



## Informe de Terminación de Proyecto

### PCR

Fecha: 08 de diciembre de 2010.

<b>Nombre del Proyecto:</b>	SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ELECTRICA PARA LOS PAISES DE AMERICA CENTRAL – SIEPAC
<b>País:</b>	AMERICA CENTRAL (CA)
<b>Sector/Subsector:</b>	ELECTRICIDAD (ENE)
<b>Equipo de Proyecto Original:</b>	Isaías Lesmes, Jefe del Equipo, RE2/FI2; Gonzalo Arrollo, RE2/FI2; Steven Fischer, RE2/FI2; John Cahillane RE2/FI2; Dana Martin, LEG/OPR; y Evamaría Uribe, SDF/IFM; Belinda Fonseca, RE2/OD3; Yolanda Galaz, RE2/FI2; Marko Ehrlich, ENV
<b>Número de Proyecto:</b>	CA-0007, CA-0010, CA-0035, NI-L1055, RG-T1343, y RG-T1736
<b>Número de Préstamo(s), CT(s):</b>	1001/OC-REG; 1368/OC-CR; 1369/OC-ES; 1370/OC-GU; 1371/OC-PN; 1095/SF-HO; 1096/SF-NI; 003/SQ-CR; 004/SQ-ES; 005/SQ-GU; 006/SQ-PN; 007/SQ-HO; 008/SQ-NI; ATN/SF-5502-RG; 1002/OC-RG; 1372/OC-GU; 2421/BL-NI; 11103/SF-RG; y ATN/OC-12388-RG
<b>Fecha del QRR:</b>	
<b>Fecha Aprobación Final del PCR:</b>	
<b>PCR Equipo: Autor Principal y Miembros:</b>	Marcelo Valenzuela (Consultor ENE/CCR); Carlos Trujillo (INE/ENE), Enrique Rodríguez-Flores (ENE/CCR), Juan Valle (Consultor) y Paola Méndez (INE/ENE).



## Índice

<b>I. INFORMACIÓN BÁSICA .....</b>	<b>1</b>
<b>II. EL PROYECTO .....</b>	<b>2</b>
A. CONTEXTO DEL PROYECTO .....	2
B. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	3
<i>i. Objetivo(s) del Desarrollo .....</i>	<i>3</i>
<i>ii. Componentes.....</i>	<i>3</i>
C. REVISIÓN DE LA CALIDAD DEL DISEÑO (SI APLICA ) .....	5
<b>III. RESULTADOS .....</b>	<b>5</b>
A. EFECTOS DIRECTOS.....	5
B. EXTERNALIDADES.....	7
C. PRODUCTOS .....	7
D. COSTOS DEL PROYECTO.....	8
<b>IV. IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO.....</b>	<b>10</b>
A. ANÁLISIS DE LOS FACTORES CRÍTICOS .....	10
B. DESEMPEÑO DEL PRESTATARIO/AGENCIA EJECUTORA.....	11
C. DESEMPEÑO DEL BANCO .....	11
<b>V. SOSTENIBILIDAD.....</b>	<b>12</b>
A. ANÁLISIS DE FACTORES CRÍTICOS .....	12
B. RIESGOS POTENCIALES.....	12
C. CAPACIDAD INSTITUCIONAL .....	12
<b>VI. EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO.....</b>	<b>13</b>
A. INFORMACIÓN SOBRE RESULTADOS.....	13
B. SEGUIMIENTO FUTURO Y EVALUACIÓN EX-POST.....	13
<b>VII. LECCIONES APRENDIDAS .....</b>	<b>13</b>



## **Anexos**

<b><u>ANEXO NO.1.....</u></b>	<b><u>15</u></b>
ACTAS DEL TALLER DE CIERRE.....	15
<b><u>ANEXO NO.2 EVALUACIÓN DE LA EMPRESA PROPIETARIA DE LA RED. S.A.....</u></b>	<b><u>18</u></b>
<u>CLASIFICACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL PROYECTO POR EL PRESTATARIO .....</u>	18
<u>DESEMPEÑO DEL PRESTATARIO .....</u>	18
<u>DESEMPEÑO DEL BANCO.....</u>	18
<u>SUGERENCIAS ADICIONALES PARA MEJORAR EL DESEMPEÑO DEL BANCO.....</u>	18
<b><u>ANEXO NO.3 EVALUACIÓN DE LA UNIDAD EJECUTORA SIEPAC.....</u></b>	<b><u>21</u></b>
<u>CLASIFICACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL PROYECTO POR EL PRESTATARIO .....</u>	19
<u>SUGERENCIAS ADICIONALES PARA MEJORAR EL DESEMPEÑO DEL BANCO.....</u>	19
<u>DESEMPEÑO DEL PRESTATARIO .....</u>	19
<u>DESEMPEÑO DEL BANCO.....</u>	19
<b><u>ANEXO NO.4 .....</u></b>	<b><u>20</u></b>
<b><u>ANEXO NO.5 .....</u></b>	<b><u>22</u></b>



## Abreviaturas y Acrónimos

AMI	Autopista Mesoamericana de Información
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CEAC	Consejo de Electrificación de América Central
CEL	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (ES)
CFE	Comisión Federal de Electricidad de México
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CR)
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
CO	Capital Ordinario
CR	Costa Rica
CT	Cooperación Técnica
CTR	Centro de Transacciones Regional
EMS	<i>Energy Management System</i>
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica (HO)
ENEL	Empresa Nicaragüense de Electricidad
ENATREL	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica
ENDESA	Empresa Energética de España
EOR	Ente Operador Regional
EPR	Empresa Propietaria de la Red, S.A.
ES	El Salvador
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica de Panamá
ETESAL	Empresa Transmisora De El Salvador
FOE	Fondo para Operaciones Especiales
HO	Honduras
GU	Guatemala
GTPIR	Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional
GWh	Giga Watts hora
IAR	Ingreso Autorizado Regional
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad (CR)
INDE	Instituto Nacional de Electrificación (GU)
ISDP	Informe de Seguimiento de Desempeño de Proyecto
ISA	Interconexión Eléctrica S.A. de Colombia
JD	Junta Directiva
Km	Kilómetros
kV	Kilovoltios
Kw	Kilovatios
kVA	Kilo Volt Amperes
MER	Mercado Eléctrico Regional
MVAR	Mega Volt Amperes Reactivos
MW	Megavatios
MWh	Mega Watts hora
MVA	Mega Volt Amperes
MX	Mexico
NI	Nicaragua
PCR	<i>Project Conclusion Report</i> (Informe de Terminación de Proyecto)
PMR	<i>Project Monitoring Report</i>



PPMR	<i>Project Performance Monitoring Report</i>
QRR	<i>Quality and Risk Review</i>
RTMER	Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
SCADA	<i>System Control and Data Acquisition</i>
SICA	Sistema de la Integración Centroamericana
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central
SIIM	Sistema Integrado de Información del MER
SF	Special Funds (Fondos Especiales de Operación – FOE)
SQ	Fondos Quinto Centenario de España
UE	Unidad Ejecutora del Proyecto SIEPAC



## I. Información Básica

### DATOS BÁSICOS (MONTO EN US\$)

NO. PROYECTO: CA0007, CA0010, CA0035, NI-L1055, RG-T1343 y RG-T1736.	TITULO: Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central - SIEPAC		
Prestatarios: INDE, CEL, ENEE, ENEL, ICE, ETESA y CEAC	Fecha aprobación Directorio: 10/03/1997 Fecha de aprobación Directorio Reformulación: 28/11/2001 Fecha de aprobación Directorio Sobrecostos: 29/9/2010		
Agencia ejecutora (AE): Empresa Propietaria de la Red, S.A. y Unidad Ejecutora SIEPAC (UE SIEPAC)	Fecha efectividad contrato préstamo: 19/04/2002		
Préstamo (s):	Fecha elegibilidad primer desembolso: 01/08/2003 (parcial) y 18/01/2006 (total) 1001/OC-REG; 1368/OC-CR; 1369/OC-ES; 1370/OC-GU; 1371/OC-PN; 1095/SF-HO; 1096/SF-NI; 003/SQ-CR; 004/SQ-ES; 005/SQ-GU; 006/SQ-PN; 007/SQ-HO; 008/SQ-NI; ATN/SF-5502-RG; 1002/OC-RG; 1372/OC-GU, 2421/BL-NI; 11103/SF-RG y ATN/OC-12388-RG.		
Sector: ENERGIA	Meses en ejecución		
Instrumento de préstamo: INVERSION	* desde aprobación: 161 * desde efectividad del contrato: 100		
	Períodos de desembolso		
	Fecha original desembolso final: 17/09/2007 (1370/OC-GU)		
	Fecha actual desembolso final: 17/09/2010 (1370/OC-GU)		
	Extensión acumulativa (meses): 36		
	Extensión especial (meses): 36		
	Monto préstamos y CTs		
	* Monto original: US\$256.400.000		
	* Monto actual: US\$279.200.000		
	* Pari Passu (si aplica): 48.6%		
	Desembolsos		
	Monto a la fecha: 100 (%) préstamos y CTs originales 62.8 (%) préstamos y CTs adicionales <sup>1</sup>		
	Costo Total del Proyecto (Estimado Original): US\$334,900,000 Costo Total del Proyecto (Estimado Actual) *: US\$514,800,000 (Préstamos mas la CT SIEPAC) Redireccionamiento Este proyecto: - recibió fondos de otro proyecto? [ X ] - Envío fondos a otro proyecto? [ ] - N/A [ ]		
	De: No. Proyecto	Para: No. Sub-préstamo	Monto
	796/OC-CR	ATN/SF-5502-RG	US\$1,450,000
	838/OC-ES	ATN/SF-5502-RG	US\$1,450,000
	ATN/SF-4737-HO	ATN/SF-5502-RG	US\$ 286,250
	936-SF-HO	ATN/SF-5502-RG	US\$1,200,000
	1017/SF-NI	ATN/SF-5502-RG	US\$1,450,000
	1908/OC-CR	1368/OC-CR	US\$4,500,000
	2016/BL-HO	1095/SF-HO	US\$4,500,000
	* Monto actual (ajustado para redireccionamiento)		
Reducción de Pobreza (PTI): No	En estado de "Alerta-No"		
Equidad Social (SEQ): No			
Clasificación ambiental: III <sup>2</sup>	Está el proyecto "en alerta" por PAIS: No		
	De ser afirmativo, favor indicar razones (Clasificaciones OD, PI, y/o indicadores relevantes de PAIS):		
	Comentarios de relevancia de la clasificación de alerta de este proyecto (si aplica):		

<sup>1</sup> Se espera que los préstamos en Costa Rica y Honduras sean desembolsados en diciembre de 2010.

