del mercado. Se deben diseñar y aprobar por los seis países los protocolos sobre el funcionamiento del mercado y el de metodología y cargos por conexión y uso de la red. El primero además de establecer todos los principios del despacho, mercado "spot", contratos bilaterales, y lineamientos técnicos del MER, debe incorporar elementos que aseguren competencia (p.ej. estableciendo porcentajes mínimos de demanda por país que deben buscar su suministro de manera abierta en la región). **Para esto se recomienda la definición de los porcentajes mínimos a abrir en el MER para un horizonte de seis años a partir del inicio de los desembolsos y por lo menos un 12% de la demanda regional para el año de inicio de los desembolsos, ha sido abierto a suministro abierto en la región, para lo cual los países presentarán evidencia de haber autorizado a sus empresas distribuidoras y grandes consumidores a licitar la participación regional en la adquisición de dicho monto.**
- 2.9 El segundo protocolo debe incluir la forma en que los agentes deben pagar por la conexión y uso de la red aún cuando se trate sólo de agentes en un mismo país; de esta manera se asegura que el Proyecto se pague por sí mismo y que no ocurran subsidios cruzados entre países. **Se recomienda establecer como condición previa al primer desembolso del préstamo de inversión el contar con ambos protocolos aprobados por los seis gobiernos.**

## **2. Obras de Transmisión y subestaciones (US\$232,3 millones)**

- 2.10 El componente de infraestructura del proyecto SIEPAC consiste en el diseño, ingeniería y la construcción de 1802 kilómetros (km) de líneas de 230 kV, que se conectarían en las siguientes subestaciones de cada país: Guate Norte, Pepesca y Guate-Este en Guatemala; Ahuachapán, Nejapa y 15 de Septiembre en El Salvador; Río Lindo, El Cajón, Pavana y Suyapa en Honduras; León y Ticuantepe en Nicaragua; Cañas, Parrita y Río Claro en Costa Rica; y Veladero en Panamá. De estas 16 subestaciones, cuatro son futuras y está prevista su construcción por parte de los países involucrados. En las 12 restantes se trata de ampliaciones. La longitud total se distribuye por país según el siguiente detalle: **Panamá: 135 km; Costa Rica: 515 km; Nicaragua: 284 km; Honduras: 366 km; El Salvador: 260 km; y Guatemala: 242 km.**

---

5/ Se define como transacciones de energía económica las que provienen de diferenciales de costos de producción que hacen atractivo que un productor o empresa reduzca su generación para importar de otro país donde se dispone de fuentes de generación con costos menores.

- 2.11 Los tramos de líneas entre las subestaciones Guate Norte - Pepesca - Río Lindo - el Cajón y Ahuachapán - Nejapa - 15 de septiembre, consisten en dos líneas de 230 kV montadas en la misma torre. La mitad del costo de dichos tramos se asignará al SIEPAC y la otra mitad como proyecto nacional. En los tres países en que se presenta esta situación, ya se tenía previsto instalar líneas de transmisión en la misma ruta y de la misma tensión. En el mapa incluido en este documento se muestra la ruta aproximada que seguirá la línea y la localización de las subestaciones a las que se conectará.
- 2.12 La incorporación al proyecto del tramo de la interconexión directa entre Guatemala y Honduras, resultó como una opción atractiva en los resultados de los avances de los estudios de factibilidad, por las menores pérdidas, mayor confiabilidad y estabilidad que adquirirán los sistemas eléctrico de Guatemala, El Salvador y Honduras. Además, con dicha interconexión, Honduras podrá concertar transacciones de energía con Guatemala y México. Ello no obstante, la justificación técnica y económica de este tramo tendrá que ser confirmada por los estudios definitivos de factibilidad. La confirmación de esta opción y en general su justificación está supeditada a que los estudios de factibilidad así lo demuestren.
- 2.13 En el SIEPAC no se incluirán transformadores en las subestaciones en que se conecte; sólo se cargarán como parte del Proyecto las bahías (equipo de conexión/desconexión, protección y control) en esquemas de interruptor y medio. Los terrenos para la construcción de las nuevas subestaciones o para las ampliaciones, la transformación y demás equipos necesarios en cada subestación existente o futura estará a cargo de cada país.
- 2.14 Las redes de transmisión nacionales presentan diferencias importantes en sus niveles de confiabilidad por lo que es necesario llevarlas a un mismo nivel con el fin de no inhibir las transacciones entre agentes localizados en diferentes países. Como resultado de los estudios de transmisión realizados por el Consultor PTI, se encontró que es necesario construir algunos refuerzos prioritarios en el corto plazo por un monto de aproximadamente US\$12 millones. Para el mediano y largo plazo, a partir de cuando se ponga en servicio la línea del SIEPAC, será necesario que estén también en servicio refuerzos nacionales adicionales.
- 2.15 En las longitudes mencionadas anteriormente no se incluyen los refuerzos internos que cada país debe construir para hacer compatibles las redes de transmisión nacionales con los criterios de confiabilidad utilizados en los estudios de planificación del SIEPAC. Sin embargo, con la excepción de Nicaragua en todos los casos se dispone de financiamiento o se tiene previsto iniciar gestiones en corto plazo por parte de los países (este es el caso de Panamá y Guatemala) para dichas obras de transmisión nacionales. Para Nicaragua el Banco tiene prevista una operación (NI-0069) que podría ser tramitada oportunamente para no afectar el Proyecto

regional. Con el propósito de que el proyecto SIEPAC no se vea afectado por el retraso de obras de transmisión nacionales, se recomienda como condición previa al primer desembolso del préstamo para las obras de infraestructura del SIEPAC la presentación al Banco del plan para la construcción de las obras de refuerzos nacionales, incluyendo subestaciones nuevas o ampliaciones requeridas en todos los países y evidencia de contar con los recursos necesarios para su financiamiento.

3. Centro regional de coordinación y transacciones (US\$3,5 millones)

2.16 El Centro Regional de Coordinación y Transacciones (CRCT) será el brazo técnico del EOR con la responsabilidad del manejo integrado y confiable del sistema eléctrico interconectado; también se encargará de optimizar la operación de los recursos de generación a nivel regional y de efectuar la liquidación de cuentas (settlement) entre los agentes del MER. El CRCT necesitará contar con equipamiento (software y hardware) y equipos de comunicación para intercambiar información ágilmente con los centros de despacho nacionales y con los distintos agentes. Asimismo requerirá un pequeño grupo de técnicos especialistas en operación de sistemas eléctricos interconectados debidamente capacitados para coordinar la operación del sistema eléctrico regional con los centros de control nacionales y medios de medición para realizar el balance de cuentas entre los agentes.

2.17 Como parte de la CT se efectuará un diagnóstico de la capacidad para que los centros de control nacionales interactúen adecuadamente con el CRCT del EOR. También se diseñará y especificará a nivel de detalle (pliegos de licitación) para la adquisición de el CRCT, en consonancia con los protocolos del funcionamiento del MER. Además, y dada la importancia de contar a la brevedad con la infraestructura física del CRCT, se incluye su financiamiento como parte de la CT. **La presentación de la evidencia de la creación del CRCT y la realización del diagnóstico de capacidad y la presentación al Banco de los diseños y pliegos de licitación para el CRCT, conforme con los protocolos de funcionamiento del MER, será una condición previa al desembolso del préstamo de inversión.**

D. Costo y financiamiento del Proyecto

1. Dimensionamiento y Costo del Proyecto

2.18 El costo total del Proyecto SIEPAC, sin incluir los refuerzos a las redes de cada país, se estima en el equivalente de US\$329,7 millones; incluye los costos de ingeniería y administración, costos directos, imprevistos, escalamiento, costos concurrentes y financieros. Como parte de los costos directos se incluyen equipos de compensación de potencia reactiva y para mejorar la estabilidad por

un monto de US\$20 millones. El detalle de los costos se presenta en el Cuadro II-1.

| <b>CUADRO II-1</b><br><b>PROYECTO SIEPAC</b><br><b>Estimativo de Costo y Plan de Financiamiento (US\$ millones)</b> |               |                               |              |               |              |
|---|---------------|-------------------------------|--------------|---------------|--------------|
| CATEGORIAS  | FUENTES       |                               |              |               |              |
|   | BID           | FONDO<br>QUINTO<br>CENTENARIO | EPR          | TOTAL         | %            |
| <b>1. Ing. y Administración</b>   | <b>7,88</b>   | <b>4,32</b>                   | <b>9,2</b>   | <b>21,40</b>  | <b>6,49</b>  |
| 1.1 Adm. & Gastos Generales   | 0             | 0                             | 7,0          | 7,00          | 2,12         |
| 1.2 Ing. y Supervisión  | 7,88          | 4,32                          | 2,2          | 14,40         | 4,37         |
| <b>2. Costo Directo de Construcción</b>   | <b>119,03</b> | <b>51,89</b>                  | <b>61,42</b> | <b>232,33</b> | <b>70,46</b> |
| 2.1 Líneas de Transmisión   | 110,56        | 47,42                         | 58,96        | 216,93        | 65,79        |
| 2.1.1 Líneas 230 KV un circuito   | 80,02         | 30,86                         | 20,32        | 131,20        | 39,79        |
| 2.1.2 50% Líneas 230 KV dos circuitos   | 19,54         | 10,66                         | 5,34         | 35,53         | 10,78        |
| 2.1.3 Compensación de Reactivos   | 11,00         | 5,90                          | 3,10         | 20,00         | 6,07         |
| 2.1.3 Terrenos y Servidumbres   | 0             | 0                             | 30,20        | 30,20         | 9,16         |
| 2.2 Subestaciones (bahías de 230KV)   | 8,47          | 4,47                          | 2,46         | 15,40         | 4,67         |
| <b>3. Gastos Concurrentes (est. ambientales)</b>  | <b>0,82</b>   | <b>0,44</b>                   | <b>0,24</b>  | <b>1,50</b>   | <b>0,45</b>  |
| <b>4. Sin Asignación Específica</b>   | <b>23,03</b>  | <b>10,40</b>                  | <b>10,54</b> | <b>43,97</b>  | <b>13,34</b> |
| 4.1 Imprevistos   | 6,39          | 2,83                          | 3,55         | 12,76         | 3,87         |
| 4.2 Escalamiento de Costos  | 16,64         | 7,57                          | 7,0          | 31,21         | 9,46         |
| <b>5. Gastos Financieros</b>  | <b>19,85</b>  | <b>2,96</b>                   | <b>7,71</b>  | <b>30,51</b>  | <b>9,25</b>  |
| 5.1 Intereses   | 18,14         | 2,96                          | 3,13         | 24,22         | 7,35         |
| 5.2 Comisiones  | 0             | 0                             | 4,59         | 4,59          | 1,39         |
| 5.3 Inspección y Vigilancia   | 1,71          | 0                             | 0            | 1,71          | 0,52         |
| <b>TOTAL GENERAL</b>  | <b>170,61</b> | <b>70,00</b>                  | <b>89,10</b> | <b>329,71</b> | <b>100,0</b> |
| Porcentajes   | 51,8          | 21,2                          | 27,00        | 100,0         |              |

2. Plan de Financiamiento (cuadro II-2)

| CUADRO II-2<br>CONDICIONES FINANCIERAS DE LOS PRESTAMOS |             |              |
|---|-------------|--------------|
|   | BID         | V Centenario |
| Plazo total   | 25 años     | 35 años      |
| Período de gracia                                       | 5 años      | 10 años      |
| Plazo para desembolsos                                  | 5 años      | 5 años       |
| Tasa de interés   | Variable    | 2% anual     |
| Inspección y vigilancia                                 | 1%          | -            |
| Comisión de crédito                                     | 0,75% anual | -            |
| Moneda  | US\$        | ECUS         |

- 2.19 El financiamiento en divisas proveniente del eventual préstamo del Banco alcanzaría un 51.8% del costo total estimado del Proyecto de inversión. Las directrices de los documentos GN-1335 y GN-1335-2 establecen que para proyectos de integración se aplicará la proporción de financiamiento que corresponda a los países más favorecidos que participan en el programa. En efecto, el Proyecto se desarrolla en el sector energía de Honduras, El Salvador, Guatemala y Nicaragua, que están clasificados como países del Grupo D, que permitiría la participación del Banco en el financiamiento del Proyecto hasta el 80%.

3. Cofinanciamiento

- 2.20 El Gobierno de España cofinanciará el Proyecto con recursos concesionales, provenientes del Fondo V Centenario. Este financiamiento se estima en US\$70 millones que representan el 21,2% del costo total del Proyecto, según el detalle que se incluye en el cuadro II-1.

4. Aporte de la EPR (US\$89,100.000)

- 2.21 La participación financiera de la EPR que se estima en US\$89,1 millones, complementaría la totalidad de los recursos que demanda el Proyecto, según el detalle del cuadro II-1. La viabilidad del aporte local del proyecto deberá ser demostrado junto con la viabilidad financiera del proyecto, tal y como se indica en el capítulo IV y V de este informe.

E. Estado de Preparación del Proyecto

- 2.22 La preparación de los proyectos de transmisión y subestaciones incluidos en el SIEPAC se encuentran a nivel de estudio de factibilidad técnico económica. El estudio de factibilidad se encuentra a nivel avanzado; se dispone de informes parciales de

dicho estudio. El Proyecto SIEPAC se conectará en 16 subestaciones de las cuales 12 existen, por lo que sólo se requerirán ampliaciones, y cuatro son futuras. En tres de las subestaciones existentes no se cuenta con la tensión de 230 kV, por lo que las ampliaciones, a cargo de los países, serán mayores. Sobre la base de los informes preliminares y parciales se considera que el nivel de tensión del Proyecto no cambiará; sin embargo es necesario verificar los costos finales una vez que se reciba el informe final del consultor y que sea aceptado por los países.

- 2.23 Exceptuando los tramos entre las subestaciones Guate Norte-Pepesca-Río Lindo-El Cajón, para las líneas de transmisión del Proyecto se dispone de una traza preliminar, con un ancho de cuatro km, para la cual se realizó un estudio de impacto ambiental preliminar. No se dispone de topografía para los tramos de ningún país. Debido a que la traza se definió cuando el Proyecto consistía en una línea de 500 kV, es necesario que los países confirmen la traza y levanten la topografía para toda la longitud y zonas de paso. Previo al levantamiento de la topografía de detalle es necesario establecer los criterios ambientales para el trazado final y contar con la aprobación de los EIA nacionales. **Se requerirá, como condición previa al primer desembolso del préstamo de inversión, la presentación del plan de manejo ambiental del Proyecto.**
- 2.24 Es necesario realizar los diseños, la ingeniería de detalle (especificaciones) para las líneas de transmisión, las subestaciones y el Centro Regional de Coordinación y Transacciones, y preparar los pliegos de licitación.
- 2.25 A la fecha no se dispone de ningún estudio para el Centro Regional de Coordinación y Transacciones debido a que su conceptualización dependía de la visión que se estableciera en el Tratado para el MER. El Equipo de Proyecto recomienda que en primer lugar se formulen borradores para los protocolos que tienen que ver con la operación del sistema interconectado regional y las funciones del EOR, se proceda a elaborar un diagnóstico de los centros de despacho nacionales y se realice el estudio de factibilidad para el regional. En segundo lugar se realizarían los diseños y las especificaciones para el CRCT así como para las mejoras que debería realizar cada país a su centro de despacho y a las comunicaciones, tanto del CRCT como de los despachos nacionales; así se ha previsto realizarlo en la Cooperación Técnica.



### III. LA EJECUCION DEL PROYECTO

#### A. Organización para la ejecución del Proyecto

##### 1. Marco Legal

##### a. El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central

- 3.1 El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (en adelante el Tratado), es el documento jurídico de mayor jerarquía que le da sustento a la creación del MER y a los organismos regionales de apoyo al mismo. Su contenido es de carácter general y de principios, y el desarrollo del detalle de la base normativa se hará a través de protocolos a ser acordados entre los gobiernos, y procedimientos a ser emitidos por la CRIE.
- 3.2 Los objetivos del Tratado son la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional (MER) y de intercambios de energía eléctrica basado en un trato recíproco y no discriminatorio. El Tratado prevé la creación de los organismos regionales mediante los cuales se regulará y administrará dicho mercado, por medio de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) (ente regulador); el Ente Operador Regional (EOR) (operador del mercado regional); y la Empresa Propietaria de la Red (EPR). El Tratado busca incentivar una mayor participación del sector privado e impulsar el desarrollo de la infraestructura de la interconexión y de la generación de electricidad, mediante el establecimiento de reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER.
- 3.3 Las bases fundamentales que establece el Tratado son, entre otras, las siguientes: (i) los agentes de mercado tendrán libre acceso a la red de transmisión regional y nacional; (ii) la compra y venta de energía entre los agentes del mercado se llevarán a cabo sin discriminación alguna; (iii) el mercado evolucionará gradualmente de una situación limitada actual hacia una más amplia, abierta y competitiva; (iv) la instalación de plantas de generación podrá hacerse en cualquiera de los países miembros; (v) las empresas de transmisión regionales tendrán como único fin la actividad de transmisión; (vi) el Tratado se regirá por los principios de competencia, gradualidad y reciprocidad; (vii) los gobiernos garantizarán el libre tránsito de energía por sus respectivos países; (viii) los gobiernos declaran de interés público las obras de infraestructura necesarias para las actividades del mercado regional; y (ix) los gobiernos suscribirán los protocolos necesarios para facilitar la aplicación del Tratado.
- 3.4 El Tratado, de duración indefinida, entrará en vigencia ocho (8) días después de la fecha en que se deposite en la Secretaría General del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), el segundo instrumento de ratificación del mismo. A la fecha el

Tratado ha sido firmado por los presidentes de los seis países y está en trámite de pasar al poder legislativo de cada país para su aprobación legislativa.

- 3.5 En consideración a la estructura del financiamiento del Proyecto en el que participan los seis países miembros en calidad de garantes de los dos préstamos, **se recomienda que el Tratado suscrito entre los países el 29 de diciembre de 1996, haya sido ratificado por las Asambleas de los seis países participantes y que se encuentren depositados los instrumentos correspondientes en el SICA como una condición previa al inicio de los desembolsos del préstamo para las obras de infraestructura.**
- 3.6 Se reconoce que el logro del objetivo del Tratado de crear un Mercado Eléctrico Regional requiere de un proceso gradual que permita ir consolidando progresivamente la base institucional, la estructura de los mercados nacionales y la introducción de competencia y eliminación de barreras, para de esta forma materializar los beneficios del Proyecto. En ese sentido, el propio Tratado reconoce que el MER debe evolucionar gradualmente de una situación inicial limitada hacia una mas amplia, abierta y competitiva. Igualmente, al establecer que las transacciones dentro del MER se llevarán a cabo libremente a través del libre acceso a la red y que el despacho de energía eléctrica se hará con criterio de despacho económico, el Tratado ha creado con estos criterios, bases fundamentales para ir promoviendo la competencia por el mercado.
- 3.7 Para aquellas empresas eléctricas de la Región en las cuales su estructura empresarial se mantenga como Empresa Verticalmente Integrada (EVI), en el Tratado se obliga a estas empresas a crear unidades de negocios separados, los cuales serán sujetos de auditoría por parte de la CRIE con el fin de identificar claramente los costos de cada actividad y evitar transferencias de costos entre actividades. Adicionalmente, se establece en el Tratado que tanto las redes de transmisión regionales como las nacionales serán de libre acceso a los agentes del mercado. Sin embargo, hay que reconocer que al permitirse la subsistencia de EVI impondrá mayores requerimientos reguladores y creará condiciones desiguales en las negociaciones entre los participantes; además, al mantenerse en el Tratado un tratamiento distinto para la determinación de los cargos por el uso de las redes nacionales y la regional, se tendrá una fuente permanente de conflictos, sobre todo al no preverse en el Tratado la armonización regional de las estructuras ni de los regímenes regulatorios. **Por estas razones, se establecerá como condicionalidad previa al primer desembolso del contrato para obras de infraestructura, la presentación de evidencia de la separación contable por segmento de actividad y la creación de unidades de negocios separadas en las empresas de la región que se mantengan como EVI's y evidencia de la eliminación de subsidios cruzados entre actividades.**

**b. Los Protocolos**

- 3.8 Los protocolos al Tratado, y sus reglamentos, son de suma importancia para el adecuado funcionamiento del MER. En ellos se establecerán las reglas comerciales y operacionales que regirán el MER y que deberán acatar todos los participantes, así como los estatutos principales de los organismos regionales. De acuerdo con lo establecido en el Tratado, el primer protocolo deberá ser suscrito dentro de los tres meses posteriores a la entrada en vigencia del Tratado. Sin embargo, en paralelo a la aprobación y ratificación del Tratado, y con el apoyo de la cooperación técnica, se estará desarrollando el contenido de los principales protocolos y reglamentos que se consideran prioritarios y que deberán estar aprobados por los gobiernos una vez que se ratifique el Tratado.
- 3.9 Los aspectos principales que se deben definir y desarrollar en los protocolos y otros instrumentos legales son, entre otros, los siguientes: (i) estatutos orgánicos de la CRIE y del EOR; (ii) normas para la concesión de la red a la EPR; (iii) mecanismos y metodología de remuneración de la red y procedimientos para calcular los cargos por conexión y uso de la red; (iv) reglas de operación del mercado eléctrico regional, incluyendo operación coordinada; (v) mecanismos e hitos a alcanzar en la evolución del mercado e introducción de competencia; (vi) creación de unidades de negocios; (vii) normativa para el desarrollo de proyectos de generación regional; (viii) normas ambientales; (ix) normas sobre la adquisición de derechos sobre las tierras donde se construirán las obras del Proyecto; y (x) normas sobre la adquisición de bienes y servicios. Una de las actividades iniciales de la cooperación técnica será la elaboración de un plan de acción detallado en el cual se definirá el alcance, prioridades y calendario de preparación y desarrollo de las temas requeridos para establecer el MER y reforzar su operación, incluyendo entre otros los arriba descritos.