<sup>2</sup> El Informe Ambiental y de impacto social de esta operación fue aprobado por el CESI en su reunión del 4 de febrero de 1997.

Resumen de la Clasificación de Desempeño				
OD	<input type="checkbox"/> Muy Probable(MP)	<input checked="" type="checkbox"/> Probable (S)	<input type="checkbox"/> Poco Probable (PP)	<input type="checkbox"/> Improbable (MI)
PI	<input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (I)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)
SO	<input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PS)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)

## II. El Proyecto

### a. Contexto del Proyecto

El “Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central” en adelante SIEPAC es un proyecto regional de gran relevancia, en cuya ejecución intervienen las empresas eléctricas responsables de la transmisión eléctrica en América Central: Instituto Nacional de Electrificación (INDE), Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL)- Empresa Transmisora De El Salvador (ETESAL), Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL)- Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), Instituto Costarricense de Energía (ICE)-Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) y Empresa de Transmisión Eléctrica de Panamá (ETESA), organismos regionales tales como la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), el Ente Operador Regional (EOR), el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), Empresa Propietaria de la Red (EPR) y la Unidad Ejecutora (UE SIEPAC) así como Empresas Eléctricas extra regionales como ENDESA de España, Interconexión Eléctrica (ISA) de Colombia y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México.

El proyecto y su financiamiento fueron aprobados originalmente por el Directorio Ejecutivo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) el 10 de marzo de 1997 y el 28 de noviembre de 2001, se aprobó la reformulación con un nuevo esquema de financiamiento, tanto, para la construcción de la línea de transmisión SIEPAC, que incluía 12 préstamos nacionales de inversión (4 de Capital Ordinario, 6 del fondo Quinto Centenario y 2 del Fondo de Operaciones Especiales), así como para el Programa de Cooperación Técnica (CT) para la creación del Mercado Eléctrico Regional (MER), con recursos de asistencia técnica provenientes de seis (6) préstamos: Guatemala (GU), El Salvador (ES), Honduras (HO), Nicaragua (NI), Costa Rica (CR) y Panamá (PN) y dos (2) CTs no reembolsables. Se crearon dos (2) Unidades Ejecutoras que funcionan en Costa Rica, la Empresa Propietaria de la Red (EPR) para ejecutar las obras de la línea de transmisión y la Unidad Ejecutora (UE) SIEPAC para ejecutar el Programa de CT del MER. Para la toma de decisiones del proyecto, existe la Junta Directiva (JD) de la EPR (9 socios actuales) y el Grupo Director del Proyecto SIEPAC, que ha sido sustituido actualmente por el Consejo Director del MER, integrado por un representante por país con la autoridad suficiente para ser vocero de la política energética de cada país con relación al proyecto SIEPAC y al MER, quienes toman todas las decisiones relevantes sobre el proyecto.

Con el objetivo de promover la modernización del sector público y la integración eléctrica regional, durante la década de los 90’s, tanto el BID a través de fondos del Capital Ordinario (OC) y Fondos para Operaciones Especiales (FOE), así como el gobierno de España (Fondo Quinto Centenario administrado por el BID), a través de la empresa eléctrica ENDESA (séptimo socio de la EPR), ofrecieron el apoyo, tanto técnico como financiero a los países de la región, para alcanzar los beneficios económicos en el sector eléctrico a partir de dicha integración regional; para lograr ahorros en el consumo de derivados del petróleo, en los costos de inversión y operación de los sistemas eléctricos nacionales, como también mejorar la calidad en el suministro de electricidad en toda la región.

Para constituir el MER, los Estados de los seis (6) países centroamericanos aprobaron y ratificaron el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, piedra angular del proyecto SIEPAC, que fue suscrito en el año 1996 y entró en vigencia en enero de 1999; que establece el marco jurídico regional necesario para abrir los mercados nacionales al intercambio regional, tanto en el acceso a la transmisión eléctrica como a las oportunidades de comprar y vender electricidad entre participantes de los diferentes países.

En la perspectiva actual, el proyecto SIEPAC involucra la participación de diferentes instituciones regionales, que fueron creadas para su participación en el MER, tales como: la EPR (1999); la UE del SIEPAC adscrita al Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) en 1999, la CRIE (2000) como ente regulador y el EOR (2001). Adicionalmente, en los últimos años, con la participación de la empresa ISA de Colombia en el 2006, que se integró como octavo socio y la incorporación de la CFE de México en el 2009 como el noveno socio de la EPR, se logró que con la participación de estos dos últimos se avanzara con las interconexiones extra regionales de ambos países con América Central (GU-MX, financiada por el BID ya en funcionamiento y PN-CO, cuyos estudios están siendo apoyados por 3 CTs del BID), y se espera que ambas interconexiones permitan intercambios en la provisión de energía a la región de acuerdo con la respectiva Armonización Regulatoria.

Los contratos para la construcción de la infraestructura de la línea de transmisión SIEPAC fueron suscritos en julio de 2006, para una longitud inicial de 1.800 Km. y una capacidad de transmisión de 300 MW en 230 kV, que recorre desde Guatemala, pasando por todos los países de la región, hasta la subestación Veladero en el occidente de Panamá.

## **b. Descripción del Proyecto**

### **i. Objetivo(s) del Desarrollo**

De acuerdo al Anexo A del Contrato de Préstamo original, aprobado en 1997, los objetivos de desarrollo eran los siguientes:

- 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.
- Diseñar y construir la infraestructura de interconexión eléctrica (líneas de transmisión, subestaciones y un centro regional de coordinación y transacciones) que facilite los intercambios de energía eléctrica entre los participantes en el MER.

En noviembre de 2001, el proyecto fue reformulado, debido a que el esquema de financiamiento inicial aprobado por el BID, de un préstamo directo a la EPR con garantías soberanas, no era funcional para los gobiernos de los 6 países por diferentes motivos legales y operativos, por lo que se propuso un cambio al esquema de financiamiento, para financiar directamente a los socios de la EPR, utilizando diferentes fuentes de recursos de CO, FOE y del 5º Centenario (SQ) y se modificaron los objetivos del Proyecto así:

- Establecer reglas del mercado comunes para las transacciones regionales entre los agentes ubicados en los seis (6) países;
- Crear y poner en funcionamiento dos instituciones regionales: la CRIE, como entidad reguladora, y el EOR, como operador del sistema eléctrico y administrador del mercado en lo que compete a transacciones regionales; y
- Construir la línea de 1.830 Km., 230 kV (la Línea SIEPAC) que irá de Guatemala a Panamá.
- En julio del 2008 y agosto del 2010 el Directorio del BID aprobó, dos nuevas CTs por US\$ 1.5 millones cada una de manera de continuar el apoyo a las instituciones del MER en su etapa final de consolidación y perfeccionamiento, para lograr el ordenamiento eficiente de sus operaciones como la base fundamental para el impulso del comercio regional de electricidad.

En septiembre del 2009, el Directorio del BID aprobó un préstamo adicional a Nicaragua, así como la reorientación de fondos de dos operaciones en ejecución en Costa Rica y Honduras, para apoyar a estos países a financiar la parte correspondiente de los sobrecostos presentados en el proyecto.

### **ii. Componentes**

#### **- Componente 1: Creación del Mercado Eléctrico Regional:**

Con recursos de la CT Regional SIEPAC se contrataron los estudios iniciales para la elaboración de la reglamentación del MER, la definición de la estructura organizacional de la CRIE y el EOR, y los estudios técnicos necesarios para la operación del *System Control and Data Acquisition* (SCADA)/*Energy Managment System* (EMS) del EOR, para el funcionamiento del Centro Regional de Coordinación y Transacciones, entre otros.

Con la creación y funcionamiento de la CRIE y el EOR, y la aprobación e implantación progresiva del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) a partir de diciembre de 2005, el MER entró en la etapa definitiva para la integración eléctrica regional, por lo que se cumple con el objetivo del establecimiento de los mecanismos legales, institucionales y técnicos para regular el mercado regional en América Central y completar el acceso a la transmisión eléctrica regional, como a las oportunidades de comprar y vender electricidad entre participantes de los diferentes países de la región.

Los diagnósticos, diseños de detalle, los reglamentos para la Operación Técnica y Comercial (ROTC) y el Reglamento de Transmisión (RT) del MER fueron concluidos y aprobados por el Grupo Director y la CRIE bajo la denominación “Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)” en diciembre de 2005.

El Primer Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional fue aprobado en forma simultánea con el Tratado Marco en diciembre de 1997 y fue necesario para puntualizar algunos aspectos que no se lograron incorporar previamente a la firma del Tratado Marco por los Presidentes de los Países de América Central.

En el año 2007 se firmó, por parte del Poder Ejecutivo de todos los países, el Segundo Protocolo al Tratado Marco que tiene por objeto:

- Complementar las disposiciones del Tratado Marco adaptándolas al desarrollo del MER;
- Establecer las acciones u omisiones que constituyan incumplimientos a las disposiciones del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, y las resoluciones que emita la CRIE;
- Establecer el régimen básico de sanciones que se aplicarán por los incumplimientos;



- Establecer los cargos regionales aplicables en el MER y desarrollar el régimen presupuestario y de fiscalización de los gastos de la CRIE

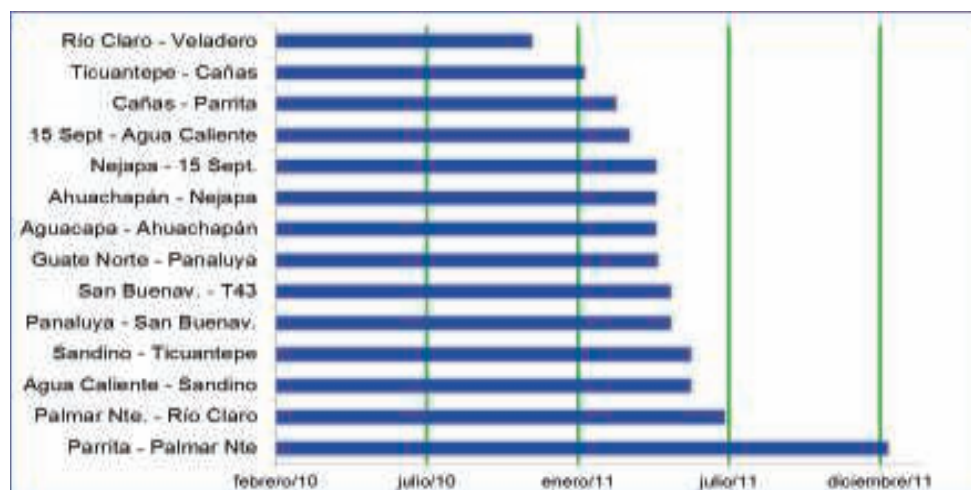
Por otra parte, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá ya han ratificado, por medio de sus Asambleas Legislativas el Segundo Protocolo al Tratado Marco y enviado al Sistema de la Integración Centroamericana (SICA) para su entrada en vigencia, quedando pendiente únicamente de aprobación por Costa Rica, lo cual se espera sea durante el 2011.

- **Componente 2: Construcción de la Infraestructura de la Línea SIEPAC**

El avance de la construcción física, económica y presupuestas de la línea al 30 de noviembre de 2010, se presenta en el siguiente cuadro:

PAÍS	TRAMO		A NOVIEMBRE 2010	
	Nº	DESCRIPCIÓN	Físico	Presupuestal
Guatemala	1	Aguacapa - Frontera con El Salvador	91%	65%
	2	Guatemala Norte - Panaluya	71%	72%
	3	Panaluya - Frontera con Honduras	73%	98%
		<b>Subtotal Guatemala</b>	<b>78%</b>	<b>76%</b>
El Salvador	4	Frontera con Guatemala - Ahuachapán	99%	75%
	5	Ahuachapán - Nejapa	82%	94%
	6	Nejapa - 15 de Septiembre	86%	86%
	7	15 de Septiembre - Frontera con Honduras	98%	67%
		<b>Subtotal El Salvador</b>	<b>91%</b>	<b>82%</b>
Honduras	8	Frontera con El Salvador - Agua Caliente	90%	57%
	9	Agua Caliente - Frontera con Nicaragua	99%	61%
	10	Torre 43 (T) - San Buenaventura (Río Lindo)	100%	29%
	11	Frontera con Guatemala - San Buenaventura (Río Lindo)	71%	62%
		<b>Subtotal Honduras</b>	<b>90%</b>	<b>57%</b>
		<b>TOTAL LOTE 1</b>	<b>87%</b>	<b>73%</b>
Nicaragua	12	Frontera con Honduras-Sandino	100%	96%
	13	Sandino -Ticuanatepe	93%	75%
	14	Ticuanatepe-Frontera con Costa Rica	100%	99%
		<b>Subtotal Nicaragua</b>	<b>98%</b>	<b>92%</b>
Costa Rica	15	Frontera con Nicaragua-Cañas	100%	93%
	16	Cañas-Parrita	87%	74%
	17	Parrita-Palmar Norte	43%	37%
	18	Palmar Norte-Río Claro	54%	82%
	19	Río Claro-Frontera con Panamá	100%	86%
		<b>Subtotal Costa Rica</b>	<b>77%</b>	<b>71%</b>
Panamá	20	Frontera con Costa Rica-Veladero	100%	100%
		<b>Subtotal Panamá</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>
		<b>TOTAL LOTE 2</b>	<b>91%</b>	<b>81%</b>

En ambos Lotes el avance es muy significativo, sin embargo, han existido atrasos importantes en la obtención de la servidumbre de paso a lo largo de la línea y en especial en el tramo Parrita-Palmar Norte en Costa Rica, y otros problemas de índole social con algunas municipalidades en El Salvador, Guatemala y Nicaragua, lo que ha afectado la ejecución y conclusión de las obras de la línea hasta el 2011. El avance de ejecución de los distintos tramos que constituyen la línea SIEPAC se presenta en el siguiente cuadro, el primer tramo entró en operación en noviembre del 2010 y se espera que la totalidad de los tramos estén en funcionamiento a inicios del 2012, de acuerdo al siguiente cuadro de finalización:



Fuente: Empresa Propietaria de la Red, S.A.

### c. Revisión de la Calidad del Diseño (si aplica )

No aplica debido a la fecha de aprobación del préstamo (1997) y la aprobación de la reformulación del esquema de financiamiento (2001)<sup>3</sup>.

#### Revisión de la Calidad del Diseño

☐ Muy Satisfactorio (MS)

☐ Plenamente Satisfactorio (PS)

☐ Menos que Satisfactorio (MS)

☐ Insatisfactorio (I)

## III. Resultados

### a. Efectos Directos

#### Componente 1: Creación del Mercado Eléctrico Regional

##### i) Marco institucional

- 15 funcionarios permanentes contratados para el EOR y para la CRIE. Cumplido.

##### ii) Funcionamiento del Marco Regulatorio

- 3 Reglamentos y otros instrumentos regulatorios aprobados. Cumplido.

#### Componente 2: Construcción de la Infraestructura de la Línea SIEPAC

##### Construcción de la Línea SIEPAC

- 1,800 km de línea de transmisión de electricidad construidos. En etapa final de cumplimiento.

<sup>4</sup> De acuerdo al documento Quality @ Entry, la Revisión de la Calidad del Diseño es un ejercicio que se lleva a cabo una vez al año por DEV con los departamententos regionales, sobre una muestra de los proyectos aprobados a partir del año 2002, por lo tanto no aplica a este Programa.

## LOGRO DEL LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO (OD)

### Objetivos de Desarrollo(s) (Propósito)

1. Mercado Mayorista competitivo de electricidad establecido.

Indicador: Transacciones internacionales firmes sobre la base de las reglas del MER.

Clasificación: **P**

### Indicadores Claves de Efectos Directos

Efectos Directos Planeados:			Efectos Directos Logrados
Línea de Base	Intermedia	Término del Proyecto	
1.1B 0 GWh (2001)	1.1I 1.500 GWh (2006)	1.1E 4.000 GWh (2011)	1.1 368 GWh (2009)

2. Recursos del Sector Privado para la expansión de la capacidad de generación de electricidad en la región movilizados.

Indicador: Porcentaje de potencia instalada por privados.

Clasificación: **P**

### Indicadores Claves de Efectos Directos

Efectos Directos Planeados:			Efectos Directos Logrados
Línea de Base	Intermedia	Término del Proyecto	
2.1B 50% (2001)	2.1I 60% (2006)	2.1E 70% (2011)	2.1 62,3% (2009)

**Reformulación.** Únicamente se reformuló el esquema de financiamiento, pero no los objetivos de desarrollo, ni los componentes del proyecto.

[ **X** ] N/A

**Reajuste ISDP:** indicar si y cuándo el ISDP fue reajustado, y explicar cambios que resultaron de este ejercicio.

[ **X** ] N/A

Debido a que el BID cambió del sistema PPMR ( Informe de Seguimiento de Desempeño de Proyecto -ISDP) en 2009, fue necesario adaptarlo al nuevo sistema denominado PMR, consecuentemente se tuvo que modificar la información de acuerdo al nuevo formato. Sin embargo, este PCR todavía está basado en la información del antiguo PPMR (ISDP), por lo que se está adaptando la información al mismo. Adicionalmente es importante mencionar que los indicadores de los efectos directos no se han modificado desde la reformulación del esquema de financiamiento del proyecto, en el que se previa que esta se terminaría en el año 2007, por lo que existe un desfase de 5 años en el logro de los mismos.

### Resumen del(os) Objetivo(s) de Desarrollo Clasificación (OD):

[ ] Muy Probable(MP) [ **X** ] Probable (S) [ ] Poco Probable (PP) [ ] Improbable (MI)

Justifique brevemente la clasificación basada en el grado de cumplimiento de las metas planeadas, explicando las diferencias entre los efectos directos planeados y los logrados, así como otros factores relevantes. Indicar referencias sobre la evidencia que respalda dichos resultados.

El primer objetivo de desarrollo está por debajo de la meta, por diferentes razones: i) la línea de transmisión tiene un retraso de 5 años y todavía no se ha concluido A la fecha únicamente dos tramos han entrado en operación y se espera que los 17 restantes lo hagan a lo largo del 2011 y el último en el 2012, por lo que el primer indicador estaba previsto que se cumpliera a los 5 años de operación de la línea; ii) el MER todavía está funcionando con su reglamento transitorio, pero se espera que durante el primer semestre del 2011, tanto la CRIE como el EOR habrán realizado las acciones necesarias y aprobado la implantación definitiva del RMER, lo que apoyará la consecución de la meta planeada;

En el año 2010 el valor aproximado será de 700 GWh y se espera que de acuerdo a las proyecciones del EOR se llegue a 1.700 GWh en la 2014 y conforme a lo establecido en el Plan de Generación y Transmisión indicativo del GTPIR de abril del 2007 se alcance la meta a los cinco años del inicio de la operación completa del la línea SIEPAC, es decir en el 2017-2018.

El segundo objetivo de desarrollo, requiere para su cumplimiento lo siguiente: i) que la regulación regional esté establecida y en plena vigencia (RMER), y ii) la línea SIEPAC esté construida y operando. Se espera que con el cumplimiento de ambas acciones, se den señales adecuadas a los inversionistas privados para aumentar la capacidad de generación en la región y alcanzar la meta planeada en el mediano plazo.

**Estrategia de País:** Dados los resultados descritos arriba, indicar brevemente cómo el proyecto contribuyó a la estrategia del Banco en el país.

El proyecto está contribuyendo con la estrategia del BID para la Región, que está centrada en fomentar la integración para impulsar la competitividad y eficiencia que permita el crecimiento económico y el desarrollo sustentable de la región. Dentro de la estrategia se promueven políticas y proyectos que garanticen la seguridad energética, mediante el abastecimiento energético diversificado, seguro, confiable y amigable con el medio ambiente y el proyecto contribuye en forma muy significativa a la estrategia. También la creación de las instituciones regionales y la puesta en operación del RMER incrementarán el grado de integración de la Región.