**2. Los Organismos Regionales del Tratado**

**a. El Ente Operador Regional (EOR)**

- 3.10 El EOR encargado del despacho regional de energía deberá ser integrado y puesto en funcionamiento dentro de los doce meses posteriores a la entrada en vigencia del Tratado. El domicilio del EOR estará situado en uno de los países miembros. La Cooperación Técnica incluirá asistencia para su establecimiento.
- 3.11 El financiamiento de las actividades del EOR provendrá de los cargos por servicios de operación aprobados por la CRIE, establecido en los Protocolos al Tratado y pagados por los agentes del MER.

- 3.12 Como ya se ha mencionado en este informe, los beneficios para los países de llevar a cabo una operación coordinada de sus sistemas son de gran magnitud. En el corto plazo son del orden de US\$110 millones en el período 1996-1999; solamente esto justifica la puesta en funcionamiento del EOR de manera casi inmediata. **La concreción de su creación, localización, estatutos orgánicos y reglamentación correspondiente, se recomienda como condición previa al primer desembolso del préstamo del Banco para las obras de infraestructura.**
- 3.13 Respecto a la composición y tipo de sociedad del EOR, se ha establecido en el Tratado que la primera se hará con dos representantes designados por cada país a propuesta de los agentes del mercado de cada país. Respecto al tipo de sociedad es de derecho público internacional. Si bien el Tratado establece el derecho de libre acceso a la red, y despacho del sistema con criterio económico, ello no obstante, la neutralidad de la red es esencial para dar una señal clara de competencia, y de no existencia de potenciales conflictos de interés y de manejo del MER. Por lo tanto, es recomendable que su composición no esté en manos solamente de las empresas eléctricas actuales, integradas verticalmente, sino por el contrario, que esté formado por representantes de todos los sectores del negocio eléctrico tanto generadores, transportistas, distribuidores, grandes consumidores como los gobiernos, todos de forma equitativa, bajo un esquema de sociedad sin fines de lucro.
- 3.14 Si bien pudiera aceptarse como solución transitoria y de corto plazo la estructura actual incluida en el Tratado, se recomienda como solución ir hacia una estructura organizacional como la indicada previamente, para lo cual en los protocolos al Tratado debiera reflejarse esta tendencia. **Para el primer desembolso del préstamo para obras de infraestructura, se requerirá la presentación al Banco de un esquema aprobado que establece una composición satisfactoria de la Junta Directiva del EOR, que asegure que está formada por representantes de las agrupaciones de: generadores, distribuidores, empresas de transporte, grandes consumidores y los gobiernos, todos en forma paritaria y bajo un esquema de sociedad sin ánimo de lucro.**

b. La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)

- 3.15 La CRIE es el ente regulador del MER. Sus objetivos principales son los de hacer cumplir las disposiciones del Tratado, procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, velar por su transparencia y buen funcionamiento, y promover la competencia entre los integrantes del MER. Esta comisión compuesta por un comisionado designado por cada país miembro, es una Entidad Pública Internacional con personalidad jurídica propia, y su domicilio estará situado en uno de los países miembros.

- 3.16 La CRIE será integrada dentro de los seis meses posteriores a la entrada en vigencia del Tratado. Para el desarrollo de sus actividades contará con los ingresos necesarios provenientes de un cargo por regulación pagado por los agentes del Mercado, establecido en los Protocolos al Tratado.
- 3.17 En el Tratado se han establecido los objetivos y funciones de la CRIE de manera general. La definición de los protocolos correspondientes en los que se establezca en detalle la composición de la CRIE, su localización, establecimiento, y los reglamentos de la misma, se desarrollarán con el apoyo de la cooperación técnica. **Se requerirá como condición previa al primer desembolso del préstamo para obras de infraestructura, el establecimiento, localización, reglamentación y puesta en funcionamiento de la CRIE.**

**c. La Empresa Propietaria de la Red (EPR)**

- 3.18 Con el propósito de llevar a cabo la gestión de desarrollo, construcción y mantenimiento de la red de interconexión, los Gobiernos han decidido constituir la EPR, empresa de derecho privado, de capital público o con participación privada, como se detalla en el Capítulo IV de este informe.

**B. Terrenos y servidumbres**

- 3.19 Debido a la complejidad creciente para la adquisición de derechos de vía para líneas de transmisión que en mayor o menor medida se presenta en todos los países, se convino durante la misión de análisis incluir en el presupuesto el costo de un ancho suficiente para una eventual segunda línea. Posiblemente en lo que respecta al desarrollo de las obras de infraestructura el aspecto de derechos de vía es el de mayor incertidumbre, y podría causar demoras en su ejecución.
- 3.20 La falta de un tramo de derecho de paso podría bloquear la terminación del proyecto de interconexión regional y ocasionar grandes pérdidas económicas por contratos que se hubieran concretado entre agentes del MER sobre la base de una fecha prevista para la puesta en servicio de la línea SIEPAC y que no se cumpliera. Como se señaló en Lecciones aprendidas (cap I) se tiene experiencia de grandes demoras para la entrada en servicio de proyectos de transmisión por esta causa. A la fecha no se dispone de los derechos de vía para ningún país. **Se recomienda como condición que antes de convocar a licitación internacional, y salvo que las partes lo acuerden de otra manera, presentar a consideración del Banco prueba de que se tiene, con relación a los inmuebles donde se construirán las obras del Proyecto, la posesión legal, las servidumbres u otros derechos necesarios para iniciar las obras de infraestructura.**

C. Programa de ejecución

- 3.21 Debido a la complejidad del Proyecto al involucrar a seis países (marcos legales distintos, procedimientos de importación, etc.), así como para asegurar uniformidad en todos los equipos y minimizar los costos de mantenimiento, se recomienda un esquema de ejecución para el diseño y construcción de las obras de transmisión del tipo **llave en mano salvo que las partes lo acuerden de otra manera, con base en criterios técnicos y económicos**. Además, este esquema de ejecución seguramente redundará en ofertas de precios muy atractivas por tratarse de una gran licitación (1802 km de líneas de 230 kV) con lo cual se contrarrestaría los posibles mayores costos si la ejecución se organizara en paquetes independientes de materiales y montaje.
- 3.22 Para la ejecución del programa de cooperación técnica se recomienda que el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), el cual se describe en el Anexo II-1, actúe como Unidad Ejecutora.

D. Calendario de inversiones y desembolsos

- 3.23 A la fecha no se dispone de un calendario detallado para las inversiones y desembolsos. Sin embargo, previo a declarar elegible el préstamo para las obras de infraestructura se necesita que el Tratado sea ratificado por los órganos legislativos de los seis países. La experiencia con las leyes de electricidad ha sido que dicho trámite puede durar dos o más años. Se requiere que el Tratado esté vigente para poder crear la CRIE y el EOR. Una vez ratificado el Tratado, la EPR debe contar con la concesión por parte de los seis países para la construcción de la línea lo cual implicará que se hayan diseñado y aprobado por consenso los procedimientos para repartir los costos y los beneficios del proyecto, y en general se hayan diseñado las reglas de funcionamiento del MER; además se deben haber adquirido los derechos de paso y efectuado los diseños de las obras. Sobre la base de lo expuesto se estima, de manera optimista, que los desembolsos para la construcción de las obras se podrían iniciar en el año 2000. El período de construcción se estima en tres años por lo que la línea del SIEPAC podría iniciar operaciones en el año 2003.

E. Procedimientos de adquisiciones y contrataciones

- 3.24 En todos los casos en que el valor de las adquisiciones de equipos y servicios exceda el equivalente de US\$250.000 y el de los contratos para la ejecución de obras sobrepase el equivalente de US\$1.500.000, deberá utilizarse el sistema de licitación pública internacional. Estos niveles han sido recomendados por la Unidad de Adquisiciones para los proyectos de energía en América Central. Las licitaciones se sujetarán a los procedimientos del Banco que constarán en el Anexo B del Contrato de Préstamo. Para la selección de la firma contratista principal que desarrollará los

diseños, suministrará los materiales y efectuará la construcción se requerirá precalificación. En el Cuadro III-1 siguiente se presenta una indicación inicial del Plan de Adquisiciones.

| CUADRO III-1<br>PLAN DE ADQUISICIONES  |                    |      |       |        |                                      |  |
|--|--------------------|------|-------|--------|--------------------------------------|--|
| PRINCIPALES ADQUISICIONES<br>DEL PROYECTO  | Financiamiento (%) |      |       | Método | Precali-<br>fi-<br>cación<br>(Sí/No) | Fecha<br>estimada de<br>publicación<br>del AEA |
|  | BID                | GdE  | Local |        |                                      | Semestre/Año                                   |
| <b>A. ADQUISICION DE BIENES:</b><br><br>Contrato llave en mano para el diseño, optimización, estudios de suelos, fundaciones, suministro de materiales y equipos construcción y puesta en servicio de líneas de transmisión y conexión a subestaciones (US\$232.3 millones). | 51,8               | 21,2 | 27,0  | LPI    | Sí                                   | 2/98   |

Notas:

LPI - Licitación pública internacional

#### F. Evaluación del Impacto Ambiental

##### 1. Antecedentes y Plan de Acción

- 3.25 La línea de interconexión eléctrica ha sido objeto de un estudio ambiental regional desarrollado a partir de 1993 y terminado en Octubre de 1995. La evaluación ha sido realizada por las unidades ambientales de las empresas eléctricas de los seis países de la región, con la asistencia de técnicos de las unidades ambientales de la Empresa Nacional de Electricidad de España, S.A. (ENDESA) y la operadora de la red de transporte eléctrico española (Red Eléctrica de España). El propósito del estudio ambiental ha sido la definición del trazado óptimo de la línea desde el punto de vista ambiental, al igual que técnico y económico.
- 3.26 Se han realizado las siguientes acciones: (a) análisis de alternativas de trazado y definición de un corredor de 4 km de ancho dentro del cual se ubicará la línea; (b) inventario de las características ambientales y de ocupación humana en el corredor y evaluación preliminar de impactos ambientales de la construcción y

operación de la línea en el corredor; (c) edición de informes preliminares a nivel nacional y un informe preliminar regional de evaluación de impacto ambiental (EIA) del proyecto. En un taller convocado los días 14-17 de enero de 1997 con la participación de las entidades involucradas en las evaluaciones de impacto, se discutieron los EIA preliminares y se elaboró un plan de acción correspondiendo a las dos etapas de financiamiento de esta operación, así:

- a. Préstamo de Cooperación Técnica. Finalizar los EIA nacionales preliminares, los cuales establecerán el trazado definitivo de la línea a ser levantado por los equipos de topografía como primer paso en la etapa de construcción, y
  - b. Préstamo de Inversión. Garantizar la calidad ambiental del proyecto durante el diseño y construcción, incluido la preparación de especificaciones técnicas ambientales para los contratos de trabajo topográficos, de diseño y de construcción.
- 3.27 Durante la fase de la C.T. y para finalizar los EIA nacionales, los equipos nacionales realizarán las siguientes acciones: (i) verificación por los equipos nacionales en sus respectivos países de los impactos ambientales más severos identificados en los estudios preliminares; (ii) estudios ambientales de variantes en la línea o el corredor introducidos para conectar subestaciones adicionales, (iii) estudios detallados en el terreno de áreas críticas identificadas en los estudios preliminares y (iv) redacción y presentación de los EIAs finales para la revisión y la aprobación por parte de las autoridades ambientales respectivas. Los informes nacionales finales recomendarán acciones concretas de prevención, corrección y mitigación de impactos directos e indirectos de la línea de interconexión, dentro de un Plan de Manejo Ambiental en cada país, debidamente estructurado con presupuesto y definición de las acciones administrativas para su funcionamiento dentro de la entidad participante en el proyecto.
- 3.28 Los planes de manejo ambiental se conformarán a las leyes y reglamentos ambientales de cada país. Contendrán por lo menos los siguientes elementos: (i) los detalles técnicos a nivel de factibilidad, (ii) los costos de inversión correspondientes, (iii) los mecanismos o procedimientos para la consulta con grupos afectados, (iv) presupuesto y las fuentes de financiamiento, (v) la estructura institucional de seguimiento, coordinación y supervisión, (vi) un plan de monitoreo con sus respectivos costos, (vii) una evaluación y auditoría ambiental al final de la fase de construcción y durante la operación de la líneas de interconexión.
- 3.29 El préstamo de Cooperación Técnica incluirá fondos para la planificación de las funciones de coordinación ambiental dentro de la entidad gestora regional del proyecto. El documento de préstamo para la Cooperación Técnica al igual que el contrato de préstamo contendrán cláusulas contractuales para asegurar el cumplimiento de las acciones arriba mencionadas.



- 3.30 El presupuesto del proyecto incluye una estimación de US\$500,000 para las actividades a desarrollarse como parte de la Cooperación Técnica y US\$1.500.000 para financiar las actividades ambientales durante la ejecución del proyecto de inversión. El costo estimado de las actividades durante la fase de construcción incluye el fortalecimiento de la capacidad de gestión ambiental dentro de las entidades nacionales socios de la red.

2. Medidas y salvaguardias contra potenciales desastres naturales

- 3.31 Como es conocido la geología de los países centroamericanos se caracteriza por una actividad tectónica intensa y presencia de varios volcanes activos. Lo anterior es conducente a una actividad sísmica importante que produce temblores y terremotos con cierta periodicidad, al igual que erupciones volcánicas, y fenómenos de inestabilidad de terrenos. Para la selección de la traza preliminar, la cual tiene un ancho de cuatro km, se ha estudiado en detalle la presencia de fallas activas cercanas y registros de la actividad sísmica con el fin de evitarlas. De cualquier manera, los diseños de las obras deberán considerar la cercanía de fallas geológicas a fin de adoptar los coeficientes de aceleración apropiados a las técnicas modernas para diseños antisísmicos. En los levantamientos topográficos se evitarán taludes inestables para la construcción de torres o apoyos para las líneas de transmisión.
- 3.32 En base a lo indicado, se puede expresar que la posibilidad de la ocurrencia de fenómenos naturales que podrían afectar a las obras de los proyectos del programa serán tomados en cuenta en los diseños de las obras, para evitar en lo posible los efectos adversos de dichos fenómenos naturales.

G. Operación y mantenimiento

- 3.33 Al concluir la construcción, se debe seguir supervisando los proyectos para detectar cualquier cambio que pueda ocurrir durante su operación, incluyendo pero no limitado al potencial deterioro que tienen los distintos componentes de las obras. Un equipo de evaluación multidisciplinario de la EPR, que haya participado en el diseño y construcción de las obras, será el encargado de recopilar los planos "como construido" y las ayudas memoria del diseño del proyecto. La EPR se compromete a presentar a más tardar dos años después de haberse terminado la construcción, los resultados del análisis del funcionamiento de todos los componentes del proyecto, comparándolos con lo previsto en los estudios y diseños de los mismos. En el caso de que se encuentren condiciones adversas y desviaciones importantes en relación a los parámetros iniciales del diseño, la EPR deberá definir las medidas correctivas, así como el programa de trabajo para la implantación de las mismas.
- 3.34 Conforme a la práctica general del Banco en proyectos de este tipo, **se incluirá en el eventual contrato de préstamo para las obras de**

infraestructura las cláusulas estándares del Banco sobre esta materia.

H. Inspección y vigilancia

- 3.35 Además de esas acciones por parte de la EPR, el Banco realizará inspecciones y vigilancia del proyecto a través de sus Representaciones en los seis países.

I. Reuniones de Monitoreo y avance del proyecto

- 3.36 En consideración a la complejidad del Proyecto, se visualiza la necesidad de un monitoreo conjunto con las autoridades del proyecto a fin de evaluar en forma periódica el avance general del Proyecto, tanto de la cooperación técnica como de las obras de infraestructura, durante la ejecución de los mismos. Se establecerá como condición contractual que se llevarán a cabo reuniones de revisión por lo menos una vez al año. Esta evaluación considerará tanto los aspectos institucionales, financieros, así como técnicos, económicos y ambientales, que se definirán en función de la propia condicionalidad del Proyecto. **En el caso del contrato para las obras de infraestructura, como una condición previa del primer desembolso, se evaluará el estado de avance del proyecto y de la cooperación técnica y el estado de cumplimiento de la condicionalidad de los préstamos y de la programación de actividades del proyecto.**

#### IV. EL PRESTATARIO Y EL EJECUTOR

##### A. Los prestatarios y ejecutores

- 4.1 El Programa consiste en una operación integral que será financiada por medio de contratos de préstamos separados así: (i) un préstamo al Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) para financiar un programa de cooperación técnica reembolsable, acompañado de una cooperación técnica no reembolsable; y (ii) la aprobación de un financiamiento a la Empresa Propietaria de la Red Sociedad Anónima (EPR) en formación, para financiar las obras del proyecto SIEPAC. Los ejecutores de los préstamos serán los mismos organismos antes indicados.

##### B. El Consejo de Electrificación de América Central (CEAC)

- 4.2 El CEAC es un organismo regional de cooperación, coordinación e integración, constituido en 1985, cuya finalidad principal es lograr el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos de los países miembros. Una descripción mas detallada del CEAC y de los componentes de la cooperación técnica se presenta en el Plan de Operaciones que se incluye en el Anexo II-2.

##### C. La Empresa Propietaria de la Red (EPR)

###### 1. Creación y constitución

- 4.3 Los países han presentado al Banco una propuesta para la creación de la EPR, de la cual se anticipa que la EPR será constituida como sociedad anónima en uno de los seis países, aspecto por definir. El capital accionario inicial de la EPR será suscrito por las seis empresas eléctricas del sector público de la región y por la empresa Endesa de España. El capital inicial consistirá en dos clases de acciones; 340 acciones comunes de valor nominal de \$150 cada una y 360 acciones "A" del mismo valor nominal, es decir un total de 700 acciones. Las acciones tendrán derechos iguales de votación. Cada uno de los siete accionistas iniciales tendrá 100 acciones. Acciones "A", que representarán un poco mas del 51% del capital inicial, serán tenidas en partes iguales por las seis empresas eléctricas nacionales y podrán ser transferidas solamente entre sí o a otro ente público estatal. Las acciones comunes serán tenidas por las seis empresas, cada una teniendo 40 acciones, y por Endesa que tendrá 100 acciones. No se permitirá que ningún accionista tenga mas del 15% del capital total de la EPR. Además, con miras a lograr la mejor solución de compromiso, y teniendo en cuenta la realidad imperante en América Central, en el caso del proyecto SIEPAC se requerirá establecer una gobernabilidad de la EPR que garantice neutralidad y libre acceso a la red sobre la base de los siguientes tres principios fundamentales: (i) establecer límites a la inversión accionaria de los socios y a su poder de votación; (ii) limitar la participación de los socios de la EPR en

el negocio de la generación y distribución de electricidad y velar a través de regulación para su cumplimiento; y (iii) manejar la operación y mantenimiento de la red en forma clara e independientemente de los accionistas de la EPR. Estos tres principios se reflejan en la condicionalidad que se recomienda en los párrafos 4.4 y 4.8.