## b. Externalidades

- La construcción de la línea SIEPAC ha generado empleo a lo largo del proyecto, no solo empleos directos sino también indirectos relacionados con bienes y servicios ofrecidos a las empresas constructoras, a la firma supervisora, a la EPR y al personal de las mismas.
- Mejoramiento de la infraestructura a lo largo de la línea especialmente vías de acceso, que podrán ser utilizadas por los pobladores, para sus actividades personales y comerciales, mejorando la productividad de las zonas de influencia del proyecto SIEPAC, durante la etapa de construcción y operación futura.
- La explotación comercial futura del cable de fibra óptica (OPGW), para el proyecto de la Autopista Mesoamericana de Información (AMI/REDCA), será importante por que generará ingresos adicionales a la EPR como accionista de la empresa REDCA, S.A.
- Los impactos al medio ambiente, han sido adecuadamente mitigados con las medidas necesarias realizadas por la EPR, por ejemplo: con cambios de rutas de las líneas de transmisión, inversiones en los seis (6) países para compensar la tala y poda de árboles, así como el mejoramiento y protección de algunos parques nacionales, etc.
- Con la construcción de la línea SIEPAC y la implantación del MER se han potencializando las interconexiones extrarregionales con México y Colombia.
- Los problemas relacionados con la obtención de la servidumbre de paso a lo largo de la línea ha afectado la ejecución de las obras y por ende el retraso significativo en la conclusión de la línea hasta el 2012 y el incremento del costo del proyecto.

## c. Productos

PROGRESO EN LA IMPLEMENTACION (PI)			
Componentes (Productos)		Indicadores Claves del Producto <sup>4</sup>	
<b>1. Componente 1a: <u>Marco Institucional</u></b> Costo total Componente 1: US\$6,225,000.00 Contrapartida: US\$ 569.400 BID: US\$ 5.655.700, Desembolso BID %del costo total: 91,0 <b>Clasificación: S</b>		<div>Productos Planeados</div> <div>Al Término del Proyecto</div> <div>Fin de Proyecto</div> <div>Término de Proyecto</div> <div>Línea de Base* Intermedia</div> <div>1.1B 0 funcionarios (2001) 1.1I 0 funcionarios (2006)</div> <div>1.1E 15 funcionarios(2009)</div>	<div>1.1 30 funcionarios (2009)</div>
<b>Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales (sin aplica).</b> El resultado obtenido fue mayor debido a que se capacitó mayor cantidad de personal en la CRIE y del EOR, como parte del fortalecimiento institucional de ambas instituciones [ ] N/A			
<b>Reestructuración. Indique si este componente del proyecto ha sido reestructurado (fecha aprobación Gerente)(si aplica). Describir brevemente las consecuencias de estos cambios.</b> [ X ] N/A			
[ ] Muy Satisfactorio (MS)		[ X ] Satisfactorio (S)	[ ] Poco Satisfactorio (PS)
<b>2. Componente 1b: <u>Funcionamiento del Marco Regulatorio</u></b> Costo total Componente 2: US\$10.175.000 Contrapartida: US\$930.600 BID: US\$ 9.244.300 Desembolso BID %:del costo total 91% <b>Clasificación: S</b>		<div>Productos Planeados</div> <div>Al Término del Proyecto</div> <div>Fin de Proyecto</div> <div>Término de Proyecto</div> <div>Línea de Base* Intermedia</div> <div>1.1B 0 reglamentos (2001) 1.1I 3 reglamentos (2005) 1.1E 3 reglamentos (2009)</div>	<div>1.1 3 reglamentos (2009)</div>
<b>Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales (si aplica).</b> [ X ] N/A			
<b>Reestructuración. Indique si este componente del proyecto ha sido reestructurado (fecha aprobación por el Gerente). Describir brevemente las consecuencias de estos cambios.</b> [ X ] N/A			
[ ] Muy Satisfactorio (MS)		[ X ] Satisfactorio (S)	[ ] Poco Satisfactorio (PS)
<b>3. Componente 2: <u>Construcción de la Línea SIEPAC</u></b>		<div>Productos Planeados</div> <div>Al Término del Proyecto</div> <div>Fin de Proyecto</div> <div>Término de Proyecto</div> <div>Línea de Base* Intermedia</div>	

<sup>4</sup> Estos indicadores se alcanzaron en el 2009 y por eso consta esa fecha pero ese nivel de cumplimiento se mantienen a esta fecha.

Costo total Componente 3: US\$494.000.000 Contrapartida: US\$240.500.00 BID: US\$ 253.500.000 Desembolso BID %del costo total: 51,3 <b>Clasificación: S</b>	1.1B_0_(2001) 1.1I <u>447 km</u> (2010) 1.1E <u>1.830 km</u> (2011)	1.1 <u>1.800 km</u> (2011)
<b>Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales (si aplica).</b> La longitud final de la línea es menor en 30 km debido a todos los cambios de ruta derivados de los problemas en la obtención de servidumbre y modificaciones en la reubicación de las subestaciones en algunos tramos de la línea. <input type="checkbox"/> N/A		
<b>Reestructuración. Indique si este componente del proyecto ha sido reestructurado (fecha aprobación por el Gerente). Describir brevemente las consecuencias de estos cambios.</b> Debido a principalmente los problemas en la obtención de servidumbre de paso y a la necesidad presentada por los sistemas eléctricos nacionales, se analizó, evaluó y justificó la modificación del proyecto original, para la construcción de las torres previstas para un segundo circuito de la línea a ser construido en el corto y mediano plazo en los diferentes países de la región. Con relación a los costos, debido a las demoras en la ejecución del proyecto principalmente por la obtención de servidumbres el proyecto tuvo sobrecostos para lo cual el BID aprobó la reformulación de dos préstamos (1908/OC-CR y 2016/BI-HO) y uno nuevo 2421/BL-NI por US\$4.500.000 cada uno. <input type="checkbox"/> N/A		
<b>Resumen del Progreso en la Implementación Clasificación (PI):</b>		
<input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (I) <input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)

#### d. Costos del Proyecto

##### COOPERACION TECNICA REGIONAL SIEPAC

Costo Total del Proyecto – Planeado (US\$000)					Costo Total del Proyecto – Actual (US\$000)			% Diferencia
CATEGORIA DE INVERSION	TOTAL PRESTAMOS y CT	BID - FOE	APORTE LOCAL	TOTAL	INVERSION FINAL PRESTAMOS Y CT	INVERSION FINAL APOORTE LOCAL	TOTAL INVERSION REAL	
1 Asesoría General durante la organización del SIEPAC	0,00	1.800,00	200,00	2.000,00	2.672,00	772,29	3.444,29	72%
2 Operación del Mercado Regional	0,00	1.100,00	300,00	1.400,00	1.954,51	388,49	2.343,00	67%
3 Regulación de la Transmisión y Calidad del Servicio	900,00	700,00	90,00	1.690,00	928,60	91,40	1.020,00	-40%
4 Regulación Operación Comercial	0,00	200,00	10,00	210,00	270,00		270,00	29%
5 Capacitación	800,00	200,00	200,00	1.200,00	286,00	109,00	395,00	-67%
6 Organización de la Exploración Económica y Revisión Regulatoria	500,00		100,00	600,00	-12,70	112,70	100,00	-83%
7 Creación y organización del CRIE y EOR	1.350,00	1.000,00	100,00	2.450,00	3.755,38	89,62	3.845,00	57%
8 Centro de Coordinación y Transacciones	3.500,00		450,00	3.950,00	3.631,38	371,62	4.003,00	1%
9 Asesoría en Asuntos Ambientales	500,00		50,00	550,00	59,47	11,53	71,00	-87%
<b>Sub-Total</b>	<b>7.550,00</b>	<b>5.000,00</b>	<b>1.500,00</b>	<b>14.050,00</b>	<b>13.544,64</b>	<b>1.946,65</b>	<b>15.491,29</b>	<b>10%</b>
10 Imprevistos	1.150,00			1.150,00	0,00			-100%
11 Costos Financieros	1.200,00	0,00	0,00	1.200,00	907,00	0,00	907,00	-24%
11.1 Inspección y Vigilancia	87,00			87,00				-100%
11.2 Intereses	963,00			963,00	907,00		907,00	-6%
11.3 Comisión de Crédito	150,00			150,00				-100%
<b>TOTAL</b>	<b>9.900,00</b>	<b>5.000,00</b>	<b>1.500,00</b>	<b>16.400,00</b>	<b>14.451,64</b>	<b>1.946,65</b>	<b>16.398,29</b>	<b>0%</b>

**LINEA SIEPAC:**

Costo Total del Proyecto – Planeado (US\$000)				Costo Total del Proyecto – Actual[1] (US\$000)					Diferencia %
CATEGORIAS DE INVERSION	APORTES EPR	PRESTAMOS BID INICIALES	COSTO TOTAL	APORTE S EPR	PRESTAMOS BID INICIALES	OTRAS FUENTES (BCIE-CAF-BANCOMEX)	PRESTAMOS COMPLEMENTARIOS	COSTO TOTAL	
1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION	9.200,00	12.000,00	21.200,00	30.181,00	22.600,00	21.276,00	4.103,00	78.160,00	269%
1.1. INGENIERIA	2.300,00	12.000,00	14.300,00	23.221,00	22.600,00	19.461,00	2.925,00	68.207,00	377%
1.2. ADMINISTRACION	6.900,00	0,00	6.900,00	6.960,00		1.815,00	1.178,00	9.953,00	44%
2. COSTOS DIRECTOS	62.400,00	168.500,00	230.900,00	8.511,00	211.463,00	131.791,00	35.724,00	387.489,00	68%
2.1. TERRENOS Y SERVIDUMBRES	30.300,00		30.300,00	8.511,00		13.827,00	6.795,00	29.133,00	-4%
2.2. LINEAS	26.100,00	137.000,00	163.100,00		211.463,00	66.033,00	24.112,00	301.608,00	85%
2.3. CONEXIÓN A SUBESTACIONES	2.800,00	14.700,00	17.500,00			41.000,00	4.817,00	45.817,00	162%
2.4. EQUIPO DE COMPENSACION	3.200,00	16.800,00	20.000,00			10.931,00		10.931,00	-45%
3. COSTOS ESTIMADOS AMBIENTALES	200,00	1.300,00	1.500,00	1.155,00	1.829,00	0,00	673,00	3.657,00	144%
3.1 ESTUDIOS AMBIENTALES	200,00	1.300,00	1.500,00	1.155,00	1.829,00		673,00	3.657,00	144%
4. SIN ASIGNACION ESPECIFICA	6.200,00	31.900,00	38.100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-100%
4.1 IMPREVISTOS	3.500,00	17.800,00	21.300,00						-100%
4.2 ESCALAMIENTO	2.700,00	14.100,00	16.800,00						-100%
5. COSTOS FINANCIEROS	2.300,00	26.300,00	28.600,00	18.653,00	4.108,00	1.933,00	0,00	24.694,00	-14%
TOTAL	80.300,00	240.000,00	320.300,00	58.500,00	240.000,00	155.000,00	40.500,00	494.000,00	54%

### **Explique brevemente diferencias.**

#### **Línea SIEPAC**

El costo estimado inicial del Proyecto SIEPAC fue calculado tomando en cuenta las estimaciones de costo consignadas el Informe Final sobre los “Estudios Complementarios de la Expansión de la Interconexión” en agosto de 1997. Dichas cifras fueron confirmadas en el “*Preliminary Design Report*” en julio del 2001, cuando se reestructuró el esquema de financiamiento del BID.