- 4.4 En base a lo anterior, se recomienda como condición previa para la firma y formalización de los contratos de préstamo se requiere presentar evidencia al Banco de la constitución legal de la sociedad que le dé personería jurídica y representación legal así como la presentación de los Estatutos del Prestatario. Los estatutos también deberán especificar, entre otras cosas: (1) que ningún accionista de la EPR puede tener intereses directa o indirectamente en el Mercado Eléctrico Regional como generador o distribuidor de electricidad que exceda el porcentaje de capacidad instalada que le apruebe y certifique la CRIE; (2) que la EPR se crea con carácter de una sociedad anónima, de carácter privado, con participación mayoritaria pública, en la que ningún accionista posea directa o indirectamente mas del 15% del total del capital social de la empresa ni de ninguna clase de acciones con derecho a voto, y (3) los mecanismos de protección de los accionistas minoritarios. También presentar a satisfacción del Banco, una propuesta y la forma de su implementación, previamente aprobada por su Junta Directiva, sobre la operación y mantenimiento de la red del SIEPAC que garantice la aplicación de los principios de transparencia, neutralidad y no discriminación en el acceso a la red por los agentes del mercado.
- 4.5 En la medida que se avanza en la creación de los mecanismos del mercado regional, los países definirán en mayor detalle los acuerdos relacionados a la estructura de capital y Plan de Negocios para la estructura accionaria, financiera y comercial de la EPR concordante con el esquema de financiamiento del proyecto. Para esto último será necesario el acordar con el Banco un Plan de Negocios de la EPR que hará parte de la condicionalidad del Banco y mediante el cual se definirán los parámetros de eficiencia operativa y financiera de la EPR durante el período de ejecución del proyecto. La elegibilidad para los desembolsos del préstamo para las obras de inversión requerirá, como condición de primer desembolso del préstamo, que la estructura administrativa de la EPR esté definida a satisfacción del Banco y demostrada la viabilidad financiera de la empresa, así como presentado y acordado un Plan de Negocios que defina parámetros de medición de la eficiencia operativa y financiera de la EPR y que se incluyan los mecanismos previstos de cobro correspondiente de sus servicios.

## **2. Estructura empresarial**

- 4.6 La estructura empresarial de la EPR en la que en su inicio participan en su accionariado las EVI nacionales de cada uno de los países, mas otros socios extraregionales, podría ser una limitante

a la neutralidad misma de la red y crear potenciales conflictos de interés al mantenerse estas empresas como socias de la EPR. Se espera que en la medida que se avanza en el proceso de creación del mercado regional, y se continúa con la implantación de los procesos de reforma a los subsectores eléctricos en cada uno de los países explicados en el Capítulo I, que estos potenciales conflictos de interés se vayan reduciendo. Sin embargo, los procesos de reforma de los sectores eléctricos no son homogéneos y marchan a distintos niveles, por lo que es poco factible que en el corto y mediano plazo se corrija esta situación. Se requiere también ir implementando medidas adicionales que atenúen dichos efectos, como son el asegurar que en la composición del Ente Operador de la Red (EOR) estén representados todos los agentes participantes del mercado, como se propone en el capítulo III de este informe.

- 4.7 Sería recomendable que, en la medida en que las EVI actuales se vayan desintegrando y se vayan creando, en el proceso, empresas de transmisión en los países, estas últimas se convirtieran en las accionistas naturales de la EPR y a las que se les debiera transferir los derechos de las EVI. En el marco de las reformas actuales y de los procesos que se adelanta, se prevé que en el corto plazo, dos empresas verticalmente integradas (EVI) (Costa Rica y Nicaragua) no llegarán a cambiar su estructura; en tres países (Panamá, Guatemala y El Salvador) una vez consolidadas las reformas habrá desintegración total de las actividades del subsector y se prevé la constitución de empresa de transmisión separadas; y en Honduras en forma parcial, separando solamente la distribución.
- 4.8 Adicionalmente, sería recomendable también limitar a los socios de la EPR su participación en actividades diferentes del negocio de transmisión para lo cual es conveniente establecer techos de participación en las actividades de generación y distribución de electricidad, que sean coherentes con las características actuales del mercado y con su evolución y con el mismo proceso de creación del mercado regional. **En base a lo anterior se recomienda como condición previa al primer desembolso del financiamiento, que el prestatario deberá presentar evidencia de que la CRIE ha dictaminado y aprobado los porcentajes iniciales máximos a que quedarán sujetos los agentes del MER y asumido la obligación de revisar anualmente dichos valores y establecer la reglamentación correspondiente.**

### **3. Concesión a la EPR**

- 4.9 Mediante el Tratado se establece que una vez ratificado el mismo por los respectivos países, se otorgará la concesión por cada uno de ellos a la EPR para la construcción y explotación de la red de interconexión. La viabilidad de la EPR como ejecutor y prestatario requiere que este proceso esté terminado. **El otorgamiento de la concesión por todos los países será una condición previa al desembolso de los recursos del financiamiento del Proyecto de**

Inversión para lo cual se deberá presentar copia de los contratos de concesión respectivos firmados con cada uno de los países del Istmo participantes en el proyecto.

#### **4. Remuneración de la EPR y viabilidad financiera**

- 4.10 La factibilidad financiera de la EPR requiere principalmente que se haya desarrollado y aprobado por parte del ente regulador (CRIE) la metodología y bases de remuneración de la red y su forma de aplicación a los agentes del mercado. Los lineamientos para la metodología y bases de la remuneración, deberán ser acordadas previamente en un protocolo que será aprobado por los gobiernos de los seis países de América Central.
- 4.11 La base metodológica para determinar el cargo variable y los cargos por capacidad y acceso para remunerar el uso de la red de interconexión, son tareas que van a ser ejecutadas en detalle con el apoyo de la cooperación técnica. De acuerdo a lo establecido en el Tratado, estos mecanismos deberán ser aprobados por la CRIE y la base tarifaria a definir deberá establecer un ingreso tarifario suficiente para cubrir los costos incurridos en la operación y mantenimiento de la línea, el servicio de la deuda, más una rentabilidad razonable sobre el patrimonio de los accionistas, sobre la base de un programa de inversión en la línea que refleja la solución óptima desde el punto de vista técnico-económico. **Como condición previa de los desembolsos del préstamo de inversión será necesario demostrar al Banco que se ha establecido y aprobado por la CRIE las bases y metodología de remuneración de la línea de transmisión de acuerdo con los principios establecidos en los protocolos al Tratado.**
- 4.12 La viabilidad financiera del proyecto se ha establecido en forma preliminar, sobre la base de un programa de inversión en una línea de transmisión de 230 kV circuito sencillo que se recomienda como solución óptima desde el punto de vista técnico y económico. En el Capítulo V se presenta el análisis correspondiente.

#### **5. Auditoría externa**

- 4.13 Los estados financieros auditados del proyecto, durante su período de ejecución, y de los Prestatarios (EPR y CEAC) durante la vida del préstamo el primero y durante la ejecución de la CT el segundo, deberán ser presentados al Banco dentro de los 90 días siguientes al correspondiente año calendario, siguiendo los procedimientos del Banco en esta materia. En el caso de la EPR, en consideración a las características del proyecto y por tratarse de una empresa recién creada, se recomienda además, la presentación en forma trimestral de Estados Financieros no auditados durante el período de ejecución del proyecto. **Se recomienda incluir las cláusulas contractuales estándares del Banco respectivas.**

6. Garantías

- 4.14 En lo que respecta al préstamo de inversión en las obras del Proyecto SIEPAC, los seis países del Istmo Centroamericano, participantes en el Proyecto, han acordado participar en forma igual en el capital de la sociedad, y también han acordado que el endeudamiento con los recursos provenientes del Banco será distribuido en montos iguales por cada país y otorgar las garantías soberanas correspondientes, en forma igual, equivalentes al financiamiento otorgado por el Banco. El mismo criterio anterior se aplica para los recursos y las garantías soberanas del componente de cooperación técnica reembolsable.

## V. VIABILIDAD Y RIESGOS

### A. Viabilidad Económica 6/

- 5.1 Los beneficios económicos que se tomaron en cuenta para sustentar la viabilidad económica del Proyecto fueron los siguientes: En relación a la situación sin las líneas de interconexión del Proyecto: (i) el ahorro de costos de inversión y operación/mantenimiento fijo en plantas de generación eléctrica; y (ii) el ahorro de costos de operación (principalmente combustibles) y mantenimiento variable y el valor de energía no servida.
- 5.2 Los costos del Proyecto son los costos de inversión y operación y mantenimiento fijo de las líneas de interconexión y las conexiones a las subestaciones asociadas.

#### 1. Solución de mínimo costo

- 5.3 Para determinar la solución de mínimo costo económico o máximo beneficio neto se tomaron en cuenta dos importantes fuentes de incertidumbre que afectan el dimensionamiento y la programación de la interconexión regional: (i) el nivel de coordinación de la operación y de la expansión de los sistemas eléctricos centroamericanos; y (ii) la tasa de crecimiento de la demanda.
- 5.4 Para la especificación del Proyecto, se definieron 8 escenarios cada uno representando un grado creciente de coordinación de la operación y la expansión de la generación, y un escenario de referencia basado en la expansión individual de los seis sistemas eléctricos y el nivel de coordinación de la operación permitido bajo las restricciones de las líneas de transmisión existentes y comprometidas hasta el año 2000. Para cada uno de estos escenarios de coordinación se analizó el plan de generación de mínimo costo correspondiente basado en un caso de crecimiento bajo de la demanda de potencia y energía (promedio regional de 4,4% entre 1996 y 2015) y un caso de crecimiento alto (6,7%). Con base en una revisión de los resultados de estos escenarios se concentró el análisis posterior en seis escenarios de coordinación/demanda cubriendo un rango amplio de posibilidades de desarrollo de la integración eléctrica regional en comparación a los escenarios de referencia

---

6/ Este análisis económico está basado en la información preliminar suministrada por los consultores. Lo que falta principalmente es información sobre los beneficios adicionales asociados a la posible extensión de la línea SIEPAC con un trazado conectando directamente a los sistemas eléctricos de Honduras con Guatemala hacia el norte además de la conexión hacia el sur entre estos dos países a través de El Salvador, ya incluido en el Proyecto. Este trazado de 318 km. entre la subestación El Cajón en Honduras y la Ciudad de Guatemala no afectaría la especificación más deseable de la capacidad y la programación de la inversión a través de la región (sección V.A.1). Se incluye más adelante (sección V.A.3) una sensibilidad confirmando que el costo adicional de este trazado propuesto no cambia las conclusiones del análisis de costo-beneficio del Proyecto (sección V.A.2). Se espera complementar y validar este análisis económico al recibir la información final a la brevedad.



para demanda baja y demanda alta. En los archivos de la Región 2 se encuentra el Anexo V-1 con la descripción de los escenarios que soportan este análisis.

- 5.5 Se consideraron una serie de opciones de inversión en red de transmisión regional: una o más líneas o circuitos a 230 kV (fortaleciendo las redes existentes a ese voltaje) o a más altos voltajes como 500 kV, o una combinación de los dos, instalando simultáneamente toda la capacidad requerida para el largo plazo o desplazando una parte de la capacidad hacia el futuro. También se consideraron opciones no homogéneas involucrando diferencias en la capacidad de transmisión en diferentes partes de la región.
- 5.6 Se tomaron en cuenta criterios de decisión bajo incertidumbre en la especificación del Proyecto porque ninguna de las opciones de inversión en red que fueron analizados minimiza los costos económicos (maximiza el resultado en términos de beneficios netos) a través de todos los escenarios de coordinación/demanda (tomando en cuenta además los riesgos de atrasos de los importantes nuevos proyectos de generación). <sup>7/</sup>
- 5.7 El análisis de los ahorros económicos netos atribuibles a cada opción de red bajo cada uno de los escenarios de coordinación/demanda revela la ventaja de instalar la infraestructura de transmisión que anticipe lo mejor posible la materialización de la demanda para capacidad de interconexión. Esta demanda depende del escenario, pero se notó que la especificación de la capacidad apropiada para diferentes niveles de demanda de interconexión es temporalmente separable. Cierta capacidad de transmisión (financiada por esta operación) podría satisfacer los requerimientos para la coordinación de los sistemas eléctricos en los años venideros, mientras que las plantas más grandes de generación regional, que posiblemente requerirían capacidad de transmisión adicional, no entrarían en servicio hasta el año 2008 o después según los escenarios de coordinación más ambiciosos. Por tanto, se adoptó una estrategia general de inversión flexible que permitiría captar los beneficios de la integración eléctrica en la medida que las fases de coordinación progresiva se materialicen. Se llegó a la conclusión de que la estrategia opuesta de instalar simultáneamente toda la capacidad de transmisión regional requerida para el largo plazo no solamente no responde a la necesidad de manejar los importantes riesgos del desarrollo del sistema interconectado en una manera suficientemente ágil, pero tampoco es económicamente rentable (bajo los escenarios de coordinación más conservadores).
- 5.8 El Anexo V-1 describe la lista final de opciones de inversión en la red regional que se tomaron en cuenta en la definición del

---

<sup>7/</sup> Los criterios de decisión bajo incertidumbre considerados fueron: (i) minimizar el máximo arrepentimiento (criterio Savage); (ii) maximizar el mínimo resultado; (iii) maximizar el promedio del máximo y el mínimo resultado (criterio Hurwicz) o el promedio de todos los resultados (criterio Bayes); y (iv) maximizar el máximo resultado. También se consideró el efecto de la aversión al riesgo en la toma de decisiones.

Proyecto. Todas estas opciones involucran desarrollo al voltaje de 230 kV instalando un circuito en el año 2000, y algunas opciones incluyen la posibilidad de agregar uno y aún dos más circuitos en el año 2008 (el primer circuito expande la capacidad de transferencia en la región en 300 MW y cada uno de los siguientes en 200 MW). Con base en simulaciones de la producción de los sistemas eléctricos de la región, se llegó a la conclusión de que solamente se podrían conseguir ahorros económicos pequeños aumentando la capacidad de transferencia por arriba de 500 MW. Por tanto, se pudieron eliminar las opciones de red involucrando voltajes más altos como 500 kV.

- 5.9 El anexo mencionado demuestra, para cada escenario, los ahorros económicos netos atribuibles al incremento en la capacidad de transferencia asociada a cada opción de inversión en red regional. Dado cada uno de los seis escenarios de coordinación con sus costos de inversión en generación regional fijos, estos ahorros netos consisten en la reducción en costos de operación producidos por cada opción en relación a los costos de operación bajo las restricciones de transmisión existentes, menos el costo correspondiente de inversión en nueva capacidad de transmisión. Esta consideración de opciones de red define para cada escenario la opción que produce el máximo ahorro neto incremental. Para alcanzar el máximo ahorro neto incremental, ningún escenario requiere una opción de inversión en red que expande la capacidad de transferencia por arriba de 500 MW.
- 5.10 Como parte del análisis de decisión bajo incertidumbre, se aplicó el criterio de minimizar el máximo arrepentimiento. Se calcula los arrepentimientos asociados a cada opción de red en relación al máximo ahorro neto incremental que se hubiera podido captar si se hubiera escogido la mejor opción de red correspondiente a cada escenario de coordinación. Se obtuvo que la opción de inversión en red que minimiza el máximo arrepentimiento, a través de todos los seis escenarios de coordinación, es la opción de construir una línea sencilla a 230 kV en el año 2000 anticipando la posible construcción posterior (año 2008) de una segunda línea sencilla a 230 kV, pero solamente si la materialización de una coordinación avanzada de la planificación de las adiciones de generación regional (de la forma de los escenarios 5 y 6) lo justifica. Si en los años venideros no se materializa ninguna coordinación de la planificación (escenario 1), o si el grado de coordinación de la planificación que se estuviese materializando fuera moderado (escenarios 2, 3 y 4), se reconocería que la construcción de la segunda línea no sería necesaria.
- 5.11 Bajo los escenarios 2, 3 y 4 se podrían conseguir los máximos ahorros netos incrementales con la opción de solamente desarrollar la primera línea de 230 kV. Bajo los escenarios 5 y 6, la segunda línea entrando en 2008 podría captar ahorros adicionales y esta opción de red produciría los máximos ahorros netos incrementales. El arrepentimiento de no contar con la opción de agregar la segunda línea en caso de la materialización de estos escenarios de

coordinación avanzada parece más significativo que el arrepentimiento de haber construido el Proyecto (solamente la primera línea) en caso de la falta de materialización de ningún proceso de coordinación de la expansión de la generación regional (escenario 1). Esta conclusión se fortalece considerando que no sería necesario agregar la segunda línea por todas partes de la región para poder captar un porcentaje alto de los ahorros adicionales disponibles. 8/ (Para proveer a los seis países la misma oportunidad de entrar en la actividad comercial del mercado eléctrico regional parece razonable arrancar con una capacidad de transferencia homogénea a través de toda la región para la primera fase de inversión.)

- 5.12 La única decisión requerida actualmente es la decisión de construir la primera línea. Pero los resultados del análisis sugieren la conveniencia de una estrategia de hacer previsiones para la adquisición de los derechos de paso necesarios para la posible construcción en el futuro de una segunda línea, paralela a la primera.
- 5.13 El riesgo de atrasos significativos en la construcción de los más importantes proyectos de generación regional que podrían justificar la instalación de un segundo circuito a 230 kV fortalece esta opción de inversión en relación a la alternativa de montar el primer circuito a 230 kV en torres suficientemente fuertes para soportar un eventual segundo circuito, alternativa cuyas ventajas disminuyen con la extensión del período entre las dos fases de inversión. 9/ Esta alternativa es significativamente más cara en términos de los requerimientos actuales de inversión, un punto no despreciable dado los limitantes fiscales de los países de la región en este momento. El desarrollo en fases de un doble circuito a través de Centro América también sufre de la desventaja de ser más susceptible a fallas simultáneas de los dos circuitos causadas por condiciones ambientales (por ejemplo, rayos) o por sabotaje. Por otro lado, existe la ventaja de un impacto ambiental levemente menor en relación a dos líneas paralelas y de una protección contra la posibilidad de enfrentar objeciones ambientales a la construcción de la segunda línea aún contando con los derechos de paso correspondientes. Juntando todas estas consideraciones estratégicas, la opción de construir una línea sencilla a 230 kV previendo la posible adición de una segunda línea en el futuro si el grado de coordinación regional lo requiere, parece la mejor especificación del Proyecto.

---

8/ La aplicación de los otros criterios de decisión bajo incertidumbre considerados en este análisis confirma esta conclusión: la misma opción es la preferida bajo todos los criterios con la excepción del criterio muy conservador de maximizar el mínimo resultado, en que esta opción sale segundo, después de la opción de no hacer ninguna nueva inversión.

9/ Aunque también se debe tomar en cuenta la posibilidad de adelantos en la disponibilidad de importantes proyectos de generación regional, consideraciones de aversión al riesgo en la toma de decisiones implican que se debería dar mayor peso por dólar de ahorros netos al efecto de los atrasos.