Respecto a esta estimación inicial ha habido cambios significativos que ocasionaron que el costo del proyecto variara de trescientos veinte millones de dólares (US\$320.000.000) a cuatrocientos noventa y cuatro millones de dólares (US\$494.000.000), siendo las variaciones más significativas las siguientes:

- Construcción de la línea SIEPAC con prevista para la instalación de un doble circuito en el futuro. Esta fue una previsión basada en la evaluación económica-financiera y aprobación previa de todas las instancias regionales correspondientes y por el BID. Uno de los aspectos importantes en la justificación fueron los problemas en la obtención de servidumbres que generaría la construcción futura de una línea adicional. El cambio en el proyecto significó un costo adicional de US\$47,0 millones.
- Debido a la naturaleza privada de EPR, se han debido pagar impuestos de venta o de valor agregado en los países de la región, los cual ascienden aproximadamente a US\$30,0 millones, no incluidos en el presupuesto inicial. Este monto está incluido en los costos directos de líneas, bajo los supuestos en que fue estructurado el costo final del proyecto.
- El plazo contractual inicial con las empresas para la construcción de la Línea SIEPAC, Techint e Inabensa-Abengoa, inicialmente finalizaba el 24 de abril del 2009, sin haberse logrado la conclusión de la construcción, esto debido a diversos motivos, tales como: dificultades en la adquisición del 100% de los derechos de paso (servidumbres), sitios de torres, cambios y modificaciones en algunas subestaciones y otros de índole similar, con las consiguientes Órdenes de Cambio a los contratos iniciales, ocasionando sobrecostos en estos contratos, del orden de los US\$60 millones. EPR tenía el compromiso de entregar al contratista el 100% de las servidumbres liberadas en determinados plazos apoyándose en las empresas accionistas, y aun cuando se alcanzaron niveles mayores del 90%, no se ha podido completar oportunamente en los plazos contractuales, requiriendo la ampliación de plazos a los contratos. Esta situación contrarrestó el costo bajo del orden de US\$6,0 millones, obtenido en la contratación de la línea.
- En el presupuesto inicial del proyecto, el enfoque de la supervisión fue modelado con menor detalle, tipo supervisión por muestreo. La contratación que finalmente se realizó por interés de EPR amplió estos alcances. En forma complementaria, por el atraso en la conclusión del proyecto el costo de esta supervisión se incremento. El efecto neto entre lo presupuestado inicial y la inversión final de esta consultoría se incremento en aproximadamente US\$15,0 millones para completar un costo final de supervisión aproximadamente de US\$32,0 millones. También los costos de administración de la EPR se incrementaron por la extensión del plazo y mayores recursos de contraparte.
- El contrato llave en mano de las bahías de acceso a las subestaciones, producto de una licitación pública internacional con bastante participación, ascendió del presupuesto inicial de US\$20,0 millones a un costo de US\$46,0 millones. Había dificultades de integración de las tecnologías actuales con la de las subestaciones existentes de los accionistas de la región.
- Otros renglones de Ingeniería relacionadas a la topografía, adquisición de servidumbres, también se incrementaron en el orden de los US\$15,0 millones, por mayores dificultades en estas tareas.
- Se incrementaron en US\$2,0 millones los estudios relacionados al medio ambiente, por incremento en los estándares ambientales normalizados regionalmente (a lo exigido por las legislación de cada país) y las políticas de los Bancos financiadores que participan en el proyecto.

#### **COOPERACION TECNICA SIEPAC PARA LA CREACION DEL MERCADO ELECTRICO REGIONAL**

Los costos del la CT, solo sufrieron pequeños ajustes debido que los recursos de cooperación técnica fueron menores a los previstos en razón a que los costos financieros de los préstamos transferidos fueron cubiertos por los prestatarios y los de contrapartida efectivos fueron superiores a los previstos.

La primera CT para la creación del MER logró plenamente los objetivos que se trazó:

- Diseño General del MER
- Diagnóstico, diseño detallado y Reglamentos del MER: Reglamento Transitorio del MER (RTMER) y RMER
- Planeamiento estratégico y organizacional de los entes regionales (EPR, EOR y CRIE)
- Apoyo 2004-2010 a CRIE y EOR por medio Consultores Individuales
- Apoyo al desarrollo de la Línea SIEPAC participando en los Estudios de preinversión del proyecto.
- Adquisición de un Centro de Control de Energía Regional, Sistema Integrado de Información del MER (SIIM) y remodelación del Edificio del EOR
- Gestión del Segundo Protocolo al Tratado Marco

## **IV. Implementación del Proyecto**

### **a. Análisis de los factores críticos**

#### **i) Creación del MER:**



- **Implantación del RMER:** el RMER fue aprobado en diciembre de 2005, sin embargo, desde esa fecha el MER ha venido funcionando con el reglamento transitorio RTMER, situación que limita el accionar del mercado y la aplicación del RMER.
- **Aprobación del II Protocolo al Tratado Marco:** se requiere la aprobación y puesta en vigencia del II Protocolo al Tratado Marco por Costa Rica, lo que permitirá completar la aprobación de la regulación del MER, el cual se espera sea aprobado por Costa Rica en el 2011. El Segundo Protocolo al Tratado Marco está vigente en los otros cinco países de América Central.
- **Armonización de la legislación y regulación nacional con la regulación regional del MER:** Se culminó con éxito las propuestas de interfaces regulatorias (diagnostico, diseño y plan de acción) de parte de los consultores contratados para cinco de los países de America Central. Se requiere que los Reguladores Nacionales tomen acción eficaz y oportuna para implementar las interfaces regulatorias mínimas entre el Mercado Eléctrico Nacional y el MER basados en los trabajos de consultoría antes mencionados. Panamá está desarrollando este trabajo con recursos propios.
- **Impulso a los proyectos privados de generación regional, y de la demanda regional a través del MER:** Se está desarrollando el trabajo por medio de un informe especial de la UE.
- **Implantación del Reglamento del MER:** Se tienen identificados todos los elementos necesarios para la implantación del Reglamento del MER, pero se requiere un trabajo conjunto interinstitucional de los organismos de estrecha coordinación: CRIE, EOR, Reguladores Nacionales y Operadores Nacionales. Se considera critico que los gobiernos brinden el apoyo político respectivo para consolidar los apoyos regulatorios y operativos.
- **Fortalecimiento institucional del EOR y la CRIE:** Se logro consolidar el fortalecimiento del EOR. En cuanto a la CRIE aun se requiere que se desarrolle institucionalmente para responder efectivamente a los desafíos del MER.

ii) **Construcción de la infraestructura de la línea SIEPAC:**

Los principales factores críticos en la ejecución del proyecto SIEPAC que han afectado el plazo de ejecución y los costos del mismo, pero no así el logro de los objetivos de desarrollo ni los productos directos, son los siguientes:

- **Servidumbres y sobrecostos:** problemas en la obtención de servidumbres de paso han retrasado la construcción de la línea a lo largo de los seis (6) países, (por ejemplo: el tramo Parrita-Palmar Norte en Costa Rica y el tramo Panaluya-Frontera con Honduras (Municipio de Camotán) donde las alcaldías le han exigido a la EPR el pago de importantes sumas de dinero en concepto de impuestos municipales por la construcción de la línea en dicha zona y otros importantes en El Salvador, Honduras y Nicaragua); situaciones que han sido los motivos expuestos por los contratistas para justificar las demoras en el plazo de ejecución, como también en el incremento en los costos directos del proyecto.
- **El paso de la línea a través de zonas poblacionales (ciudades) y parques nacionales:** sobretudo en áreas de alta vulnerabilidad social, potencial de desarrollo urbanístico y protección ambiental, lo que ha implicado cambios en la ruta de la línea y atrasos adicionales en la ejecución de las obras.
- **Calidad de los materiales:** los cuales han retrasado la ejecución de las obras, en especial de las subestaciones en los seis (6) países y la construcción de torres en El Salvador y Honduras; lo que ha ocasionado problemas de suspensión de obras en estos países, aun cuando los costos de dichos retrasos y sustitución de materiales, le han correspondido a los mismo contratistas.

**b. Desempeño del Prestatario/Agencia Ejecutora**

**UNIDAD EJECUTORA SIEPAC**

La UE SIEPAC durante la ejecución del Programa ha mantenido la continuidad con su equipo técnico base, desde su creación hasta la finalización del Programa, lo que facilitó el manejo de los riesgos fiduciarios y ayudó al cumplimiento efectivo de las políticas y procedimientos del BID.

La calificación de “Muy Satisfactoria” se debe al eficiente apoyo técnico ofrecido por los funcionarios de la UE SIEPAC a todas las instituciones regionales del Proyecto (CRIE, EOR, EPR, CEAC) y en especial al Grupo Director para la toma de decisiones importantes en la ejecución de la implantación del MER, como también en actividades relacionadas con la ejecución de la línea de transmisión.

**Clasificación del Desempeño del Prestatario/Agencia Ejecutora**

<input checked="" type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PS)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)
--	--	--	---

**EMPRESA PROPIETARIA DE LA RED, S.A. (EPR)**

A pesar de todos los problemas críticos que han afectado la ejecución del proyecto, que ha tenido un fuerte impacto en los plazos y costos del proyecto, la EPR ha tenido la capacidad financiera y técnica necesaria, para ajustar sus acciones y encontrar soluciones adecuadas para avanzar en la ejecución de las obras de infraestructura de la línea y subestaciones. Es importante indicar que el manejo de los riesgos fiduciarios (adquisiciones y desembolsos) fueron realizados con responsabilidad y cumpliendo cuidadosamente con las políticas y procedimientos del BID, acordados en los contratos de préstamo.

**Clasificación del Desempeño del Prestatario/Agencia Ejecutora**

<input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PS)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)
---	---	--	---

**c. Desempeño del Banco**

En el anexo No.2 se presenta la evaluación del desempeño del BID realizada por la EPR y por la UE SIEPAC.



## Clasificación del Desempeño del Banco

<input checked="" type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PS)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)
--	---	--	---

## V. Sostenibilidad

### a. Análisis de Factores Críticos

#### - Viabilidad Económica y financiera del Proyecto

- La evaluación económica del proyecto ha sido actualizada tomando en cuenta los nuevos costos y también realizado la sensibilidad a los beneficios encontrándose que la misma está garantizada por lo que se considera que el proyecto será sostenible durante su vida útil. Esta viabilidad estará garantizada en la medida que los supuestos de análisis, como las estimaciones y proyecciones de transacciones de energía eléctrica a lo largo del periodo de vida del proyecto, así como los incrementos de nueva capacidad de generación eléctrica integrados al sistema SIEPAC, se cumplan.
- La sostenibilidad financiera del proyecto estará directamente relacionada con la aprobación del IAR por la CRIE y que se hayan implementado los mecanismos necesarios para que la EPR reciba los ingresos necesarios del MER, para el pago del servicio de la deuda y para cubrir los costos de operación y mantenimiento del proyecto a lo largo de la vida útil del mismo. La aprobación y el pago del IAR a la EPR, será el riesgo de mayor relevancia en la sostenibilidad del proyecto, por cuanto la implantación plena del RMER no sea efectiva en el corto plazo.

#### - Entorno Político

- Existe un proceso de armonización regulatoria entre la regulación regional y las nacionales, que deben ser implementadas con base en los estudios realizados sobre dicho tema. Será relevante, el apoyo político, de la CRIE y de los reguladores nacionales, para la implantación de estas interfases regulatorias, de modo que el séptimo mercado (MER) funcione adecuadamente para una verdadera integración eléctrica regional.

### b. Riesgos Potenciales

- Si bien los gobiernos tienen un compromiso con el proyecto de integración eléctrica regional, el pago del servicio de la deuda cuando no sea cubierta por el IAR, deberá ser cubierta con aportes de las empresas eléctricas nacionales y/o en su defecto por los gobiernos directamente, lo que conlleva un impacto negativo en el cumplimiento de los objetivos de desarrollo del MER. Serán importantes las acciones que el BID pueda desarrollar para apoyar, a la EPR que le permita recibir los ingresos que le permitan cubrir sus necesidades financieras y se viabilice la construcción de proyectos de generación regional. Por una parte, apoyar la aprobación del II protocolo en Costa Rica y por otra, a través de eventos internacionales sobre el Proyecto SIEPAC, para incentivar a los gobiernos y a los inversionistas privados en la ejecución de actividades y proyectos de generación regional, en la búsqueda de los objetivos de desarrollo del proyecto.
- El Reglamento del MER, aprobado desde el año 2005, contiene mucho detalle para futuros agentes de transmisión, pero no logró evitar que el SIEPAC deba cumplir con las regulaciones nacionales de los países. En varios aspectos es la suma de dos regulaciones, una regional y una nacional. Por otra parte, tampoco el RMER estableció que un proyecto de escala regional como SIEPAC empezara a recibir ingresos antes de iniciar obras en operación, esto podría requerir mayores aportes de capital para financiar el servicio de la deuda y de préstamos desembolsados, si el proyecto se retrasara significativamente.

### c. Capacidad Institucional

A partir de la génesis del diseño del proyecto, se crearon las instituciones regionales que se han fortalecido a lo largo del tiempo, para la ejecución del proyecto y del MER, como también para la operatividad del mismo en el futuro.

El EOR se ha fortalecido plenamente y tiene capacidad para realizar todas las responsabilidades establecidas en el Tratado Marco sus protocolos y el RMER.

La CRIE todavía debe fortalecerse, lo cual se espera sea posible con la asignación de recursos financieros para sus sostenibilidad, pero sobre todo es esencial que tenga la visión regional necesaria en coordinación con los reguladores nacionales a través de sus comisionados, para lo que es fundamental el apoyo de los gobiernos mediante el Consejo Director del MER.

La EPR y sus socios tienen las condiciones técnicas y administrativas adecuadas para gestionar la operación de la línea SIEPAC y con la conformación del Consejo Director del MER se espera que se fortalezca la integración regional a través de un adecuado seguimiento y toma de decisiones, lo que podrá permitir la sostenibilidad del proyecto en el largo plazo.

## Clasificación de Sostenibilidad (SO)

<input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PS)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)
---	---	--	---

### d. Riesgos Ambientales y Sociales

SIEPAC es un programa que produce un desarrollo de inversiones inducido y cuyos impactos socio-ambientales no fueron considerados en el diseño original. Esto por un lado presenta oportunidades de inversión pero además riesgos socio-ambientales. Está pendiente la implementación de la recomendación de VPS/ESG de realizar una EAS (Evaluación Ambiental Estratégica) del

SIEPAC como vector de desarrollo del sector energético, para evaluar sus efectos socio-ambientales de largo plazo y con vistas a prevenir, mitigar y compensar los impactos directos e indirectos de esas inversiones que han sido inducidas y que se están realizando y conectando a la línea de transmisión de SIEPAC. El enfoque de EAE estaría dirigiéndose a una eficiente integración a los procesos de planificación y toma de decisión de modo flexible y adaptativo; así como, a la armonización de los marcos regulatorios para los temas socio-ambientales del sector en la región.

## **VI. Evaluación y Seguimiento**

### **a. Información sobre Resultados**

Los organismos regionales (EPR, EOR y CRIE) mantienen sistemas de información adecuados para la recolección de información del MER, que permitirá el seguimiento sobre el comportamiento del mismo y la medición y evaluación del logro de los objetivos de desarrollo. Un elemento fundamental para el seguimiento de la operación del MER en tiempo real, es el Centro de Transacciones Regional (CTR) que cuenta con el sistema de información SCADA y los modelos matemáticos, que han sido desarrollados con dicho propósito, los cuales serán la base para la preparación de informes técnicos y del mercado regional, y que servirán en el futuro para darle seguimiento adecuado a los productos del Proyecto.

### **b. Seguimiento Futuro y Evaluación Ex-Post**

La información del mercado regional que periódicamente prepara el EOR, permitirá dar seguimiento a los resultados del proyecto, ya que los impactos directos están con las transacciones de electricidad entre los seis (6) países de la región y las interconexiones extra regionales.

No se ha previsto contractualmente la realización de una evaluación ex – post para el proyecto.

Sin embargo, conforme a lo establecido en la cláusula 4.05 (c) INFORMES de los contratos de préstamo, que establece lo siguiente: *“dentro del plazo de 2 años contados a partir de la terminación de la construcción de la línea SIEPAC, un Informe con los resultados del análisis del funcionamiento de todos los componentes del proyecto SIEPAC. Este análisis deberá haberse realizado en coordinación con la CRIE y el EOR, comparando dicho funcionamiento con lo previsto en los estudios y diseños de componentes del proyecto SIEPAC. En el caso que se encuentren condiciones adversas y desviaciones importantes con relación a los parámetros iniciales del diseño, el prestatario deberá tomar las medidas necesarias para que la EPR, en coordinación con el Banco, la CRIE y el EOR, defina las medidas correctivas, así como el programa de trabajo para su implantación”*. Con esta actividad se podrá verificar en el futuro el cumplimiento de los objetivos de desarrollo del proyecto.

## **VII. Lecciones Aprendidas**

- Se requiere un sólido Marco jurídico y soporte político desde el inicio y a lo largo de este tipo de proyectos.
- La creación del Grupo Director o el Consejo Director debe realizarse con la debida diligencia, estableciendo un perfil para dichos cargos, los cuales deberían considerarse para periodos de mediano plazo, por lo que los mecanismos de participación de los distintos entes nacionales y regionales deben ser explícitos y ser aprobados por todos los involucrados.
- Debe existir una unidad ejecutora técnica que trascienda los cambios de administración de los diferentes gobiernos en los países participantes y que dirija de forma global el proyecto.
- Se ha confirmado que la ejecución de un proyecto en que participan varios países requiere de una organización externa a los mismos países, como ha sido el caso de EPR, lo que brinda agilidad y flexibilidad para la toma de decisiones de dicha organización, ya que en ellas están reflejadas la voluntad de los países con una adecuada representación. Con lo anterior se optimizan los aspectos de contrataciones, financiamiento y ejecución. La fiscalización y el control se mantiene en forma coordinada por una misma institución, ya que existen aspectos propios de los países que implican restricciones a la ejecución de proyectos, como la legislación (permisos, autorizaciones, concesiones, aspectos ambientales, tratamiento de servidumbres), los impuestos, tasas, el estilo de administrar determinados temas; no obstante con una organización regional, también es posible ir encontrando soluciones a la medida de dichos aspectos. Por ejemplo, la estructura de las licitaciones realizadas pudo tomado más tiempo o haber considerado mayor requerimiento sobre las restricciones de ley en cada uno de los países.
- La participación de las empresas responsables de la transmisión como accionistas del proyecto es un elemento importante para el éxito del mismo, principalmente porque en la mayor parte de los países tenían capacidad de resolver aspectos propios de empresas públicas, pero se requiere la designación de funcionarios que se mantengan relacionados con el proyecto durante todo el periodo de ejecución, evitando que la llegada de nuevos funcionarios conlleven atrasos en la toma de decisiones por desconocimiento de las decisiones tomadas en periodos anteriores.
- Cuando un proyecto de infraestructura comprende más de un país, se requiere una coordinación efectiva en la utilización de tecnologías en las obras de la línea, subestaciones y otros, como consecuencia de las diferencias entre cada país, por lo que en el proceso de planificación se debe considerar la construcción de determinadas obras podrían ser construidas por los socios del proyecto, por ejemplo: la construcción de las bahías de acceso a la línea de transmisión.
- La inversión en infraestructura regional requiere de grandes aportes de cooperación técnica dirigidas al establecimiento de las bases institucionales, legales y estratégicas del proyecto.