## **2. Análisis de costo-beneficio**

- 5.14 Para esta especificación del Proyecto, en que solamente se construiría la segunda línea bajo los escenarios 5 y 6, se cuantificaron los beneficios económicos totales de la coordinación (ahorros de inversión en generación más ahorros de operación) en relación al caso de referencia de inversión de los países individuales y coordinación de la operación limitada por el sistema de transmisión sin la nueva red de interconexión. Se confirmó la rentabilidad económica del Proyecto bajo todos los escenarios de coordinación regional menos el escenario 1, el más conservador de los seis.
- 5.15 Para los escenarios rentables (2 a 6), el valor actualizado de los beneficios netos del Proyecto se encuentran en el rango de US\$57 a US\$993 millones, y la tasa interna de retorno económico entre 14,9% y 33,1%. Basado en el promedio de los beneficios económicos netos anuales de todos los seis escenarios, una estimación central de la rentabilidad del Proyecto sería de 25,1%, con un valor actualizado de los beneficios netos de US\$381 millones.

## **3. Análisis de sensibilidad**

- 5.16 Se efectuó un análisis de sensibilidad de la viabilidad económica del Proyecto considerando un aumento de 20% en su costo de inversión. La rentabilidad económica del Proyecto se mantiene arriba del mínimo de 12% para cada uno de los escenarios 2 a 6 y también con base en el promedio de los beneficios netos anuales de todos los seis escenarios. La rentabilidad del Proyecto se sostiene suponiendo condiciones de crecimiento bajo de la demanda de energía eléctrica como en el escenario 2, el más conservador de los cinco escenarios que involucran coordinación de la planificación, y combinando la materialización de este escenario con la materialización de un sobre costo del Proyecto de 20%. 10/

## **4. Oportunidad de la inversión**

- 5.17 La oportunidad de la inversión depende claramente del momento de arranque de un proceso de coordinación sustancial de la operación de los sistemas eléctricos actuales. Si este proceso ha sido implantado a partir del año 2000, se verificó que no se justifica ningún atraso en la ejecución del Proyecto. Pero si los arreglos

---

10/ También se sostiene la rentabilidad del Proyecto agregando el costo adicional de aproximadamente \$39 millones (mitad del costo de un nuevo doble circuito, la otra mitad considerado como proyecto nacional) para el trazado propuesto conectando directamente a Honduras y Guatemala. En el peor de los casos, se podría suponer que el efecto de este trazado no reduce los beneficios por operación coordinada a través de la región bajo cada uno de los escenarios de coordinación/demanda (y muy posiblemente produciría beneficios adicionales significativos, por confirmar en el análisis final). Esto quiere decir que las conclusiones relacionadas a la rentabilidad del Proyecto se sostienen: los beneficios netos del más marginalmente rentable de los escenarios (escenario 2) se reducen en \$39 millones pero se mantienen positivos.

institucionales para el mercado eléctrico regional no han establecido la base para una coordinación efectiva que aumentaría considerablemente el nivel de intercambios entre los países en comparación con el nivel de los años recientes, se justificaría el atraso del Proyecto hasta que estas condiciones existan.

#### 5. Impacto distributivo

- 5.18 Se espera que el desarrollo del mercado eléctrico centroamericano redundará en la difusión de beneficios económicos sustanciales para los sectores de bajo ingreso de la región por la reducción del costo del servicio eléctrico a la población general, el aumento en su confiabilidad, y el fortalecimiento de su competitividad en relación a otros energéticos menos convenientes. La reducción del costo de adquisición de energía en bloque aumentará la viabilidad económica de proyectos de electrificación rural, neutralizando parcialmente el alto costo de inversión en redes de distribución. Sin embargo, como todos los proyectos de desarrollo de infraestructura física general, este proyecto no está **orientado explícitamente** a aliviar la pobreza ni a mejorar las condiciones económicas de los sectores de bajo ingreso. Igualmente, aunque se espera que el Proyecto producirá beneficios sustanciales para la mujer en la región centroamericana, no está explícitamente orientado a proveer dichos beneficios especiales.

#### B. Viabilidad técnica

- 5.19 La determinación del nivel de tensión y capacidad de transferencia de la red de interconexión se logró mediante la interacción de los estudios de factibilidad para la expansión de la generación y la expansión de la transmisión. De los distintos escenarios de coordinación estudiados, se obtuvieron los potenciales intercambios de potencia y energía entre países que podrían ocurrir.
- 5.20 Se establecieron entre los representantes de los países, los consultores y el Banco, criterios de confiabilidad mínimos que debería satisfacer el sistema eléctrico regional interconectado con el fin de poder establecer contratos de suministro firmes, dentro de la capacidad de transferencia de las redes, entre agentes del Mercado localizados en distintos países. Los estudios electro-técnicos fueron realizados con herramientas computacionales reconocidas a nivel mundial como probadas y adecuadas para este tipo de estudios.
- 5.21 Con el fin de lograr que la red que se estaba determinando fuera coherente con la estrategia de desarrollo en el largo plazo, se analizó la conveniencia de una tensión superior a 230 kV, aunque inicialmente se operara a 230 kV. La conclusión fue que para el desarrollo futuro de la interconexión regional no se justificaba una tensión superior.

- 5.22 En todos los países ya existe la tensión de 230 kV por lo que se tiene experiencia en su construcción, operación y mantenimiento. Además, la red que se construirá con el proyecto propuesto también servirá para fortalecer las redes eléctricas nacionales.
- 5.23 Sobre la base de lo expuesto y teniendo presente que durante los diseños se tomarán en cuenta los eventuales impactos sobre los equipos existentes (por ejemplo sobre el nivel de falla), así como la coordinación de aislamientos y especificaciones en general de los equipos, se considera que al nivel de los estudios de factibilidad efectuados, se ha comprobado que el proyecto es técnicamente factible.

C. Viabilidad institucional y financiera

1. Viabilidad Institucional

- 5.24 El marco legal e institucional en que se desarrollará el Proyecto ha sido establecido en el Tratado de interconexión, que es el documento jurídico que le da sustento a la creación del mercado eléctrico regional. Este marco legal ha tenido avances importantes con la firma por parte de los presidentes del Istmo del Tratado el 29 de diciembre de 1996, siendo ahora necesario su ratificación por parte de cada una de los poderes legislativos de los seis países. El Tratado a su vez, prevé la creación de los organismos regionales (CRIE, EOR y EPR), los cuales una vez fortalecidos permitirán tener una base organizacional y legal para el manejo del MER.
- 5.25 El desarrollo de la base institucional y de los organismos regionales requiere de un período de maduración y de apoyo para su creación y puesta en funcionamiento. Para ello se ha previsto en la presente operación la ejecución prioritaria de una cooperación técnica reembolsable con antelación a la ejecución de las obras de infraestructura de la línea, que incorpora los componentes necesarios de fortalecimiento para la creación de estos organismos regionales, para el desarrollo de la normativa del mercado, y de la transmisión regional, a través de los protocolos y reglamentos del mismo, acompañados de un componente de capacitación. Se estima que en base a este apoyo y una vez logrados los avances esperados en la CT, y cumplidos los hitos que en ella se han incorporado, se tendrá una organización legal e institucional razonable para la operación del mercado y la ejecución del proyecto.
- 5.26 Respecto a la viabilidad institucional de la EPR, se ha previsto un proceso de evolución gradual en su desarrollo, en la medida en que se avanza en la definición de los detalles de su constitución y fortalecimiento financiero tal como se indica en el Capítulo IV. Para ello, se han tomado las provisiones necesarias contractuales a fin de que antes del inicio de desembolsos del préstamo para las obras de infraestructura del Proyecto, se presentará a la consideración del Comité de Préstamos un informe demostrando el avance satisfactorio en el cumplimiento de la evolución

institucional de la EPR y de su desarrollo empresarial y financiero y el Plan de Negocios de la misma.

## 2. Viabilidad financiera

- 5.27 La factibilidad financiera de la EPR requiere por una parte, que se haya desarrollado y aprobado por parte del ente regulador (CRIE) la metodología y bases de remuneración de la red y su forma de aplicación a los agentes del mercado. Por otra parte, es necesario que los países, una vez ratificado el Tratado, le otorguen a la EPR la respectiva concesión para el desarrollo del Proyecto. Además, se requiere de un Plan de Negocios que demuestre, en base a lo anterior, y en base al esquema de financiamiento del Proyecto, su justificación financiera. **Estos eventos se han previsto como condiciones previas a los desembolsos del componente de inversión a fin de asegurar su puesta en vigencia en forma oportuna.**
- 5.28 La base metodológica para determinar el cargo variable y los cargos por capacidad y acceso para remunerar el uso de la red de interconexión, son tareas que van a ser ejecutadas en detalle con el apoyo de la cooperación técnica.
- 5.29 El esquema de financiamiento del Proyecto y de la EPR, está sustentado en principio sobre la base de la definición técnico-económica que se propone en este informe de una línea de transmisión de 230 kV circuito sencillo y sus respectivos costos, y considerando el plan de financiamiento del Proyecto propuesto. En este esquema se ha tomado en cuenta, a los efectos de comparación, los resultados que arroja la evaluación económica en el escenario mas conservador de todos los escenarios que incorporan coordinación de la planificación de la expansión de las plantas de generación.
- 5.30 En base a estos lineamientos, se estima que el nivel de ingresos anuales de operación necesarios promedio para cubrir los costos de operación y mantenimiento, servicio de deuda y un rendimiento sobre el patrimonio aportado por los socios del 12% en valor nominal, es de aproximadamente US\$22 millones (dólares de 1996). El valor presente de este ingreso anual es menor que el valor presente de los beneficios económicos generados en forma más conservadora por el escenario de coordinación 2. El valor presente de los beneficios de este escenario cubrirían un ingreso anual nivelado máximo de aproximadamente US\$47 millones, lo que permitiría un amplio margen de sensibilidad. Esto justificaría plenamente la factibilidad financiera del Proyecto. Tomando en cuenta un período de gracia de amortización de los préstamos hasta el año 2002, los beneficios económicos anuales a partir de 2003 cubrirían estos requerimientos en casi todos los años. En otras palabras, si se dan las condiciones de coordinación del escenario conservador 2, es claramente factible que los agentes de mercado generen ingresos anuales a la EPR suficientes para cubrir sus requerimientos financieros. Sin embargo, la viabilidad financiera de la EPR es necesario verificarla una vez se logren los acuerdos de los

respectivos socios respecto a su capitalización, se haya definido un Plan de Negocios de la empresa y se hayan establecido y aprobado por la CRIE los mecanismos y metodología de remuneración de la red de interconexión.

D. Viabilidad ambiental

- 5.31 El informe ambiental de esta operación fué aprobado por el Comité del Ambiente e Impacto Social (CESI) en su reunión del 4 de febrero de 1997. El informe contiene una matriz de condicionalidades ambientales a ser cumplidas antes del desembolso del préstamo de cooperación técnica y el de inversión.
- 5.32 Considerados: (i) los resultados de los análisis ambientales preliminares (EIA regional) ejecutados; (ii) el proceso de revisión y complementación de los estudios ambientales y la formulación detallada del plan de manejo ambiental acordado como cláusula contractual a desarrollarse durante la cooperación técnica; (iii) el condicionamiento del préstamo de construcción en el cumplimiento de las metas acordadas para la fase de cooperación técnica, (iv) la capacidad de gestión ambiental instalada, y a ser reforzada con el componente de fortalecimiento institucional incluido en el presupuesto de construcción y como condición contractual, y (v) la naturaleza misma de este tipo de proyecto de relativo bajo impacto ambiental, se considera este programa viable desde el punto de vista ambiental.

E. Beneficios y riesgos de la operación

- 5.33 Esta sección resume los beneficios y riesgos principales de esta operación.

1. Beneficios

- 5.34 Este proyecto da un impulso decisivo a la integración eléctrica centroamericana. La combinación de la implantación de arreglos institucionales para viabilizar un mercado de intercambios energéticos regionales y la instalación de una capacidad de transmisión suficiente para permitir un aumento sustancial en el nivel de dichos intercambios, estimulará un proceso de coordinación y competencia creciente a través de la región que generará grandes beneficios económicos relacionados al ahorro de costos de operación de los sistemas eléctricos y ahorro de sus costos de expansión. La evolución de mecanismos de mercado más abiertos, competitivos y sofisticados, y la eventual coordinación del desarrollo de grandes proyectos de generación de escala regional, permitirá el crecimiento progresivo de los beneficios de la integración energética.
- 5.35 Se vislumbra que al conocerse en la comunidad internacional sobre la aprobación del préstamo por parte del Banco, se dará una señal



inspiradora de confianza para que inversionistas privados inicien gestiones para concretar emprendimientos de generación de tipo regional y en distribución eléctrica. Otro beneficio, no cuantificado en detalle en la justificación del proyecto, consiste en el reforzamiento que recibirán las redes de transmisión eléctrica nacionales, lo que significará mayor confiabilidad y calidad en el suministro, menores pérdidas y, por lo tanto, menores costos a nivel nacional. Se espera que la conformación de un mercado de 35 millones de habitantes con necesidades significativas de cubrimiento de demanda, con reglas claramente establecidas para la entrada y competencia de nuevos participantes, atraerá las inversiones necesarias y en condiciones adecuadas para materializar las adiciones de generación requeridas.

- 5.36 Entre los beneficios económicos buscados en este proyecto de integración energética es el ahorro en el consumo de derivados de petróleo usados en la generación de electricidad. Además de bajar el costo del servicio eléctrico, esto podría contribuir a reducir la vulnerabilidad de la región a choques petroleros internacionales y mejorar sus términos de intercambio. Los ahorros del Proyecto implican cambios significativos en los flujos financieros con el exterior no solamente relacionados a la factura petrolera sino también a las inversiones requeridas para la expansión del sector eléctrico. El Proyecto también representa el establecimiento de una nueva fuente de flujos financieros importantes entre los países de la región.
- 5.37 El Proyecto también tiene implicaciones para el proceso de integración comercial centroamericano y las políticas de apertura comercial. La reducción esperada en el costo del servicio eléctrico, producto de la coordinación de la operación y la expansión de los sistemas, contribuirá a la estimulación del aparato productivo centroamericano y la actividad comercial intra-regional. También contribuirá al proceso de ajuste estructural eficiente de las economías y las actividades productivas frente al reto de la apertura comercial extra-regional. La armonización de precios e impuestos de combustibles usados en la generación eléctrica, la eliminación de impuestos al tránsito regional de electricidad, la posible armonización futura de cargos de red a través de la región, el desarrollo de mecanismos de pago que resuelven las deficiencias pasadas en los sistemas de garantía y compensación aplicables al comercio eléctrico regional 11/, y la remoción de otras barreras legales, económicas y financieras no solamente contribuirán a la eficiencia del nuevo mercado eléctrico regional sino también serán precedentes alentadores para el avance de iniciativas comparables para liberalizar y estimular el comercio

---

11/ Han habido problemas en el pasado relacionados a los pagos para la compra de energía eléctrica en la región (la experiencia difícil de Nicaragua es la más conocida). El desarrollo de mecanismos de garantía y compensación consistentes con arreglos generales para la liberalización cambiaría contribuirá a agilizar este comercio. A este momento, el Banco Mundial está explorando la posible implementación de un esquema de garantías para las transacciones de energía eléctrica en la región.

regional en otras industrias. Como parte de la cooperación técnica se diseñarán soluciones para superar estas barreras y lograr los objetivos antes indicados, y se **definirá la condicionalidad** a incluir en el contrato de préstamo del Banco.

## 2. Riesgos

- 5.38 Los riesgos principales de la operación se centran en posibles limitantes al grado de desarrollo del mercado eléctrico relacionados a la permanencia de estructuras de mercado tradicionales en los sectores eléctricos nacionales, posibles restricciones o desestímulos a la participación de nuevos inversores en el sector, y las posibles barreras al comercio regional antes descritas. Si estos limitantes se dan, podrían restringir el aprovechamiento de los beneficios de la coordinación de la operación y de la expansión de los sistemas eléctricos en condiciones competitivas. La condicionalidad para el primer desembolso del préstamo está orientada a minimizar estos riesgos porque requiere la implantación de una estructura institucional para gobernar el sistema regional y una estructura patrimonial de los activos del sistema consistentes con la evolución progresiva de un ambiente de mercado cada vez más abierto y competitivo.
- 5.39 Uno de los riesgos más importantes radica en la falta de autonomía y de orientación comercial con que funcionan las empresas eléctricas estatales. De no implementarse las reformas a la industria eléctrica nacional y de no transformarse la visión del papel para las empresas que permanezcan públicas, la creación de un mercado eléctrico competitivo será una iniciativa difícil de materializar. Uno de los retos importantes de este proyecto es como propiciar la evolución cada vez más competitiva del mercado regional en el contexto de una estructura de participación mixta incorporando tanto las empresas públicas como las nuevas empresas privadas.
- 5.40 La materialización de intercambios provenientes de la operación requiere un cambio profundo de enfoque en la asignación de costos y en la determinación de tarifas basadas en criterios de eficiencia económica y no de política. Para poder establecer el MER y por lo tanto, lograr los beneficios del proyecto, es necesario alcanzar esa reforma de visión de las actuales EVI. La condicionalidad para el primer desembolso incluye el cumplimiento de hitos importantes relacionados a la separación contable de las distintas áreas de negocio de las EVI, la introducción de elementos competitivos, la no transferencia de subsidios entre actividades (en el caso de las EVI), y la fijación eficiente de tarifas.
- 5.41 Otro riesgo importante para lograr el éxito en el funcionamiento del MER radica en la heterogeneidad de las estructuras de la industria eléctrica que resultarán de las reformas nacionales contempladas y la aplicación del principio de reciprocidad que permanece en el Tratado. Dicho principio puede conducir a que el

país con el mercado más cerrado sea el que establezca la pauta y por lo tanto a que aborte el MER. El equipo de proyecto insistió en la incorporación del concepto de no discriminación en el Tratado. La condicionalidad para el primer desembolso también incluye la aprobación de un protocolo al Tratado fortaleciendo la orientación comercial del funcionamiento del Ente Operador Regional.

- 5.42 Dado los posibles limitantes al desarrollo de la coordinación de la operación de los sistemas actuales bajo condiciones competitivas, un riesgo importante adicional es el establecimiento de un mercado dominado por intercambios de energía y potencia proviniendo de grandes nuevas plantas de generación, al mismo tiempo que las plantas existentes de los sistemas nacionales permanezcan protegidas de la competencia. El resultado podría ser un mercado regional económicamente ineficiente, con pocos participantes, y con el posible establecimiento de posiciones dominantes. Se podría aún cuestionar la conveniencia para la región de los arreglos de remuneración que serían necesarios si la capacidad y oportunidad del Proyecto dependiera de la entrada en servicio de unos pocos nuevos proyectos de generación cuyas exportaciones podrían bajar después de los años iniciales como resultado del crecimiento de la demanda doméstica de cada país, aumentando la necesidad de recurrir a altos cargos complementarios no relacionados al uso de la interconexión para cubrir sus costos financieros. Por tanto, la condicionalidad y el apoyo del Banco relacionados al desarrollo de un mercado sostenible y basado en la coordinación de los sistemas eléctricos existentes y la incorporación en él de todos los nuevos agentes, es vital.

## **RESUMEN DE LAS CONDICIONES CONTRACTUALES ESPECIALES**

### **Condiciones especiales previas a la firma de los contratos**

- (a) Los estatutos de la EPR deberán especificar, entre otras cosas, que: (1) ningún accionista de la EPR puede tener intereses directa o indirectamente en el Mercado Eléctrico Regional como generador o distribuidor de electricidad que exceda el porcentaje de su capacidad instalada, certificada ante la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), que éste último haya establecido para este fin; (2) la EPR se constituye con carácter de una sociedad anónima, de carácter privado, con participación mayoritaria pública, en la que ningún accionista posea directa o indirectamente mas del 15% del total del capital social de la empresa ni de ninguna clase de acciones con derecho a voto; y (3) los mecanismos de protección de los accionistas minoritarios.
- (b) presentar a satisfacción del Banco, una propuesta y la forma de su implementación, previamente aprobada por su Junta Directiva, sobre la operación y mantenimiento de la red del SIEPAC que garantice la aplicación de los principios de transparencia, neutralidad y no discriminación en el acceso a la red por los agentes del mercado.

### **Condiciones especiales previas al primer desembolso**

El primer desembolso del Financiamiento está condicionado a que se cumplan, a satisfacción del Comité de Préstamos, los siguientes requisitos relacionados con el cumplimiento de los hitos principales de la cooperación técnica, con el fin de establecer y poner en funcionamiento el Mercado Eléctrico Regional:

- (a) que el Prestatario ha presentado al Banco:
  - (i) evidencia de que se ha cumplido con los hitos relacionados con la operación coordinada que se establecen a continuación:
    - (A) se han identificado las barreras que impiden profundizar la coordinación de la operación, se ha diseñado una estrategia para superarlas gradualmente, incluyendo una etapa temporal que permita avanzar en la operación coordinada y se ha formalizado un protocolo, que establece las normas y medidas para superarlas;
    - (B) se han identificado, diseñado o adquirido y puesto en funcionamiento los procedimientos y herramientas (medición, comunicaciones, modelos de simulación), necesarias para implantar la coordinación de la operación de los sistemas eléctricos de los seis países participantes;

- (C) se ha constituido el Comité de Interconexión Eléctrica (CIE) y esté coordinando la operación de los sistemas interconectados de la Región; y
- (D) se han materializado de manera acumulada en un período de 12 meses consecutivos intercambios originados por transacciones de energía económica entre agentes localizados en distintos países por al menos 450 GWh. Al menos el 50% de estos intercambios deben originarse con base en acuerdos suscritos entre las empresas eléctricas de la región;
- (ii) evidencia, incluyendo los estatutos orgánicos respectivos, que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica ("CRIE") y el Ente Operador Regional ("EOR") han sido creados, localizados, reglamentados y puestos en funcionamiento. En el caso del EOR, deberá presentarse también un esquema de composición de la Junta Directiva, satisfactoria al Banco, que asegure que ésta está formada por representantes de las agrupaciones de generadores, de distribuidores, de empresas de transmisión, de grandes consumidores y de los gobiernos, todos en forma equitativa, bajo un esquema de sociedad sin fines de lucro;
- (iii) evidencia de que los Países Participantes hayan aprobado y estén aplicando el protocolo o los protocolos sobre el funcionamiento del MER y la introducción de competencia en el cual deberá establecerse todos los principios del despacho, mercado "spot", contratos bilaterales y los lineamientos técnicos del MER. Además, dicho(s) Protocolo(s) deberá(n) incluir:
  - (A) la definición de los porcentajes mínimos a abrir en el MER con metas de tiempo para el suministro de la demanda de cada país, para un horizonte de tiempo de al menos seis años después del año de inicio de desembolsos del Financiamiento. Para el año inicial de desembolsos el porcentaje será de por lo menos el doce por ciento (12%). Para ello los países deberán presentar al Banco evidencia de haber autorizado a sus distribuidores y grandes consumidores a licitar la participación regional en la adquisición de dicho monto; y
  - (B) evidencia de la separación contable por segmento de actividad y la creación de unidades de negocios separadas en todas las empresas eléctricas de la región de América Central cuya estructura empresarial se mantenga como Empresa Verticalmente Integrada ("EVI") y evidencia de la eliminación de subsidios cruzados entre actividades;
- (iv) evidencia de que los Países Participantes han aprobado y están aplicando el protocolo de metodología y cargos por conexión y uso de la red que aseguran que el Proyecto se pague por sí

mismo y que no ocurran subsidios cruzados entre países, incluyendo la forma en que los agentes deben pagar por la conexión y uso de la red aún cuando se trate sólo de agentes en un mismo país;

- (v) evidencia que se ha constituido legalmente el Centro Regional de Coordinación y Transacciones (CRCT) del EOR;
- (vi) los diseños y pliegos de licitación para el CRCT previamente aprobados por el Banco y conforme los protocolos del funcionamiento del MER;
- (vii) evidencia de que los siguientes instrumentos o documentos han sido debidamente adoptados y puestos en vigencia:
  - (A) las normas para la concesión de la red al Prestatario, por los seis Países Participantes y las normas aplicables a la EPR, sobre la adquisición de derechos de tierras donde se construirán las obras del Proyecto, incluyendo la definición del mecanismo de contratación para la operación y mantenimiento de la red del Proyecto SIEPAC;
  - (B) la normativa para el desarrollo de proyectos de generación regional; y
  - (C) las normas aplicables a la EPR sobre la adquisición de bienes y servicios;
- (viii) evidencia de la aprobación por parte de la CRIE, de la metodología y bases de remuneración de la red y su forma de aplicación a los agentes del MER, y los procedimientos para calcular los cargos por conexión y uso de la red;
- (ix) evidencia de que la CRIE ha: (A) dictamando y aprobado los porcentajes iniciales máximos de la capacidad instalada de un agente del MER, certificada por la CRIE, que representa el nivel máximo permisible de sus intereses directas o indirectas en el MER como generador o distribuidor de electricidad; y (B) asumido la obligación de revisar anualmente dichos valores y establecer la reglamentación correspondiente;

#### **Condiciones especiales para la ejecución del Proyecto**

- (a) Debido a la complejidad del Proyecto y a los efectos de asegurar uniformidad en todos los equipos, la realización del diseño y construcción de las obras de transmisión, será llevado a cabo mediante la modalidad de un solo contrato del tipo llave en mano, que se adjudicará mediante licitación pública internacional, de conformidad con lo establecido en esta Cláusula, salvo que las partes lo acuerden de otra manera con base en criterios técnicos y económicos.

- (b) El Prestatario se compromete a presentar al Banco dentro del plazo de dos (2) años contados a partir de la terminación de la construcción de la red, los resultados del análisis del funcionamiento de todos los componentes del Proyecto, comparándolos con lo previsto en los estudios y diseños de los mismos. En el caso que se encuentren condiciones adversas y desviaciones importantes en relación a los parámetros iniciales del diseño, el Prestatario deberá definir las medidas correctivas, así como el programa de trabajo para su implantación.
- (c) Anualmente durante la ejecución del Proyecto, se llevarán a cabo reuniones en las que deberán participar el Banco, la CRIE, el EOR, la EPR y los demás cuya participación sea necesaria de acuerdo con la agenda acordada entre las partes, para evaluar los resultados obtenidos del Proyecto durante el año anterior, sobre la base de el informe inicial y los informes de progreso del Proyecto, y revisar la programación de las actividades del Proyecto para el año siguiente. En caso de que algunas metas o acciones no hubieran sido cumplidas, se evaluarán las causas y se recomendarán las medidas correctivas necesarias, comprometiéndose la EPR a tomar acciones para implementar las recomendaciones durante el año siguiente; y
- (d) En adición a las reuniones de evaluación anuales mencionadas en el inciso (c) anterior, al final del segundo año, se evaluarán el avance de la ejecución, las propuestas resultantes de los estudios financiados por el Proyecto y los mecanismos propuestos para asegurar la sostenibilidad del Proyecto.
- (e) Dentro del plazo de doce (12) meses, el Prestatario deberá presentar una versión preliminar de los Estudios de Impactos Ambientales (EIA) nacionales sometidos a revisión de las autoridades ambientales competentes y al público en general para discusión y comentarios; y
- (f) Dentro del plazo de doce (18) meses, el Prestatario deberá presentar una versión final de los EIA nacionales incluidos los Planes de Manejo Ambiental (PMA) correspondientes. Estos últimos contendrán por lo menos los siguientes componentes: (i) planes de creación y/o consolidación de la capacidad de gestión ambiental de las entidades eléctricas a nivel nacional para el seguimiento del Proyecto SIEPAC; (ii) planes de mitigación de impactos directos; (iii) planes de mitigación de impactos indirectos e impactos sobre áreas protegidas o frágiles; (iv) plan de contingencia y emergencia; (v) planes de reubicación y reasentamiento cuando fuera necesario; y (vi) plan de seguimiento y monitoreo ambiental durante la fase de construcción y operación de la línea.

**SISTEMA DE INTERCONEXION ELECTRICAPARA LOS PAISES DE AMERICA CENTRAL(SIEPAC)  
CREACION DEL MERCADO ELECTRICOREGIONAL PARA JUSTIFICAR LA CONSTRUCCION DE LA RED SIEPAC**

**MARCO LOGICO**

|   | <b>Indicadores</b>   | <b>Medios de<br/>verificación/institución o<br/>persona responsable de la<br/>verificación</b>   | <b>Suposiciones imp</b>   |
|---|--|--|---|
| <p>creación, organización y puesta en operación del Mercado Eléctrico Regional (MER) en América Central, estableciendo las condiciones mínimas de desarrollo que permitan tomar la decisión de la construcción de la red de interconexión SIEPAC.</p>   | <p>Información demostrando progreso en el desarrollo del MER. Información cuantitativa y cualitativa incluyendo estudios de mercado, estadísticas de operación de los sistemas eléctricos, descripción de metodologías y procedimientos, mediciones físicas de indicadores del grado de coordinación de estos sistemas y concreción de acuerdos y reglamentos regionales.</p>  | <p>Información mostrando cumplimiento con la condicionalidad del financiamiento para la construcción de la red SIEPAC suministrada por el Ejecutor de la Cooperación Técnica Regional (CTR) apoyando el establecimiento del MER y por las entidades regionales que se crearán.</p>   | <p>La ejecución de la Cooperación Técnica Regional y la operación del MER y organismos regionales como paso prioritario e indispensable para el desarrollo del sistema de interconexión SIEPAC.</p> |
| <p>Desarrollo del Mercado Eléctrico Regional</p> <p>Los países de América Central han aprovechado de una gran cantidad de las oportunidades existentes para desarrollar sus sistemas eléctricos. Los más importantes logros pasados entre los países de la región fueron el aumento de la disponibilidad sobrante de energía eléctrica durante los primeros años después de la ejecución de grandes proyectos, como Arenal y El Estero Negro, que herramientas de planificación operativa y la coordinación de la operación de los sistemas eléctricos fueron transferidas a la región a través del Sistema de Interconexión SIEPAC, hasta ahora no se han aprovechado. Existen enlaces de transmisión a 230 kV entre Guatemala y El Salvador en el norte y Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá en el sur. La falta de aprovechamiento de las oportunidades de coordinación de la operación explica por la existencia de barreras técnicas, legales, económicas y financieras que deben ser sueltas a través de la CTR para poner el sistema en operación.</p> | <p>Existen cuatro categorías generales de indicadores del progreso de la región centroamericana en la creación, organización y puesta en operación del MER:</p> <p>a) Indicadores del desarrollo de las reglas, procedimientos y metodologías necesarias del punto de vista físico y comercial para la puesta en marcha de la operación coordinada y para superar las barreras legales, económicas y financieras;</p> <p>b) Indicadores del establecimiento de las instituciones necesarias para operar y regular el MER;</p> <p>c) Indicadores de la competencia, del desarrollo eficiente del MER y del progreso en la reforma de los sectores eléctricos y las empresas nacionales;</p> <p>d) Indicadores del desarrollo de la empresa para desarrollar la red, la Empresa Propietaria de la Red (EPR), el Prestatario de los recursos para la construcción de la línea SIEPAC.</p> | <p>El Ejecutor presentará al Banco la información (complementada por la información presentada por los organismos regionales para operar, regular y desarrollar la red) para verificar cada categoría de indicadores de progreso por medio de informes periódicos y una justificación final del cumplimiento de las condiciones del préstamo para la infraestructura de la red SIEPAC. El contrato para este préstamo especificará el derecho del Banco de determinar si se ha cumplido satisfactoriamente con esta condicionalidad, en forma y sustancia.</p> | <p>El Ejecutor de la CTR deberá demostrar un grado de progreso en relación a las actividades de cada uno de estas categorías satisfactorio al Comité de Préstamos del Banco.</p>                    |



|  | Indicadores   | Medios de verificación/institución o persona responsable de la verificación  | Sup<br>imp  |
|--|---|--|---|
| <b>ADOS</b><br><br>en el Desarrollo de Reglas, Procedimientos y Metodologías para Iniciar la Operación y para Superar Barreras Legales, Económicas y Financieras<br><br>en la resolución de barreras:<br>ción de los precios e impuestos aplicables a los combustibles usados en la generación<br>ón de impuestos al tránsito regional de electricidad;<br>o de mecanismos de pago que resuelven las deficiencias en los sistemas de garantía y<br>ación para el comercio regional de electricidad;<br>ación de los requerimientos de autorizaciones gubernamentales para la compra de<br>bles, el acceso a divisas, etc., que limitan los intercambios entre las empresas estatales.<br>ación de nuevos procedimientos y sistemas de comunicación entre los centros de despacho<br>nuevos sistemas de medición de los intercambios entre los países de la región y herramientas<br><br>ón por parte de las empresas eléctricas y puesta en operación del Centro Temporal de<br>(CTO) y el Comité Temporal de Interconexión (CTI) para promulgar la coordinación de la<br>el corto plazo antes de la creación del Ente Operador Regional (EOR) y la Comisión<br>Interconexión Eléctrica (CRIE).<br>amiento de las reglas para la certificación de agentes de mercado.<br>ra aplicar sanciones a los agentes de mercado y resolver controversias.<br>amiento de esquemas armonizados para medir los costos de generación y transmisión en cada<br>ase para el desarrollo del sistema de despacho regional.<br>entos para el despacho regional de energía, con base en costos auditados u ofertas de precio,<br>oir contratos y para hacer el "settlement".<br>coordinación entre el CTO (y posteriormente el EOR) y los centros de despacho nacionales,<br>os técnicos para el despacho de las unidades de generación y la coordinación hidrotérmica,<br>onales para mantener márgenes de reserva y la seguridad, continuidad y calidad del servicio<br>o estados coordinados, regulación frecuencia-potencia.<br>del mecanismo de remuneración de las inversiones en la red interconectada basado en cargos<br>argos por capacidad conectada y disponibilidad, compatible con los cargos relacionados a las<br>ales. | <p>Previo al primer desembolso del préstamo para la red presentar al Comité de Préstamos:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1. Evidencia de la identificación de las barreras legales, económicas y financieras que impiden profundizar la coordinación y formalización de un protocolo que establece las normas y medidas para superarlas.</li><li>2. Evidencia de la identificación, diseño, adquisición y puesto en funcionamiento de los procedimientos y herramientas (medición, comunicaciones, modelos de simulación) necesarios para implantar la coordinación de la operación de los sistemas eléctricos de los seis países participantes.</li><li>3. Evidencia de la constitución del CTO y el CTI.</li><li>4. Información cuantitativa mostrando la evolución de los niveles de intercambios físicos entre los países de la región, específicamente, que se ha materializado de manera acumulada en un período de 12 meses consecutivos, intercambios originados en transacciones de energía económica entre agentes localizados en los distintos países, por al menos 450 Gwh. Al menos el 50% de estos intercambios debieran originarse en base a acuerdos entre las empresas eléctricas de la región.</li></ol> | <p>Informes periódicos e informe final del Ejecutor de la CTR orientados a demostrar cumplimiento con la condicionalidad en estas áreas.</p> | <p>El de<br/>estas<br/>metod<br/>reform<br/>ticas<br/>las m<br/>relaci<br/>inicio<br/>proce<br/>coord<br/>regio<br/>Tamb<br/>contr<br/>establ<br/>proce<br/>para<br/>funci<br/>la via<br/>financ<br/>come<br/>institu<br/>arreg<br/>MER</p> |

|   | Indicadores  | Medios de verificación/institución o persona responsable de la verificación  | Suposición importada   |
|---|--|--|--|
| <p>amiento de las Instituciones para Operar y MER</p> <p>o del estatuto orgánico del EOR: participación ento de la Junta Directiva, sistema de ón y operación representando las agrupaciones e mercado por actividad, organización, to, funciones, interrelación con los despachos bicación del EOR y del Centro Regional de n y Transacciones (CRCT). Establecimiento ce meses después de la ratificación del Tratado Mercado Eléctrico de América Central (el</p> <p>de la infraestructura para el despacho planificación indicativa y los sistemas de técnica y comercial (hardware y software); de los funcionarios de la EOR.</p> <p>o del estatuto orgánico de la CRIE:</p> <p>to del Directorio, organización, financiamiento, poderes regulatorios anti-monopólicos y de mercado, determinación de límites en la en actividades de generación y distribución los agentes del MER incluyendo los socios a EPR, interrelación con los entes regulatorios bicación, procedimientos para audiencias establecimiento de la CRIE seis meses después ción del Tratado.</p> <p>ón de los funcionarios de la CRIE y desarrollo idades de infraestructura y sistemas de</p> | <p>Previo al primer desembolso del préstamo para la red presentar al Comité de Préstamos:</p> <p>1. Evidencia que el poder legislativo de cada uno de los países participantes ha ratificado el Tratado, suscrito entre los países participantes el 29 de diciembre de 1996, y que se encuentren depositados los instrumentos correspondientes en la Secretaría General del Sistema de Integración Centroamericana (SICA).</p> <p>2. Evidencia, incluyendo los estatutos orgánicos respectivos, que el EOR y la CRIE han sido creados, localizados, reglamentados y puestos en funcionamiento. En el caso del EOR, deberá presentarse también un esquema de composición de la Junta Directiva, satisfactoria al Banco, que asegure que éste está formado por representantes de las agrupaciones de generadores, de distribuidores, de empresas de transmisión, de grandes consumidores y de los gobiernos, todos en forma paritaria y bajo un esquema de sociedad sin ánimo de lucro.</p> <p>3. Evidencia de que se ha legalmente constituido el CRCT del SIEPAC y presentación de los diseños y pliegos de licitación conforme con los protocolos del funcionamiento del MER, descritos a continuación.</p> | <p>Informes periódicos (complementada por información del EOR y de la CRIE) e informe final del Ejecutor de la CTR demostrando cumplimiento con la condicionalidad relacionada a estas entidades regionales.</p> | <p>La creación apropiada del EOR, la CRCT y representa un factor vital para el éxito</p> |