- Es imprescindible que exista y se respete la institucionalidad regional que debe considerar desde el inicio el desarrollo y aprobación de la Armonización Regulatoria requerida. También es indispensable el compromiso de los gobiernos y Entes Reguladores Nacionales para la armonización de la Regulación nacional con la Regulación Regional hasta la finalización del proyecto.
- El ejecutor de la infraestructura del Proyecto debe analizar permanentemente las regulaciones nacionales y regionales que sean pertinentes para lograr el cumplimiento oportuno de las mismas y evitar que se produzcan atrasos innecesarios.
- El ejecutor debe enfocarse en el núcleo principal del proyecto (construcción de la línea SIEPAC) y el desarrollo de proyectos paralelos (como una red troncal de fibras ópticas) debe realizarse por medio de una unidad ejecutora independiente.
- Desde la perspectiva del ejecutor, la más importante sería anticipar la obtención de servidumbres y buscar que en los países donde no existe la legislación adecuada, se establezcan mecanismos alternos, que aplicación a este tipo de proyectos que permitan resolver esta situación oportunamente.
- Desde la perspectiva del BID, la obtención de la servidumbre de paso en proyectos eléctricos, seguirá siendo cada día más difícil de obtener, por cuestiones relacionadas con procedimientos restrictivos de acuerdo a las leyes nacionales (expropiación) y el proceso de negociación de los precios de mercado de las servidumbres por exigibilidad de los propietarios y restricciones ambientales entre otros, los cuales afectan directamente los plazos de ejecución de los proyectos y por ende los costos del mismo. Por lo que, en concordancia con la nueva política de financiamiento de gastos del BID, se podría obtener la servidumbre a través de la inclusión en los contratos llave en mano, para la construcción de los proyectos de energía.
- A lo interno del BID se conformó, una nueva forma de administrar y supervisar un proyecto regional (12 préstamos y 3 CT's), con la contratación de un consultor de enlace entre el ejecutor y el BID, que permitió apoyar al ejecutor en el cumplimiento de las condiciones contractuales y de los riesgos fiduciarios (adquisiciones, financieros, etc.) ante el BID.

## **Anexo No.1 Actas del Taller de Cierre**

### **PROYECTO: SISTEMA DE INTERCONEXION ELECTRICA PARA LOS PAISES DE AMERICA CENTRAL Y PROGRAMA DE COOPERACION TECNICA REGIONAL SIEPAC**

Esta acta informa sobre la discusión y resultados del Taller de Cierre del Programa, realizada el día 8 de diciembre de 2010 en la ciudad de Panamá, Panamá.

El Taller fue inaugurado por Ing. Marcelo Valenzuela, - BID, Ing. José Enrique Martínez – Gerente EPR e Ing. Edgardo Calderón - Gerente UE SIEPAC.

#### **PARTICIPANTES:**

<b><u>EPR</u></b> Ing. Jose Enrique Martinez Ing. Luis Bujan Ing. Ezequiel Galdámez Lic. Jorge Calderon Ing. Orlando Martínez Inga. Ana Graciela Che	<b><u>BID</u></b> Marcelo Valenzuela - Consultor Enrique Rodríguez-Flores Juan Valle – Consultor
<b><u>UE SIEPAC</u></b> Ing. Edgardo Calderon José Vargas	<b><u>CEAC</u></b> Ing. Claudio Artavia
<b><u>CEL-ETESAL</u></b> Ing. Ernesto Gálvez Ing. Joaquín Aparicio	<b><u>CRIE</u></b> No participo, no obstante fue invitado
<b><u>CONSEJO DIRECTOR</u></b> Ing. Teófilo de la Torre	<b><u>EOR</u></b> No participó, no obstante proporcionó información sobre las transacciones del MER.
<b><u>ICE-CNFL</u></b> Ing. Pablo Cob	

## **INTRODUCCIONES**

El Consultor-Especialista del BID a cargo del Proyecto SIEPAC, Marcelo Valenzuela, hizo una presentación sobre los objetivos del Taller de Cierre, que pretende revisar en detalle y en coordinación de los entes regionales involucrados en el Proyecto SIEPAC, tales como la EPR, CONSEJO DIRECTOR Y la UE SIEPAC realizaron la revisión final del Informe de Terminación del Proyecto (PCR), dando paso a la revisión a la agenda y al desarrollo del Taller de Cierre.

## **DISCUSION**

### **I. Información Básica**

Marcelo Valenzuela indicó que en los **Datos Básicos**, se ha incluido información global de todos los préstamos SIEPAC, más los préstamos adicionales de HO, NI y CR para cubrir los costos incrementales de la Línea SIEPAC y la totalidad de las CTs, tanto las finalizadas, la que está en ejecución y la que se ejecutar a partir del 2011.

Importante anotar por el Gerente de la UE SIEPAC, que el costo financiero de los préstamos de CR, ES, HO y NI para la CT Regional SIEPAC, no se han considerado los valores finales en el costo final del proyecto, por desconocer

exactamente el monto final de dicho costo financiero que el BID cobro a cada uno de los prestatarios de préstamos anotados.

## **II. El Proyecto**

### **a. Contexto del Proyecto.**

Se requirieron ajustes a la redacción del texto del documento, sobre los participantes en el proyecto, los cuales se incluyeron en la redacción final del mismo.

### **b. Descripción del Proyecto**

#### **i. Objetivo(s) del Desarrollo**

Sin comentarios importantes.

#### **ii. Componentes.**

Sin comentarios importantes.

### **c. Revisión de la calidad del Diseño**

No aplica.

## **III. Resultados**

### **a. Efectos Directos**

Se realizaron ajustes a los valores relacionados con las cantidades de electricidad negociados en el MER durante el año 2006.

### **b. Externalidades**

Sin comentarios importantes.

### **c. Productos**

## **LOGRO DE LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO**

### **Indicadores Claves de Efectos Directos.**

Se incluirá una nota de pie aclarando la línea de base sobre 1.1B y 1.2B. Con respecto a 1.4B y 1.4, se revisó el número de usuarios conectados vs. el porcentaje de cobertura para hacer los datos coherentes entre sí.

### **Resumen de Objetivos de Desarrollo Clasificación.**

Se cambió el número de componentes concluidos a X en vez de Y, por que las Obras de....

### **Estrategia de País.**

Sin cambios mayores.

### **d. Externalidades.**

Se realizaron modificaciones a la redacción de este ítem, sin modificar sustancialmente el objetivo de este ítem.

### **e. Productos.**

Sin cambios mayores.

### **f. Costos del Proyecto.**

## **IV. Implementación del Proyecto**

### **a. Análisis de los factores críticos.**

- i)
- ii)

### **b. Desempeño del Prestatario.**

## **V. Sostenibilidad**

### **a. Análisis de Factores Críticos:**

### **b. Riesgos Potenciales:**

**c. Capacidad Institucional:**

**VI. Evaluación y Seguimiento**

- a. Información sobre Resultados:
- b. Seguimiento Futuro y Evaluación Ex Post:

**VII. Lecciones Aprendidas**


Se revisó cada una de las lecciones aprendidas preparadas anticipadamente y se modificaron algunas,

Cierre.



## Anexo No.2


### Evaluación de la Empresa Propietaria de la Red. S.A.

 Banco Interamericano de Desarrollo Informe de Terminación de Proyecto –2006 PCR Evaluación del Prestatario	
Nombre del Proyecto: Infraestructura de transmisión del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central	
Agencia(s) Ejecutora(s): Empresa Propietaria de la Red S.A.	
Prestatarios: INDE, CEL, ENEE, ENATREL, ICE, ETESA	
Fecha de Aprobación del Proyecto: 28/11/2001	Fecha Efectividad Contrato: 15/03/2003 ( más tardía)
Fecha Evaluación Prestatario: 5/11/2010	Fecha Esperada Taller de Cierre: 8/12/2010
<b>Clasificación del Desempeño del Proyecto por el Prestatario</b>	
<u>La probabilidad de Lograr su Objetivo(s) de Desarrollo:</u>  <input checked="" type="checkbox"/> Muy Probable (MP) <input type="checkbox"/> Probable (P) <input type="checkbox"/> Poco Probable (PP) <input type="checkbox"/> Improbable (I) <u>Implementación del Proyecto:</u>  <input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (HS) <input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S) <input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PC) <input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI) <u>Sostenibilidad de Resultados de Proyecto:</u>  <input checked="" type="checkbox"/> Muy Probable (MP) <input type="checkbox"/> Probable(P) <input type="checkbox"/> Poco Probable (PP) <input type="checkbox"/> Improbable (I) Comentarios: Los primeros tramos del proyecto estarán en operación a finales del 2010 y el resto del proyecto en el año 2011.	
<b>Desempeño del Prestatario</b>	
Por favor clasifique su propio desempeño durante la preparación y ejecución del Proyecto:  <input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS) <input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S) <input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (US) <input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI) Comentarios: Existen muchas variables exógenas en los seis países en que se ejecuta el proyecto, que limitaron el avance en la ejecución y en sobrecostos.	
<b>Desempeño del Banco</b>	
Por favor clasifique el desempeño del Banco durante la preparación y ejecución del Proyecto. Elementos que deben ser considerados, incluir hasta qué punto el Banco facilitó la participación en el diseño del proyecto, propuso adecuadas soluciones técnicas a problemas identificados, y respondió a las necesidades del Prestatario (sentido del tiempo a la respuesta del Banco, y selección de tipo de instrumento) así como asistencia técnica (y la flexibilidad de responder a situaciones de emergencia durante la implementación del proyecto. Sus comentarios serán incorporados en el PCR, sin ser alterados). Favor notar que esta sección será replicada sin alterar al cuerpo principal del PCR.  <input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS) <input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S) <input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PS) <input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI) <u>Comentarios:</u> El Banco brindó un seguimiento oportuno, continuo y cercano a través de toda la ejecución del proyecto.	
<b>Sugerencias Adicionales para Mejorar el Desempeño del Banco</b>	
Comentarios/sugerencias adicionales para mejorar el futuro desempeño del Banco. <b>El manejo de una estructura de financiamiento de 12 créditos del BID y un conjunto de 11 sub-categorías de inversión, producía mucha rigidez en los procesos de asignación de fondos y pagos asociados, a un solo proyecto. Muchos sistemas del BancoBID, mantuvieron hasta el final un tratamiento segmentado a cada préstamo y no con la visión integral del conjunto.</b>	