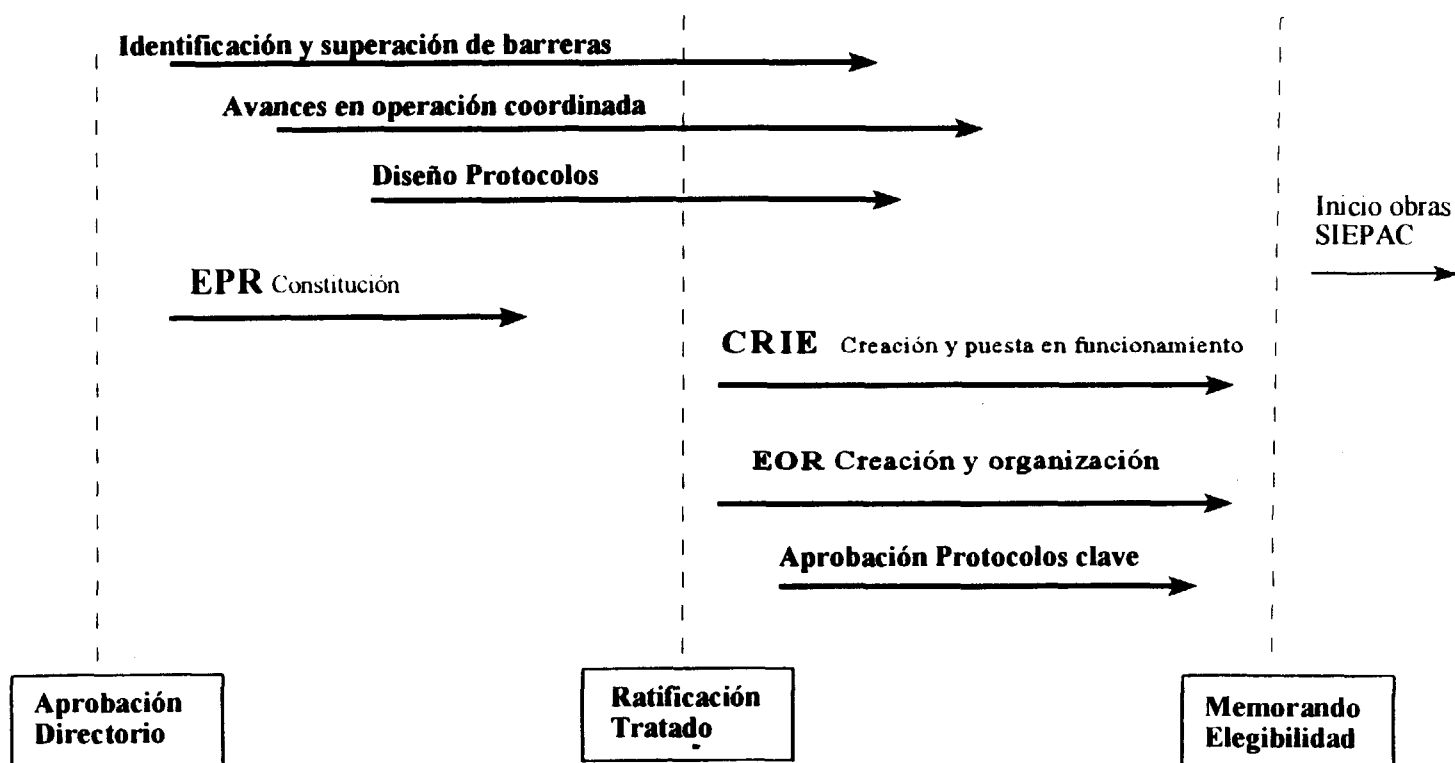
|  | Indicadores   | Medios de verificación/institución o persona responsable de la verificación   | Suposición importante   |
|--|---|---|---|
| <p>o del MER y de la Competencia y Progreso en de los Sectores Eléctricos y las Empresas</p> <p>hacia la apertura de oportunidades de directa de energía en el mercado regional por distribuidoras y grandes consumidores.</p> <p>nimiento de sistemas para la separación contable de la generación, transmisión y distribución de eléctricas integradas.</p> <p>tación de esquemas para racionalizar tarifas on base en costos económicos y eliminación de cruzados.</p> <p>en la armonización de los cargos de red los sistemas eléctricos de la región.</p> <p>en la reorientación comercial o corporatización esas eléctricas.</p> <p>implementación de reformas de la estructura res eléctricos en la dirección de separar las de transmisión, generación y distribución.</p> | <p>Previo al primer desembolso del préstamo para la red presentar al Comité de Préstamos:</p> <p>1. Evidencia de que los países participantes hayan aprobado y estén aplicando el protocolo o los protocolos sobre el funcionamiento del MER y la introducción de competencia en el cual deberá establecerse todos los principios del despacho, mercado spot, contratos bilaterales y los lineamientos técnicos del MER. Además, dicho(s) protocolo(s) deberá(n) incluir:</p> <p>a) la definición de los porcentajes mínimos a abrir en el MER con metas de tiempo para el suministro de la demanda de cada país, para un horizonte de tiempo de al menos seis años después del año de inicio de desembolsos del financiamiento de la línea SIEPAC. Para el año de inicio de desembolsos el porcentaje será de por lo menos 12%. Para ellos los países autorizarán a sus distribuidoras y grandes consumidores haber licitado en la región dichos porcentajes.</p> <p>b) Evidencia de la separación contable por segmento de actividad y la creación de unidades de negocio separadas en todas la empresas eléctricas de la región cuya estructura empresarial se mantenga como empresa verticalmente integrada y evidencia de la eliminación de subsidios cruzados entre actividades.</p> <p>2. Evidencia de que los países de la región hayan aprobado y estén aplicando el protocolo de metodología y cargos por conexión y uso de la red que aseguren que la línea SIEPAC se pague por sí mismo y que no ocurran subsidios cruzados entre países, incluyendo la forma en que los agentes deben pagar por la conexión y uso de la red aún cuando se trate solo de agentes en un mismo país.</p> <p>3. La normativa para el desarrollo de proyectos de generación regional.</p> | <p>Informes periódicos e informe final del Ejecutor de la CTR demostrando cumplimiento con la condicionalidad en estas áreas.</p> | <p>Se requerirá cierto mínimo en el desarrollo de la competencia en el mercado de la reforma de los sectores eléctricos y las empresas eléctricas como condición previa al desembolso del préstamo para la estructura. El desarrollo posterior de todas las actividades contribuirá a la evolución competitiva del MER.</p> |

|   | Indicadores  | Medios de verificación/institución o persona responsable de la verificación  | Suposición importada   |
|---|--|--|--|
| o de la Empresa para Desarrollar la Red | <p>Previo a la firma de los contratos para la red SIEPAC presentar al Comité de Préstamos:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Los estatutos del Prestatario (representación legal) que especifica que ningún accionista puede tener intereses en el MER como generador o distribuidor que exceda el porcentaje de capacidad instalada que le apruebe la CRIE, que la EPR sea de carácter privado, con participación mayoritaria pública, en la que ningún accionista posea más del 15% del total del capital social o de acciones con derecho de voto, y los mecanismos de protección de los accionistas minoritarios.</li> <li>2. Una propuesta sobre la operación y mantenimiento de la red SIEPAC (transferencia de acciones en la EPR a empresas de transmisión o contratación de la operación y mantenimiento u otras medidas) que garantice la aplicación de los principios de transparencia, neutralidad y no discriminación en el acceso a la red por los agentes del mercado.</li> </ol> <p>Previo al primer desembolso del préstamo para la red presentar al Comité de Préstamos:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Evidencia de que la CRIE ha fijado los porcentajes iniciales máximos para los agentes del MER.</li> <li>2. Otorgamiento por parte de cada uno de los países de la concesión a la EPR para la construcción y explotación de la red y las normas correspondientes.</li> <li>3. Evidencia definiendo, a satisfacción del Banco, la estructura administrativa de la EPR, demostrando la viabilidad financiera de la empresa, presentando un plan de negocios con parámetros de eficiencia operativa y financiera, y detallando los mecanismos de cobro.</li> <li>4. Evidencia de aprobación por la CRIE de las bases de remuneración de la red y los procedimientos para calcular los cargos por conexión y uso de la red.</li> <li>5. Las normas para la EPR sobre la adquisición de derechos de tierras para construir las obras.</li> <li>6. Las normas aplicables a la EPR sobre la adquisición de bienes y servicios.</li> </ol> | <p>Evidencia presentada por la EPR e informes periódicos e informe final del Ejecutor de la CTR demostrando cumplimiento de la condicionalidad en estas áreas.</p> | <p>El progreso del desarrollo de la EPR garantizará no discriminatorio SIEPAC y al mercado eléctrico regional.</p> |

## SIEPAC - Secuencia e hitos del proceso

### Cooperación Técnica:

- \* Eliminación Barreras
- \* Operación Coordinada
- \* Creación del EOR y de la CRIE
- \* Diseño y aprobación protocolos clave



**APOYO AL PROYECTO DEL SISTEMA DE INTERCONEXION ELECTRICA PARA LOS PAISES  
DE AMERICA CENTRAL (SIEPAC)**

(CA-0007)  
(TC-9702186)

**RESUMEN EJECUTIVO**

**PRESTATARIO:** Consejo de Electrificación de América Central (CEAC)

**GARANTE:** Los seis países del Istmo Centroamericano: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

**ORGANISMO EJECUTOR:** CEAC

**MONTO Y FUENTES COOPERACION TECNICA:**

|                             |                          |
|-----------------------------|--------------------------|
| BID: <b>Préstamo</b>        | US\$ 9,9 millones (CO)   |
| BID: <b>No Reembolsable</b> | US\$ 5,0 millones (FOE)  |
| Aporte local:               | <u>US\$ 1,5 millones</u> |
| Total:                      | US\$16,4 millones        |

**PLAZO Y CONDICIONES FINANCIERAS CT REEMBOLSABLE:**

|                         |   |
|-------------------------|---|
| BID: Capital Ordinario  | US\$9,9 millones                              |
| Plazo de Amortización   | 25 años                                       |
| Período de desembolso   | 5 años  |
| Tipo de interés         | variable                                      |
| Inspección y Vigilancia | 1%  |
| Comisión de crédito     | 0,75%   |
| Moneda:                 | Dólares de EUA bajo la facilidad Unimonetaria |

**PLAZOS CT NO REEMBOLSABLE:**

|                        |          |
|------------------------|----------|
| Período de Ejecución   | 36 meses |
| Período de Desembolsos | 42 meses |

**OBJETIVOS:** La Cooperación Técnica tiene como objetivo apoyar la formación y consolidación de un Mercado Eléctrico Regional (MER) para América Central mediante la creación y establecimiento de los mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que faciliten la participación del sector privado, particularmente en el desarrollo de las adiciones de generación.

**DESCRIPCION:** La Cooperación Técnica ha sido estructurada para ser ejecutada en dos etapas: (A) Corto Plazo, que tendrá como objetivo principal lograr la operación coordinada de los sistemas eléctricos nacionales, lo que requiere la eliminación de barreras y el establecimiento del organismo regional temporal que realizará, la operación coordinada del sistema eléctrico regional y la instalación de metodología y equipos. Esta etapa comprende los siguientes componentes:

(i) Asesoría general durante la organización del MER y del SIEPAC, (ii) Operación Coordinada, (iii) Costos de Producción y transporte, (iv) Mecanismo de Pago por la Transferencias y (v) Capacitación y seminarios de divulgación; (B) La segunda etapa comprende una serie de actividades tendiente a apoyar la creación de los organismos del mercado regional, especialmente la del Ente Operador Regional (EOR) y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica y el diseño y aprobación por los gobiernos de los protocolos clave para el funcionamiento del MER. Esta etapa incluye los siguientes componentes: (vi) Organización de la explotación económica: operación coordinada y métodos de despacho: el Ente Operador Regional, (vii) La regulación del mercado: Comisión Regional de la Interconexión Eléctrica (CRIE), (viii) Centro Regional de Coordinación y Transacciones; y (ix) Asesoría en aspectos ambientales

**CLASIFICACION  
AMBIENTAL:**

El CESI en la reunión del 4 de febrero de 1997 aprobó el Resumen Ambiental.

**BENEFICIOS:**

Con esta Cooperación se llevará a cabo una transición ordenada, gradual y eficaz de un sistema de mercados cuasi-independientes sin intercambios comerciales significativos a un mercado regional con una interconexión suficiente para transar montos importantes de energía. También se desarrollará la puesta en operación a corto plazo de aquellas transacciones comerciales que sean factible llevar a cabo con los recursos actuales de transmisión para luego evolucionar hacia el mercado regional integrado cuando esté en servicio la línea de interconexión del proyecto SIEPAC.

**RIESGOS:**

Los riesgos principales de la operación se centran en posibles limitantes al grado de desarrollo del mercado eléctrico relacionados a la permanencia de estructuras de mercado tradicionales en los sectores eléctricos nacionales, falta de gestión comercial por parte de las empresas estatales posibles restricciones o desestímulos a la participación de nuevos inversores en el sector, y las posibles barreras al comercio regional. Si estos limitantes se dan, podrían restringir el aprovechamiento de los beneficios de la coordinación de la operación y de la expansión de los sistemas eléctricos en condiciones competitivas. Sin embargo, estos riesgos se ven mitigados por la separación contable por segmento de actividad que llevarán a cabo las empresas que permanezcan verticalmente integradas y que será sujeta de auditoría por el ente regulador regional para evitar transferencias de costos entre segmentos de actividades, así como los porcentajes de la

demanda que las empresas distribuidoras y grandes consumidores deberán licitar de manera competitiva en el mercado regional, el progreso en la implementación de las reformas de los sectores eléctricos nacionales y la resolución de las barreras legales, económicas y financieras limitando los intercambios entre países.

**ESTRATEGIA DEL  
BID EN EL PAIS:**

El mandato del Octavo Aumento General de Recursos (OAGR) del Banco establece como prioridades la modernización del sector público y la integración. El documento de Programación Regional de Centroamérica (RP-CA) establece como un objetivo primordial, el fortalecimiento de la integración subregional. El cumplimiento de este objetivo requiere no sólo de una profundización del libre comercio intraregional sino también de la constitución de un área económica armonizada en materia de legislación comercial y marcos regulatorios. La Cooperación Técnica propuesta es consistente con los mandatos para la región y la estrategia de integración.

**CONDICIONES  
CONTRACTUALES  
ESPECIALES:**

Previo al primer desembolso de los recursos de esta Cooperación Técnica, se deberá tener evidencia que:

- a) El Prestatario haya presentado los convenios que ha suscrito con cada una de las empresas eléctricas de los seis países participantes en el Proyecto que son miembros del CEAC, sobre el uso de los ahorros derivados de la operación coordinada entre los países, para el repago del Préstamo y el compromiso de cada una de dichas empresas de aportar oportunamente los recursos adicionales que se requieren para la ejecución del Proyecto.
- b) Que el Prestatario haya constituido el Grupo directivo, integrado por representantes de los ministerios responsables del sector energético de cada país, del sector económico y de las empresas eléctricas de cada país participante; y el Comité de Programación y Evaluación, integrado por dos representantes de cada país, designados por los gobiernos que representarán al sector eléctrico y por representantes del Banco; y
- c) Se ha desarrollado un plan de acción con el presupuesto correspondiente de las actividades requeridas para finalizar los estudios ambientales a nivel de cada país y para la implantación de una capacidad de gestión y seguimiento ambiental a nivel de la EPR.

**Condiciones especiales para la ejecución del Programa de Cooperación Técnica:**



(a) dentro del plazo de seis (6) meses de la vigencia del convenio de cooperación técnica, el Prestatario deberá presentar un plan para la contratación y ejecución de un levantamiento fotogramétrico de puntos críticos de la línea de acuerdo a los planes nacionales y de una videografía de toda la línea de interconexión y ramales;

(b) Una vez constituidos la CRIE y el EOR, los países participantes deberán establecer un Protocolo que incluirá entre otros, un mecanismo de recargo por regulación a los agentes del mercado para asegurar los recursos necesarios para el repago de la deuda al Banco. Asimismo, el Organismo Ejecutor deberá presentar al Banco los convenios correspondientes firmados con el CRIE y EOR para el mismo pago.

(c) Los informes semestrales relativos a la ejecución del Proyecto deberán incluir una evaluación del cumplimiento del cronograma de trabajo acordado con el Banco. Con base en este informe el Organismo Ejecutor y el Banco acordarán los ajustes que sean necesarios a dicho cronograma y el Organismo Ejecutor deberá tomar las medidas necesarias para cumplir con el nuevo cronograma.

## **I. ANTECEDENTES Y OBJETIVOS**

- 1.1 El proyecto SIEPAC tiene como uno de su grandes objetivos, apoyar la formación y consolidación progresiva de un mercado eléctrico regional (MER) mediante la creación y establecimiento de los mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que facilite la participación del sector privado, particularmente en el desarrollo de las adiciones de generación. Debido al salto cualitativo que representa la creación de un mercado eléctrico regional, así como a lo reciente del nuevo paradigma de introducción de competencia en la industria eléctrica a nivel mundial, el equipo de proyecto ha recomendado que el Banco apoye de manera decidida a los países para lograr la formación y consolidación del MER en América Central mediante un programa de cooperación técnica.
- 1.2 El objetivo general del programa de cooperación técnica (CT) está fundamentado en la necesidad de asegurar una utilización adecuada de la línea de interconexión propuesta mediante el desarrollo del Mercado Eléctrico Regional. La efectividad de dicho mercado depende principalmente de factores de orden institucional, algunos de los cuales están contemplados dentro del Tratado, pero que en cualquier caso requieren de un desarrollo mayor con el objeto de poderlos plasmar en convenios normativos que aseguren el funcionamiento del mercado.
- 1.3 Las dificultades de tipo institucional que enfrentaría el mercado se originan en buena medida en la escasa experiencia que existe, inclusive a nivel mundial, en la operación de mercados como el propuesto en el contexto de la interconexión centroamericana; por esta razón se propone como enfoque básico el buscar la puesta en operación a corto plazo de aquellas transacciones comerciales que sea factible llevar a cabo con los recursos actuales de transmisión para luego evolucionar hacia el mercado regional integrado cuando esté en servicio la línea de interconexión del proyecto SIEPAC.

## **II. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA**

- 2.1 Para el logro de los objetivos el Programa de Cooperación Técnica propuesto incluye nueve componentes:
  - a. Asesoría general durante la realización del SIEPAC
  - b. Operación Coordinada: Centro Temporal de Operación (CTO)
  - c. Costos de Producción y Transporte
  - d. Mecanismo de Pago por las Transferencias
  - e. Capacitación y Seminarios de Divulgación
  - f. Organización de la explotación económica: operación coordinada y métodos de despacho: el Ente Operador Regional
  - g. La regulación del Mercado: Comisión Regional de la Interconexión Eléctrica (CRIE)
  - h. Centro Regional de Coordinación y Transacciones; y

- i. Asesoría en aspectos ambientales.
- 2.2 La Cooperación Técnica está concebida para llevar a cabo una transición ordenada, gradual y eficaz de un sistema de mercados cuasi-independientes sin intercambios comerciales significativos a un mercado regional con una interconexión suficiente para transar montos importantes de energía. Los siguientes hitos están orientados a identificar las etapas de avance del proyecto y, por otra parte, servirán para medir el cumplimiento de acuerdos contractuales para el desembolso de los préstamos:
- a. Identificación y eliminación de barreras legales, institucionales, administrativas y técnicas que impiden materializar los ahorros provenientes de coordinar la operación;
  - b. Identificación de factibilidad, tipo y cantidad de intercambios económicos con interconexiones existentes;
  - c. Organización de un Centro Temporal de Operaciones (CTO) y del Comité de Interconexión Eléctrica (CIE);
  - d. Inicio de la Operación Coordinada de los sistemas eléctricos y materialización de beneficios de la interconexión equivalentes a transacciones entre las empresas eléctricas manifestadas en intercambios de al menos 450 GWh acumulados en 12 meses consecutivos;
  - e. Entrada en vigencia del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional;
  - f. Organización de la entidad reguladora (CRIE);
  - g. Organización del Ente Operador Regional (EOR) y del Centro Regional de Coordinación y Transacciones;
  - h. Diseño y aprobación de los protocolos fundamentales del MER y de los cargos por conexión y uso de la red SIEPAC;
  - i. Operación del sistema interconectado regional.
- 2.3 Dado que un mercado eléctrico no puede surgir de manera espontánea, se ha diseñado un programa de cooperación técnica en fases. La primera fase consiste en lograr avances concretos y medibles sobre la operación coordinada. Esta fase de la cooperación técnica comprende el desarrollo de actividades sobre eliminación de barreras, planeamiento operativo para cuantificar con mayor precisión los ahorros, su origen y las medidas que son necesarias para materializarlos. La segunda fase comprende una serie de actividades tendiente a fortalecer las estructuras del mercado regional, especialmente la del Ente operador Regional (EOR) y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), así como a profundizar la operación coordinada.
- A. **Etapas I: Corto plazo**
- 2.4 Los componentes de esta etapa tendrán como objeto primordial lograr la operación coordinada de los sistemas eléctricos nacionales, lo que requiere del establecimiento del organismo regional temporal

que realizarla operación coordinada del sistema eléctrico regional.

- 2.5 Contempla la ejecución de una serie de acciones tendientes a permitir la inmediata implementación de la operación coordinada de los sistemas eléctricos de la región, mediante un reglamento de operación provisional, la asignación a uno de los centros nacionales de despacho la tarea de operar coordinadamente el sistema, el establecimiento de un mecanismo de pago de las transacciones y la creación y puesta en funcionamiento del Comité de Interconexión Eléctrica (CIE).

1. Componente No. 1: Asesoría general durante la organización del SIEPAC

- 2.6 **Objetivo:** Esta actividad está concebida como una asesoría de alto nivel a todo lo largo del proceso de organización de las actividades comerciales y regulatorias del SIEPAC. Una firma consultora especializada, con experiencia en la estructuración de mercados eléctricos competitivos apoyaría el diseño integral de las actividades, incluyendo la cuantificación de los recursos humanos de contraparte y la preparación de los Términos de Referencia para todas las actividades subsiguientes. Se prevé que dichas actividades estarán a cargo del Grupo Director (GD), el Comité de Programación y Evaluación (CPE) y la Unidad Ejecutora (UE) conformados por representantes de los distintos países, los que estarían continuamente asesorados por un pequeño panel de expertos cuya función consistirá en guiar las decisiones a ser tomadas en materia de regulación, de organización del despacho y de operación y en general de la estructuración del MER.
- 2.7 Además del pequeño núcleo de consultores permanentes, se concibe un panel de consultores puntuales que proveerán criterios e información especializada a la Unidad Ejecutora y al GD y al CPE. Este grupo asesor también asesorará en la organización de la empresa propietaria de la red (EPR) con el objeto de que las decisiones que se tomen en su creación no se vuelvan obstáculos futuros a la materialización de los beneficios esperados del SIEPAC.
- 2.8 El grupo asesor propuesto (Firma y Panel) tendrá como funciones:
  - a. Proveer criterios de decisión al grupo de dirección y a la Unidad Ejecutora con base en la experiencia adquirida en otros países o interconexiones internacionales. En particular, la Firma Consultora especializada deberá elaborar un documento sobre la estrategia integral para alcanzar un MER, tomando en consideración las realidades y restricciones imperantes. Este documento deberá considerar modelos para la evolución del MER, y la introducción de competencia dado las estructuras de mercado que podrían materializar en cada país, especialmente la futura evolución de los sistemas integrados. Deberá analizar el problema de posiciones dominantes en el mercado y cómo

mitigarlo. Asimismo, dicha Firma deberá diseñar una propuesta específica respecto a la gobernabilidad de la EPR que garantice los principios de transparencia, neutralidad y no discriminación en el acceso a la red SIEPAC por los agentes del MER. La Firma deberá analizar esquemas alternos generales para organizar el despacho regional con base en costos auditados u ofertas de precio, para organizar el sistema de contratos de largo plazo y para hacer la liquidación de cuentas. Este análisis deberá tomar en cuenta los incentivos para la eficiencia que genere cada posible modelo de mercado y el grado de transferencia de estos ahorros a los consumidores finales.

- b. Establecer metas a ser logradas en la coordinación de intercambios comerciales a corto plazo;
- c. Diseñar términos de referencia detallados para las actividades de consultoría requeridas para organizar el mercado;
- d. Asesorar a los grupos de dirección en la evaluación de propuestas y la asignación de dichos contratos;
- e. Asesorar a la UE en la producción de términos de referencia para la consultoría necesaria en el centro de control y el sistema de comunicaciones;
- f. Orientar a la UE y al CPE en el establecimiento de un plan de capacitación, en concordancia con el desarrollo del proyecto, el cual abarcaría tanto a integrantes del grupo mencionado, como al personal que se integre a los diferentes entes de los países (personal de despacho y funcionarios de las entidades reguladoras).

2.9 **Duración y Costo.** La asesoría propuesta deberá iniciar en el plazo más corto posible y una vez que los países hayan nombrados sus representantes en los grupos de supervisión y se haya constituido la Unidad Ejecutora; su duración se extenderá a cinco años con el objeto de acompañar a dichos Grupos durante todo el período de puesta en marcha del proyecto. Esta asesoría será realizada por una Firma Especializada y consultores individuales y requeriría una intensidad aproximada de unos 150 meses-hombre incluyendo el grupo de asesores, con un costo estimado del orden de US\$1,0 millones, y una intensidad de alrededor de 20 meses-hombre de asesoría puntual especializada, en adición a los costos del Director Técnico y dos expertos asignados a la UE, con un costo estimado de US\$0,8 millones, para un total de alrededor de US\$1,8 millones.

## 2. Componente No. 2: Operación Coordinada

2.10 **Objetivo:** Elaboración de un conjunto de reglas mínimas para que pueda realizarse la operación coordinada de los sistemas eléctricos, y un aumento del volumen de transacciones comerciales de energía eléctrica entre países haciendo uso de las

interconexiones existentes, posiblemente con reforzamientos en los medios de comunicaciones, mediciones y control.

2.11 Las actividades a realizar dentro del componente son:

- a. Establecimiento de reglas preliminares para la operación y gestión del Mercado Eléctrico Regional de intercambios en 1998;
- b. Selección de un modelo matemático para planificar la operación, en el corto plazo, mediano y largo plazo (5 años) de los sistemas eléctricos de la región, bajo diferentes escenarios de coordinación. El modelo deberá permitir la optimización de todo el parque generador disponible (plantas térmica e hidráulicas), y la determinación de precios horarios y semestrales en distintos nodos;
- c. El desarrollo de procedimientos para realizar y aprobar la programación del despacho de carga a corto, mediano y largo plazo (5 años), en base a información sobre la disponibilidad de las unidades de generación, programas de mantenimiento de las unidades de generación y líneas de transmisión, costos de operación de las unidades de generación y otras variables;
- d. Establecimiento de medidas para garantizar la seguridad del sistema: (i) Plan de Desconexión Automática de Carga, (ii) Distribución de la Reserva Rodante, (iii) sistemas de protección y (iv) Evaluación de los Planes de Expansión para determinar eventuales puntos críticos en el sistema;
- e. El desarrollo de Normas: (i) de operación, seccionamiento, carga, control, protección y supervisión de las instalaciones comunes de transmisión, transformación y maniobra; (ii) para aprobar el Plan de Mantenimiento de las centrales eléctricas y las líneas de transmisión; (iii) para la distribución equitativa de los costos y beneficios de la operación coordinada; y (iv) para asegurar el libre acceso a las redes de transmisión y la circulación de la energía a través de las redes regionales y nacionales;
- f. Evaluación de los centros de despacho nacionales, desde el punto de vista de equipamiento y capacidad y experiencia de su personal, a fin de seleccionar a uno de ellos como el **Centro Temporal de Operaciones**;
- g. Desarrollo de normas para definir las relaciones entre el **Centro Temporal de Operaciones** con los centros de despacho de carga nacionales, en relación a la operación coordinada del sistema;
- h. Identificación de los reforzamientos que se requieran en relación a todas las instalaciones de comunicación de voz, control y datos (SCADA), a fin de que tanto el **Centro Temporal de Operaciones** como los centros nacionales de despacho de carga

puedan: (i) contar con la información de la generación de cada central eléctrica en la región, (ii) acceder a una rápida y segura comunicación entre los operadores de los sistemas eléctricos y (iii) coordinarse rápidamente para poder llevar a cabo la operación coordinada;

- i. Identificación de los requerimientos de información, su frecuencia y la forma de suplirla;
- j. Elaboración de las Especificaciones Técnicas de los equipos de comunicación y computacionales que sean necesarios para mejorar las comunicaciones, operatividad y procesamiento de información de los centros de operación;
- k. Provisión de asistencia en la evaluación y asignación de las ofertas, certificación de pruebas en fábrica y campo de los equipos, y puesta en operación;
- l. Establecimiento de procedimientos para facilitar el traslado de la información escrita vía internet, telex, facsímil o un sistema de comunicaciones exclusivo vía satélite, onda portadora o fibra óptica.

2.12 **Duración y Costo.** El proyecto sería ejecutado por una empresa de consultoría y tendrá una duración de doce meses a un costo de US\$800.000, incluyendo los modelos matemáticos especificados. Además, se han incluido US\$2,2 millones para adquisición de equipos de medición, comunicaciones y control para habilitar la interacción entre el CTO y los centros de despacho nacionales. El equipamiento de tipo regional se trasladaría al Centro Regional de Coordinación y Transacciones del EOR cuando entre en operación.

3. Componente No. 3: Costos de producción y transporte

2.13 **Objetivo:** Desarrollo de un procedimiento o metodología común para los países de la región, con el fin de determinar los costos de producción y transmisión, así como para fijar el valor o precio de peaje por el uso y disponibilidad de las redes de transmisión regionales y nacionales.

2.14 **Actividades a desarrollarse:**

- a. La metodología para determinar los costos de operación de las centrales eléctricas y las redes de transmisión;
- b. Metodología para asignar el costo de oportunidad del agua utilizada por las centrales hidroeléctricas, según los diferentes usos posibles, incluyendo la selección y suministro de un modelo matemático para realizar los cálculos;
- c. Metodología para calcular los valores de nodos, incluyendo la selección y suministro del modelo matemático para realizar los cálculos correspondientes;

- d. Análisis de las tasas impositivas sobre los combustibles en los costos de operación de las centrales eléctricas y sus efectos en las transacciones de compra-venta de energía;
  - e. Definición de una metodología común para calcular el valor del peaje por el uso de las redes regionales y nacionales actuales, incluyendo la selección del modelo matemático para el cálculo de los mismos;
  - f. La metodología para calcular las tasas de pérdidas de energía aplicables a los intercambios internacionales, incluyendo la selección del modelo matemático correspondiente;
  - g. La metodología para medir las eficiencias de las centrales eléctricas;
  - h. Las especificaciones del equipo necesario para realizar las mediciones de eficiencia;
  - i. Entrenamiento en el uso de los equipos de medición, mediante la realización de mediciones en dos países.
- 2.15 **Duración y Costo.** Este componente será ejecutado por una firma consultora especializada y tendría una duración de doce meses, con un costo estimado de US\$790.000, en el que se incluyen US\$100.000 en los modelos matemáticos y aproximadamente unos US\$150.000 en equipos para medir las eficiencias de las unidades de generación.
4. Componente No. 4: Mecanismo de pago por las transferencias
- 2.16 **Objetivo:** Establecimiento de un mecanismo de pago por las transacciones de compra-venta de energía, que permita a las empresas contar con la seguridad de que el valor de sus ventas serán canceladas de la forma más expedita.
- 2.17 Se prevén las siguientes acciones:
- a. Especificaciones de un **Centro de Liquidación de Transacciones** a ser integrado en el Centro Temporal de Operaciones, organismo que dirige la operación coordinada de los sistemas eléctricos de la región;
  - b. Diseño e implementación de un sistema automatizado para llevar el registro y la contabilidad de las transacciones entre agentes o empresas por la compra y venta de energía;
  - c. Diseño e implementación de un sistema de facturación a los compradores de energía y de pago a los suplidores;
  - d. Establecer las sanciones por incumplimiento en los pagos por la energía comprada;



- e. Requerimientos financieros para la liquidación de transacciones, que incluirá el análisis de la factibilidad de crear un fondo administrado por una institución bancaria regional para pagar a los vendedores de energía en base a instrucciones del **Centro Temporal de Operaciones**. Se analizará la posibilidad de que el fondo inicial sea constituido por un crédito a los países de la región en partes iguales por parte de un organismo multilateral;

2.18 **Duración y Costo.** El estudio lo llevarán a cabo consultores individuales y requerirá de seis hombres-mes a un costo de US\$110.000. El estudio deberá ser iniciado de inmediato y ejecutado en un plazo máximo de nueve meses.

5. Componente No. 5: Capacitación

2.19 **Objetivo:** Capacitar a personal de la región en las distintas áreas que se requieren para el funcionamiento del SIEPAC y promover el conocimiento de los alcances e importancia del proyecto entre los niveles de toma de decisiones políticas y económicas en los países (asambleas o congresos legislativos y sector privado):

- Seminarios de divulgación
- Metodologías de despacho y operación;
- Regulación;
- Operación del centro de control y entrenamiento de operadores, y
- Organización de mercados eléctricos competitivos.

2.20 Concepción de la capacitación prevista. Dado que se trata de un componente que abarca prácticamente todas las actividades del proyecto, se prevé que su coordinación estará a cargo de la Unidad Ejecutora con el apoyo, en la conceptualización de la misma por parte de los asesores (componente 1). La capacitación en áreas específicas estará a cargo de los diferentes ejecutores del proyecto:

- a. Despacho y operación: la capacitación estará a cargo de los consultores que ejecuten el componente 2 y será complementada por visitas y seminarios a organizaciones con estructuras similares de mercado;
- b. Regulación: tendrá una organización similar a la anterior, a cargo de los consultores responsables de estos estudios y visitas a entes reguladores en otras regiones;
- c. Centro de control: la capacitación relativa a la utilización de software estará a cargo de los consultores encargados de producir las especificaciones del centro de control y la formación de despachadores se incluirá como un ítem de los proveedores de hardware y software.

2.21 **Duración y costo.** Se prevé que el programa de capacitación se ejecutará en un plazo de tres años; se llevará a efecto en el

trabajo y en el exterior y demandará unos 150 hombres-mes. El costo previsto para el programa de capacitación es de US\$1,0 millón.

**B. Etapa II: mediano y largo plazo**

2.22 La segunda etapa comprende una serie de actividades tendiente a fortalecer las estructuras del mercado regional, especialmente la del **Ente Operador Regional (EOR)** y la **Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)**, así como a profundizar la operación coordinada. Esta etapa dará inicio después de completar los componentes 2, 3, 4 (acciones 1 a 6) y 5 de la Etapa I, estimándose que para entonces el Tratado deberá haber entrado en vigencia.

1. Componente 6: Organización de la explotación económica (operación coordinada y despacho)

2.23 **Objetivo:** Esta actividad tiene como meta identificar los principios y diseñar la metodología mediante la cual se busca llegar a una operación de costo mínimo en el SIEPAC y estaría dirigida primordialmente al EOR.

2.24 Este componente requiere una coordinación estrecha con el componente relacionado con la regulación del mercado. Se prevé que las dos actividades se llevarán a cabo en paralelo, con períodos de mayor o menor intensidad conforme se vayan diseñando los distintos procedimientos de regulación.

2.25 Se prevén las siguientes tareas para esta actividad:

- a. Procedimientos de despacho: análisis de alternativas idóneas para el SIEPAC; evaluación de pros y contras de las diferentes alternativas en términos de lograr el objetivo de operación económica, tomando en cuenta la experiencia obtenida del hito de la operación coordinada;
- b. Diseño de contratos y puesta en operación de intercambios entre sistemas eléctricos de países de la región mediante contratos bilaterales entre agentes ubicados en distintos países;
- c. Revisión de modelos para planificar la operación, en el corto plazo, mediano y largo plazo (5 años) de los sistemas eléctricos de la región, así como emitir las recomendaciones para hacer las mejoras necesarias, a fin de adaptarlos a las nuevas condiciones del mercado;
- d. Identificación de modelos de coordinación de la planificación;
- e. Volumen, asignación y precios de contratos iniciales;
- f. En concordancia con los procedimientos de despacho, revisión y actualización de la metodología común para calcular el valor

del peaje por el uso de las redes regionales y nacionales de transmisión;

- g. Requerimientos de información de las alternativas propuestas;
  - h. Revisión y actualización de los procedimientos de liquidación de las transacciones dentro del sistema, en base a la experiencia obtenida con la metodología establecida en el componente 4;
  - i. Revisión y actualización de los requerimientos financieros para la liquidación de transacciones;
  - j. Organización del **Ente Operador de la Red (EOR)**: planta de personal, estatutos, obligaciones, lo cual también incluirá las especificaciones del centro regional permanente de control y liquidaciones de transacciones;
  - k. Diseño de normas de transmisión;
  - l. Plan de implementación y fases transitorias;
  - m. Diseño general del "pool" conformado por la interconexión en coordinación con el componente de explotación económica;
  - n. Métodos de coordinación de la expansión.
- 2.26 **Duración y costo.** Esta actividad sería ejecutado por una firma consultora, tendría una duración total de aproximadamente un año y sería una continuación del componente 2 de la Etapa I. Esta fase coincidiría con las especificaciones de regulación y la asesoría al organismo regulador. Concebido de esta manera, este componente requeriría de unos 80 meses-hombre y un costo de US\$800.000.

2. Componente 7: La CRIE y la regulación del mercado

- 2.27 **Objetivo:** Este componente tiene los siguientes objetivos: (i) Poner en funcionamiento la **Comisión Reguladora de la Interconexión (CRIE)**, tomando como base la experiencia adquirida en la Primera Etapa; (ii) Definir el alcance de la regulación necesaria para asegurar la operación de un mercado competitivo a nivel de la generación dentro de un ambiente internacional como será el SIEPAC; y (iii) Definir los mecanismos de coordinación a nivel de planificación mediante los cuales se busca materializar los beneficios de la interconexión relacionados con ahorros en inversiones de largo plazo.
- 2.28 Las tareas previstas para lograr los objetivos anotados consisten de:
- a. Concepción de la institución reguladora: planta de personal, estatutos y obligaciones;

- b. Identificación de controles de regulación;
  - c. Estatuto constitutivo. Gobierno. Integración del consejo;
  - d. Organización y normas . Personal. Procedimientos internos;
  - e. Facultades normativas. Alcance. Mecanismos para la implantación o modificación de normas;
  - f. Plan de establecimiento de la CRIE;
  - g. Compatibilización de las regulaciones nacionales de los países interconectados con el alcance de la autoridad reguladora prevista para la CRIE;
  - h. Requisitos de información y sistema de información para la regulación;
  - i. Plan de implementación reguladora;
  - j. Asesoría en la redacción de estatutos reguladores.
- 2.29 **Duración y costo.** Se prevé que este componente sea desarrollado por consultores individuales en paralelo con el de explotación económica y tenga una duración de alrededor de dos años. Dependiendo de la complejidad del sistema regulatorio se prevé una dedicación de personal del orden de 80 hombres-mes y un costo del orden de US\$900.000.
3. Componente 8: Centro Regional de Coordinación y Transacciones (CRCT)
- 2.30 **Objetivo:** Este componente de la cooperación técnica proveerá las especificaciones de adquisición e instalación de un centro de control para coordinar la operación y para liquidar las transacciones comerciales del SIEPAC. Este componente de la cooperación técnica está orientado hacia el funcionamiento del sistema en su etapa final y no contempla las especificaciones para refuerzos a corto plazo de los equipos los cuales serán parte del componente 2.
- 2.31 Las actividades previstas para este componente son:
- a. Identificación de los requerimientos de información con base en los procedimientos de despacho previstos en el Componente 6;
  - b. Identificación de procedimientos de coordinación y de equipos para interactuar con los centros de control nacionales;
  - c. Identificación de los requerimientos computacionales del sistema;

- d. Preparación de las especificaciones del CRCT, lo cual comprenderá tanto los equipos de comunicación y computación, como los programas computacionales para el procesamiento de información;
  - e. Elaboración de los documentos de licitación, incluyendo el asesoramiento al grupo director y al EOR en la evaluación de ofertas, en la recepción de equipos tanto en fábrica como en campo y en la puesta en servicio y operación inicial.
  - f. Adquisición del equipamiento e instalaciones físicas para el Centro Regional de Coordinación y Transacciones.
- 2.32 **Duración y costo.** Se prevé que este componente sea desarrollado por una Firma Consultora. La duración prevista es de 3 años y una dedicación de personal de alrededor de 80 a 100 hombres-mes con un costo de US\$800.000.
- 2.33 **Equipos.** Para la puesta en operación del CRCT se ha incluido un presupuesto tentativo de US\$3,5 millones, lo cual comprendería la infraestructura física, los equipos de computación y comunicaciones y el software depurado y ampliado a partir del que se desarrolle en la Etapa I. El presupuesto para el CRCT puede parecer bajo pero se aprovecharían resultados de varias de las consultorías y especialmente de los resultados del componente 2.
4. Componente 9: Asesoría en asuntos ambientales
- 2.34 El componente de cooperación técnica orientado a asuntos ambientales fue discutido durante la misión de análisis en enero de 1997. Para febrero de 1997 se espera tener un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) a nivel regional.
- 2.35 **Objetivo:** El objetivo de corto plazo consiste en consolidar la capacidad de manejo ambiental del proyecto para enfrentar aquellos problemas que puedan presentarse durante la fase de construcción.
- 2.36 Este componente contiene las siguientes actividades:
- a. Finalización de EIAs nacionales: recoger la información del informe regional en informes nacionales preliminares; realización de estudios de detalle correspondientes y variantes del proyecto; análisis de riesgos; formulación del plan de manejo ambiental; consultas con organismos oficiales;
  - b. Presentación y aprobación del EIA nacional;
  - c. Consolidación de la capacidad de gestión ambiental del proyecto: creación de una unidad ambiental dentro de la entidad gestora del SIEPAC; crear o fortalecer el equipo de las unidades ambientales de las empresas nacionales;

- d. Plan de manejo ambiental del proyecto que garantice la calidad ambiental del proyecto y el cumplimiento con leyes y regulaciones nacionales;
  - e. Documentos de licitación: especificaciones técnicas emitidas en el Plan de Manejo;
  - f. Supervisión y monitoreo durante la construcción;
  - g. Supervisión y monitoreo durante la operación y mantenimiento.
- 2.37 **Duración y costo.** Se prevé terminar la primera fase hacia abril-mayo de 1998; la segunda fase duraría hasta el año 2002 cuando culmine la construcción del proyecto. El costo previsto es de US\$550.000 para la primera fase, sería efectuada por consultores individuales y sería la financiada por la CT, los restantes US\$1,5 millones que costaría la segunda fase, serán financiados como parte de la ejecución del proyecto de inversión.

C. Organización y ejecución del Programa

- 2.38 El Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) será el organismo ejecutor del proyecto. El CEAC es un organismo regional de cooperación, coordinación e integración, constituido en 1985, cuya finalidad principal es lograr el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos de los países miembros. Es una entidad de Derecho Internacional, con personería jurídica y patrimonio propios y con plena capacidad para ejercer derechos y contraer obligaciones. Hacen parte del CEAC las seis empresas del Istmo centroamericano, mismas que serían los participantes en el proyecto de interconexión SIEPAC. El Anexo I describe la experiencia del Banco con el CEAC.
- 2.39 Los seis países participantes en el Proyecto formarán un Grupo Directivo integrado por participantes de los ministros responsables del sector energético y del sector económico de cada país y de las empresas eléctricas de cada País Participante. El Grupo Directivo tendrá la responsabilidad final por el desarrollo del MER y de tomar las decisiones necesarias para lograr los objetivos integrales del Proyecto.
- 2.40 El Grupo Directivo será asesorado por una Firma Especializada con experiencia en organización e implantación de mercados eléctricos competitivos y un pequeño grupo de consultores (el "Grupo Asesor") cuya función consistirá en guiar las decisiones tomadas en materia de regulación, de organización del despacho, de operación y de la estructuración y desarrollo eficiente del MER. Los consultores individuales constituidos en un Panel de Expertos acompañarán el proceso durante la ejecución total del Proyecto.
- 2.41 La ejecución del Proyecto será llevada a cabo por el Organismo Ejecutor, actuando en todo caso por intermedio de una Unidad Ejecutora. Los miembros de la Unidad Ejecutora serán nombrados por

el Grupo Directivo, previa aprobación del CPE, y contratados por el Organismo Ejecutor. La Unidad Ejecutora será integrada por tres funcionarios a tiempo completo: un gerente general y dos asesores técnicos especializados.

- 2.42 El Organismo Ejecutor, previa consentimiento del CPE, contratará la firma consultora y los consultores individuales que constituyen el Grupo Asesor y la Unidad Ejecutora tendrá responsabilidad por la programación y coordinación de las actividades del Grupo Asesor (detalles de ejecución se describen en el Apéndice II).

D. Sequimiento

- 2.43 Se formará un Comité de Programación y Evaluación (CPE) integrado por dos representantes de cada país, designados por sus gobiernos, que representarán al sector eléctrico, y por representantes del Banco. El CPE llevará a cabo la supervisión y evaluación independiente del Proyecto mediante reuniones semestrales y extraordinarias cuando se requiera. El CPE tendrá derecho de asegurarse que los Términos de Referencia de los contratos con las firmas y los consultores individuales sean apropiados, que el trabajo del Grupo Asesor y de la Unidad Ejecutora sea satisfactorio y, en general, que por medio del Proyecto se logre el progreso previsto y de que el avance en la constitución del MER se esté logrando. El Organismo Ejecutor se compromete a proporcionar al CPE toda la información necesaria para este propósito y el CPE tendrá libre acceso a toda la documentación del Proyecto. El CPE le informará al Grupo Directivo su opinión del estado del progreso del Proyecto y tendrá derecho de solicitar al Grupo Directivo que tome los pasos necesarios para resolver problemas o obstáculos que se encuentren.

E. Costo y financiamiento

- 2.44 El costo total del Programa de Cooperación Técnica es de US\$16,4 millones, e incluye un préstamo de cooperación técnica (US\$9,9 millones del capital ordinario) y una cooperación técnica no reembolsable (US\$5,0 millones con cargo a los recursos del FOE).
- 2.45 El monto del préstamo será en dólares de EUA, de acuerdo a la Facilidad Unimonetaria y tendrá un período de cinco años para desembolsos
- 2.46 Los recursos de contrapartida local serán en especie y se aportarán mediante financiamiento del personal de contraparte para cada componente.

| RESUMEN DE LOS COMPONENTES DEL PROGRAMA DE COOPERACION TECNICA<br>(Equivalente en Miles de US\$) |                 |            |                 |        |
|--|-----------------|------------|-----------------|--------|
| Componentes  | BID<br>Préstamo | BID<br>FOE | Aporte<br>Local | Total  |
| <b>ETAPA I</b>   |                 |            |                 |        |
| 1. Asesoría General durante la organización del SIEPAC   |                 | 1.800      | 200             | 2.000  |
| 2. Operación Coordinada (US\$2,2 Mill. equipo)   | 2.100           | 900        | 300             | 3.300  |
| 3. Costos de Producción y Transporte   |                 | 700        | 90              | 790    |
| 4. Mecanismo de Pago por las Transferencias  |                 | 100        | 10              | 110    |
| 5. Capacitación  | 500             | 500        | 200             | 1.200  |
| <b>ETAPA II</b>  |                 |            |                 |        |
| 6. Organización de la Explotación Económica  | 300             | 500        | 100             | 900    |
| 7. Regulación del Mercado: CRIE  | 300             | 500        | 100             | 900    |
| 8. Centro de Control y Comunicaciones (US\$3,5 mill. infraestructura y equipos del CRCT)         | 4.300           |            | 450             | 4.750  |
| 9. Asesoría en Asuntos Ambientales   | 500             |            | 50              | 550    |
| SUB-TOTAL  | 8.000           | 5.000      | 1.500           | 14.500 |
| 10. Imprevistos  | 700             |            |                 | 700    |
| 11. Costos Financieros:  | 1.252           |            |                 | 1.252  |
| Inspección y Vigilancia  | 87              |            |                 | 87     |
| Intereses  | 1.015           |            |                 | 1.015  |
| Comisión de Crédito  | 150             |            |                 | 150    |
| TOTAL  | 9.952           | 5.000      | 1.500           | 16.452 |

### III. RIESGOS

- 3.1 Los riesgos principales de la operación se centran en posibles limitantes al grado de desarrollo del mercado eléctrico relacionados a la permanencia de estructuras de mercado tradicionales en los sectores eléctricos nacionales, posibles restricciones o desestímulos a la participación de nuevos inversores en el sector, y las posibles barreras al comercio regional. Si estos limitantes se dan, podrían restringir el aprovechamiento de los beneficios de la coordinación de la operación y de la expansión de los sistemas eléctricos en condiciones competitivas. Sin embargo, estos riesgos se ven mitigados por la separación contable por segmento de actividad que llevarán a cabo las empresas que permanezcan verticalmente integradas y que será sujeta de auditoría por el ente regulador regional para evitar transferencias de costos entre segmentos de actividad, así como los porcentajes de la demanda que las empresas distribuidoras y grandes consumidores deberán licitar de manera competitiva en el mercado regional.



## ANTECEDENTES Y EVALUACIÓN DEL EJECUTOR

### El Consejo de Electrificación de América Central (CEAC)

- 1.1 El CEAC es un organismo regional de cooperación, coordinación e integración, constituido en 1985, cuya finalidad principal es lograr el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos de los países miembros. Es una entidad de Derecho Internacional, con personería jurídica y patrimonio propios y con plena capacidad para ejercer derechos y contraer obligaciones. Hacen parte del CEAC las seis empresas del Istmo Centroamericano, mismas que serían los participantes en el proyecto de interconexión SIEPAC.
- 1.2 En 1985 se aprobó el convenio constitutivo de este organismo, el cual fue ratificado posteriormente por los órganos legislativos de los seis países del Istmo Centroamericano. El protocolo de acuerdo fue depositado en la Organización de las Naciones Unidas (ONU) y en la Organización de Estados Americanos (OEA), lo que le da el carácter de un organismo internacional y autonomía y personería jurídica propias. Debido a las dificultades financieras de las empresas eléctricas, éstas acordaron que la Secretaría del CEAC fuera financiada por el país sede; decidieron encomendar la Secretaría Ejecutiva del CEAC a uno de sus funcionarios permanentes, y convinieron en que la sede se rotaría cada dos años entre los seis países. A partir del 1 de agosto de 1995, la sede del CEAC está a cargo de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras.
- 1.3 El CEAC ha formulado, ejecutado o coordinado, con buenos resultados hasta la fecha, diversos proyectos de cooperación técnica regional; entre ellos los auspiciados por el GCR-CA, y los financiados por NORDEL, y ha venido ejecutando, con el apoyo de la Secretaría ejecutiva del Proyecto SIEPAC, una CT aprobada por el Banco para los estudios complementarios de factibilidad del proyecto SIEPAC. Para lograr una mayor efectividad, el CEAC adoptó a partir de marzo de 1994, una estructura organizacional basada en subcomités con plena delegación y participación de las seis empresas eléctricas. Sin embargo, la capacidad de ejecución de operaciones como la propuesta es limitada debido a la escasez de recursos tanto de personal y administrativos con que cuenta el CEAC. Por esta razón se recomienda que la ejecución de la CT se lleve a cabo por medio de una Unidad Ejecutora de tamaño reducido pero dedicada a tiempo completo a estas actividades.

APENDICE II

**Fases de Ejecución de los Componentes del Programa de  
Cooperación Técnica**

**Componente 2: OPERACION COORDINANDA**

**Ejecución:** El proyecto será ejecutado por una empresa consultora en cuatro fases:

**Fase 1:** Se seleccionará el modelo de planificación operativa, la elaboración de las normas y reglamentos, las relaciones entre el **CENTRO TEMPORAL DE OPERACIONES** y los centros nacionales de despacho de carga.

**Fase 2:** Se realizará una evaluación de los centros nacionales de despacho de carga, en relación a su equipamientos y capacidad de personal, a fin de recomendar el más idóneo para asumir las funciones del **CENTRO TEMPORAL DE OPERACIONES** y dirigir la operación coordinada

**Fase 3:** Comprenderá los análisis correspondiente para identificar las necesidades de los centros de despachos nacionales en equipos, programas y modelos hasta la evaluación de las ofertas por el suministro de los equipos identificados. Se identificarán y propondrán también medidas para mejorar las comunicaciones entre los centros de despacho que no requieran de la adquisición de equipos para implementar de inmediato la operación coordinada.

**Fase 4:** Iniciara con la certificación de los equipos y su puesta en operación en cada uno de los centros de despacho de carga, incluyendo el **CENTRO TEMPORAL DE OPERACIONES**.

**Fase 5:** Se orientará a lograr una activación de los intercambios comerciales de energía entre los países centroamericanos. Para ello se deberá identificar los principales impedimentos que enfrentan los intercambios entre los países del área y propondrán soluciones de corto plazo, las cuales abarcarán tanto medidas comerciales, incluyendo la delegación de autonomía operativa y financiera a las empresas, como medidas técnicas incluyendo la complementación indispensable a los equipos de medición y de comunicaciones con la infraestructura disponible en la actualidad. La culminación de esta Fase constituye el primer hito del proyecto, de acuerdo con las metas establecidas por el grupo supervisor y los asesores generales del proyecto.

**Componente 3: Costos de Producción y Transporte**

**Ejecución:** El componente tendrá una duración 12 meses y será ejecutado en dos fases:

**Fase 1:** Durante la fase 1 se realizarán todos los análisis y estudios, selección de metodologías de cálculo, etc. Esta fase tendrá una duración de 12 meses. Sin embargo, a los tres meses deberá haber elaborado la

metodología para realizar la medición de las eficiencias en las centrales eléctricas.

**Fase 2:** En esta fase se llevarán a cabo las mediciones de las eficiencias en unidades de generación de los países y requerirá de nueve meses. Esta fase iniciará, una vez que se tengan la metodología a utilizar y se hayan adquirido los equipos correspondientes, lo cual debe hacerse dentro los primeros tres meses del estudio.

**Componente No. 4: Mecanismo de pago por las Transferencias**

**Ejecución:** En base al análisis y evaluación de los estudios realizados sobre el tema y a sus propias investigaciones, el consultor propondrá un mecanismo adecuado para garantizar el pago a los proveedores de energía en el mercado regional.

**Componente No. 6: Organización de la Explotación Económica**

**Fases de Ejecución:** Para este componente se distinguen los siguientes subconjuntos de actividades:

**Fase 1:** Se orientará a lograr una activación de los intercambios comerciales de energía entre los países centroamericanos. Para ello se deberá identificar los principales impedimentos que enfrentan los intercambios entre los países del área y propondrán soluciones de corto plazo, las cuales abarcarán tanto medidas comerciales, incluyendo la delegación de autonomía operativa y financiera a las empresas, como medidas técnicas incluyendo la complementación indispensable a los equipos de medición y de comunicaciones con la infraestructura disponible en la actualidad. La culminación de la Fase 1 constituye el primer hito del proyecto, de acuerdo con las metas establecidas por la Unidad Ejecutora y los asesores generales del proyecto.

**Fase 2:** Se concentrará en la definición de arreglos contractuales para la compra y venta de energía en bloque. En esta fase se definirán las diferentes categorías de usuarios de la red de interconexión, los procedimientos de despacho a ser utilizados (incluyendo las herramientas de planificación operativa a corto y mediano plazo) y los requerimientos de información a ser suministrados; se espera terminar esta fase antes de la entrada en servicio de la línea de interconexión, pero se pondrán a prueba los procedimientos diseñados incluyendo contratos iniciales y los procedimientos de despacho; esta fase culminará cuando se aprueben los procedimientos propuestos.

**Fase 3:** Con base en los acuerdos suscritos en la Fase 2, se llevará a cabo el trabajo de detalle para su implementación, incluyendo la elaboración de documentos tales como el código de operación y el código de red. Esta fase se concluirá aproximadamente cuando entre en servicio la línea de interconexión.

**Fase 4:** Los consultores acompañarán la puesta en operación de los procedimientos diseñados y asesorarán a los funcionarios de despacho por un tiempo prudencial.

**Componente No. 7: Regulación del Mercado - CRIE**

**Fases de ejecución:** Los consultores seguirán un proceso con las siguientes fases:

**Fase 1:** Se evaluarán las experiencias en materia de regulación aprendidas en la Etapa I, y se tomarán en cuenta en el diseño de todos sus reglamentos y acuerdos para elaborar la propuesta de organización, funciones y alcances detallados de la **COMISIÓN REGULADORA DE LA INTERCONEXIÓN**;

**Fase 2:** Se concentrará en identificar los acuerdos necesarios para poner en marcha los intercambios bilaterales previstos para el primer hito del proyecto;

**Fase 3:** En paralelo con el Componente 1, se diseñarán los instrumentos reguladores necesarios para soportar los procedimientos de planificación operativa y de despacho que sean acordados; durante esta fase se analizarán los procedimientos de planificación y los mecanismos de coordinación para lograr materializar los beneficios de la integración; estos y se someterán a la aprobación del grupo director de la CT.

**Fase 3:** Con base en propuestas definidas y aprobadas, se diseñarán las normas regulatorias definitivas y se identificarán las necesidades de personal y recursos de la CRIE con base en las cuales se procederá a organizar el ente regulador con miras a estar en funcionamiento en el momento de puesta en servicio de la línea de interconexión.

**Fase 4:** Los consultores acompañarán a los funcionarios de la CRIE durante la fase inicial de operación de la interconexión; esta fase final podrá prolongarse durante un período mayor al previsto para la componente 1, puesto que surgirán situaciones en las cuales la CRIE requerirá de soporte puntual para dilucidar aspectos específicos no contemplados en las regulaciones diseñadas en la Etapa I.

**Componente No. 8: Centro de Control y Comunicaciones**

**Ejecución.** Se prevé que la ejecución de este componente sea realizado por una firma consultora y se inicie cuando se hayan aprobado los procedimientos de despacho y liquidación de cuentas previstos en los componentes 2 y 4 y finalizará una vez haya entrado en servicio el centro de control y se inicie la operación comercial.

**Componentes No. 9: Asesoría en Asuntos Ambientales**

**Fases.** Se ha propuesto ejecutar este componente en dos fases: la primera fase corresponde a la preparación del proyecto (EIAS nacionales, consolidación de la capacidad de gestión ambiental) y la segunda corresponde a la fase de construcción, incluyendo el Plan de Manejo Ambiental y las actividades de supervisión y monitoreo.

PROYECTO DE RESOLUCION

REGIONAL. PRESTAMO \_\_\_\_/OC-CA A LA EMPRESA PROPIETARIA DE  
LA RED -EPR-, S.A.  
(Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países  
de América Central -SIEPAC-)

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco o al representante que él designe, para que en nombre y representación del Banco proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la Empresa Propietaria de la Red, S.A., como Prestatario, y las Repúblicas de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, como Garantes, para otorgarle al primero un préstamo destinado a cooperar en el financiamiento del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central. Dicho financiamiento será hasta por una suma de US\$170.610.000 de la Facilidad Unimonetaria de los recursos del Capital Ordinario del Banco, y se sujetará a las "Condiciones Contractuales Especiales" y a los "Plazos y Condiciones Financieras" del Resumen Ejecutivo de la Propuesta de Préstamo.

PROYECTO DE RESOLUCION

REGIONAL. PRESTAMO DE COOPERACION TECNICA PARA EL SISTEMA  
DE INTERCONEXION ELECTRICA PARA LOS PAISES DE  
AMERICA CENTRAL -SIEPAC-

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

1. Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, proceda a suscribir los acuerdos necesarios con el Consejo de Electrificación de América Central -CEAC-, como Prestatario, y las Repúblicas de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, como Garantes, y a adoptar las demás medidas pertinentes para la ejecución del programa de cooperación técnica que se describe en el Documento \_\_\_\_\_ (el "Programa"), para apoyar la creación del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central.

2. Destinar para los fines de esta resolución, hasta la suma de US\$9.900.000, con cargo a la Facilidad Unimonetaria de los recursos del Capital Ordinario del Banco.

3. Establecer que la suma anterior sea otorgada con carácter reembolsable, de acuerdo con las condiciones que al respecto se estipulen en el convenio que se suscriba para esta operación.

PROYECTO DE RESOLUCION

REGIONAL. PRESTAMO \_\_\_\_/SPQ-CA A LA EMPRESA PROPIETARIA DE  
LA RED -EPR-, S.A.  
(Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países  
de América Central -SIEPAC-)

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco o al representante que él designe, para que en nombre y representación del Banco, en su calidad de Administrador del Fondo Español del Quinto Centenario, proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la Empresa Propietaria de la Red, S.A., como Prestatario, y las Repúblicas de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, como Garantes, para otorgarle al primero un préstamo destinado a cooperar en el financiamiento del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central. Dicho financiamiento será hasta por una suma de 60.000.000 de ECUs del fondo arriba mencionado, y se sujetará a las "Condiciones Contractuales Especiales" y a los "Plazos y Condiciones Financieras" del Resumen Ejecutivo de la Propuesta de Préstamo.

PROYECTO DE RESOLUCION

REGIONAL. COOPERACION TECNICA NO REEMBOLSABLE DE APOYO AL PROYECTO  
PARA EL SISTEMA DE INTERCONEXION ELECTRICA PARA LOS PAISES DE AMERICA  
CENTRAL -SIEPAC-

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

1. Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que en nombre y representación del Banco proceda a suscribir los acuerdos que sean necesarios con el Consejo de Electrificación de América Central -CEAC- y a adoptar las demás medidas pertinentes para la ejecución del plan de operaciones a que se refiere el Documento PR- \_\_\_\_\_ sobre una cooperación técnica no reembolsable de apoyo al Proyecto del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central.
2. Destinar para los fines de esta resolución, hasta la suma de US\$5.000.000, o su equivalente en otras monedas convertibles, con cargo a los ingresos netos del Fondo para Operaciones Especiales.
3. Establecer que la suma anterior sea otorgada con carácter no reembolsable.