### **Anexo No.3.**

### **Evaluación de la Unidad Ejecutora SIEPAC**

 <b>Banco Interamericano de Desarrollo Informe de Terminación de Proyecto –2006 PCR Evaluación del Prestatario</b>	
Nombre del Proyecto: Proyecto SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central)	
Agencia(s) Ejecutora(s): Unidad Ejecutora del Proyecto SIEPAC	
Prestatarios: INDE, CEL, ENEE, ENATREL, ICE, ETESA	
Fecha de Aprobación del Proyecto: 28/11/2001	Fecha Efectividad Contrato: 15/03/2003 ( más tardía)
Fecha Evaluación Prestatario: 5/11/2010	Fecha Esperada Taller de Cierre: 8/12/2010
<b>Clasificación del Desempeño del Proyecto por el Prestatario</b>	
<p><u>La probabilidad de Lograr su Objetivo(s) de Desarrollo:</u></p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Muy Probable (MP)      <input type="checkbox"/> Probable (P)      <input type="checkbox"/> Poco Probable (PP)      <input type="checkbox"/> Improbable (I)</p> <p><u>Implementación del Proyecto:</u> La regulación regional esta aprobada a excepción del Segundo Protocolo al Tratado Marco que solo falta Costa Rica cuyo gobierno esta realizando los tramites respectivos.</p> <p><input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (HS)      <input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S)      <input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PC)      <input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)</p> <p><u>Sostenibilidad de Resultados de Proyecto:</u> Los resultados serán sostenibles ya que la institucionalidad del Proyecto esta constituida y en funcionamiento</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Muy Probable (MP)      <input type="checkbox"/> Probable(P)      <input type="checkbox"/> Poco Probable (PP)      <input type="checkbox"/> Improbable (I)</p> <p>Comentarios:</p>	
<b>Desempeño del Prestatario</b>	
<p>Por favor clasifique su propio desempeño durante la preparación y ejecución del Proyecto:</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)      <input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S)      <input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (US)      <input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)</p> <p><u>Comentarios:</u> El tamaño organizacional pequeño y los funcionarios con alta especialización y experiencia permitieron realizar un desempeño eficiente considerando las dificultades de coordinación intrínsecas a procesos de integración regional de seis países</p>	
<b>Desempeño del Banco</b>	
<p>Por favor clasifique el desempeño del Banco durante la preparación y ejecución del Proyecto. Elementos que deben ser considerados, incluir hasta qué punto el Banco facilitó la participación en el diseño del proyecto, propuso adecuadas soluciones técnicas a problemas identificados, y respondió a las necesidades del Prestatario (sentido del tiempo a la respuesta del Banco, y selección de tipo de instrumento) así como asistencia técnica (y la flexibilidad de responder a situaciones de emergencia durante la implementación del proyecto. Sus comentarios serán incorporados en el PCR, sin ser alterados). Favor notar que esta sección será replicada sin alterar al cuerpo principal del PCR.</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)      <input type="checkbox"/> Satisfactorio (S)      <input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PS)      <input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)</p> <p><u>Comentarios:</u> El Banco brindó un seguimiento oportuno, continuo y cercano a través de toda la ejecución del proyecto. También es importante mencionar que se mantuvo de forma permanente una visión regional y conjunta del proyecto de infraestructura y del Mercado Eléctrico Regional como complementarios e interdependientes.</p>	
<b>Sugerencias Adicionales para Mejorar el Desempeño del Banco</b>	
Comentarios/sugerencias adicionales para mejorar el futuro desempeño del Banco.	

Otros (favor indicar).



#### Anexo No.4

#### **CUADRO DE AVANCE DE EJECUCION DE LA LINEA SIEPAC**

30/11/2010	Cimentaciones			Izado de Estructuras			Tendido de Conductores		
	Total	Realiz.	%	Total	Realiz.	%	Total	Realiz.	%
Guatemala	664	604	91,0%	664	593	89,3%	282,8	154,1	54,5%
El Salvador	736	736	100,0%	736	732	99,5%	286,0	193,1	67,5%
Honduras	724	724	100,0%	724	718	99,2%	273,0	124,5	45,6%
Nicaragua	755	744	98,5%	755	744	98,5%	307,5	302,9	98,5%
Costa Rica	1352	987	73,0%	1352	965	71,4%	493,0	248,3	50,4%
Panamá	398	398	100,0%	398	398	100,0%	150,0	150,0	100,0%
<b>TOTAL</b>	<b>4629</b>	<b>4193</b>	<b>90,6%</b>	<b>4629</b>	<b>4150</b>	<b>89,7%</b>	<b>1792,4</b>	<b>1172,9</b>	<b>65,4%</b>

#### **CUADRO DE AVANCE DE EJECUCION DE LA LINEA SIEPAC POR TRAMOS**

Tramo	Torres	Longitud (km)	Cimentaciones		Montaje		Tendido	
1 Aguacapa – Front ES	231	99,5	231	100,0%	231	100,0%	70,3	70,6%
2 Guatemala Norte - Panaluya	270	109,9	245	90,7%	244	90,4%	31,4	28,6%
3 Panaluya – Front HO	163	73,4	128	78,5%	118	72,4%	52,5	71,4%
<b>Total Guatemala</b>	<b>664</b>	<b>282,8</b>	<b>604</b>	<b>91,0%</b>	<b>593</b>	<b>89,3%</b>	<b>154,1</b>	<b>54,5%</b>
4 Front GU - Ahuachapán	55	19,0	55	100,0%	55	100,0%	19,0	100,0%
5 Ahuachapán - Nejapa	233	89,0	233	100,0%	230	98,7%	39,4	44,2%
6 Nejapa – 15 de Septiembre	221	85,0	221	100,0%	221	100,0%	47,5	55,9%
7 15 de Septiembre – Front HO	227	93,0	227	100,0%	226	99,6%	87,3	93,8%
<b>Total El Salvador</b>	<b>736</b>	<b>286,0</b>	<b>736</b>	<b>100,0%</b>	<b>732</b>	<b>99,5%</b>	<b>193,1</b>	<b>67,5%</b>
8 Front ES – Agua Caliente	138	54,00	138	100,0%	132	95,65%	41,35	76,57%
9 Agua Caliente – Front NI	178	64,10	178	100,0%	178	100,00%	62,58	97,63%
10 Torre 43 (T) – San Buenaventura	41	12,49	41	100,0%	41	100,00%	12,49	100,00%
11 San Buenaventura – Front GU	367	142,40	367	100,0%	367	100,00%	8,10	5,69%
<b>Total Honduras</b>	<b>724</b>	<b>272,99</b>	<b>724</b>	<b>100,0%</b>	<b>718</b>	<b>99,17%</b>	<b>124,52</b>	<b>45,61%</b>
12 Front. Honduras - Sandino	281	116,7	281	100,0%	281	100,0%	116,7	100,0%
13 Sandino - Ticuantepe	161	64,7	150	93,2%	150	93,2%	60,0	92,8%
14 Ticuantepe – Front CR	313	126,2	313	100,0%	313	100,0%	126,2	100,0%



<b>Total Nicaragua</b>	<b>755</b>	<b>307,5</b>	<b>744</b>	98,5%	<b>744</b>	98,5%	<b>302,9</b>	98,5%
15 Peñas Blancas - Cañas	372	129,7	372	100,0%	372	100,0%	129,7	100,0%
16 Cañas - Parrita	442	159,2	442	100,0%	441	99,8%	96,0	60,3%
17 Parrita-Palmar Norte	354	130,8						
18 Palmar Norte - Río Claro	127	50,7	116	91,3%	95	74,8%		
19 Río Claro - Paso Canoas	57	22,7	57	100,0%	57	100,0%	22,7	100,0%
<b>Total Costa Rica</b>	<b>1352</b>	<b>493,0</b>	<b>987</b>	73,0%	<b>965</b>	71,4%	<b>248,3</b>	50,4%
20 Front. CR - Panamá	398	150,0	398	100,0%	398	100,0%	150,0	100,0%
<b>Total Panamá</b>	<b>398</b>	<b>150,0</b>	<b>398</b>	100,0%	<b>398</b>	100,0%	<b>150,0</b>	100,0%
<b>Total General</b>	<b>4.629</b>	<b>1.792,4</b>	<b>4193</b>	90,6%	<b>4.150</b>	89,7%	<b>1.172,9</b>	65,4%

**Anexo No.5**

**PROJECT MONITORING REPORT (PMR) DEL SIEPAC AL 30/09/2010**

**Se adjunta a continuacion**

## I. BASIC DATA

### Project

Project Number: CA0007 Team Leader: VALENZUELA, MARCELO J.  
Project Name: Central America Electric Interconnection

Loan Number(s): 1001/OC-RG;1368/OC-CR;1369/OC-ES;1370/OC-GU;1371/OC-PN  
Lending Instrument: INVESTMENT  
Borrower: INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD  
Executive Agency (EA): EMPRESA PROPIETARIA DE LA RED S.A.  
Sector: ENERGY-POWER LINES  
Related Operation(s):

### Months of Execution

From Approval: 161  
From Contract Effectiveness: 100

### Special Categories

Poverty Targeted Investments (PTI): No  
Social Equity Enhancing (SEQ): No  
Project Environmental and Social Impact Category:

### Evaluation (to be imported from DEM)

Reflexive (Before/After): No  
Quasi Experimental: No  
Experimental: No

### Economic Performance

Cost Benefit (IRR): No  
Economic Rate of Return (ERR): No

### Reformulation

Was the objective(s) of this project reformulated? Yes  
Date of Board Approval:

### From Last PPMR

Project was classified as problem project under PPMR No  
Last PPMR Rating IP: Satisfactory

### Dates

Date of Approval: 10-Mar-1997  
Date of Contract Effectiveness: 19-Apr-2002  
Date of Eligibility from First Disbursement: 01-Aug-2003  
Date of Current Update: 20-Sep-2010  
Date of Validation by Division Chief:  
Date of Validation by Representative:

### Source

Original IDB: 0.0  
Current IDB: 0.0  
Pari-Passu: 51.96 %  
Co-Financing/Country: 329,710,000.0  
Amortization Period (months): 294

### Total Project Cost

Original Estimate: 329,710,000.0

### Disbursements

Disbursed Amount to Date: 0.0  
Disbursed Percentage to Date: 0.00 %

### Disbursement Period

Original Disbursement Expiration Date: 19-Apr-2007  
Current Disbursement Expiration Date: 17-Sep-2010  
Cumulative Extension (months): 36



## PROGRESS MONITORING REPORT

CA0007 - Central America Electric Interconnection

Inter-American Development Bank - IDB  
Office of Strategic Planning and Development Effectiveness  
11/1/2010 5:40:43 PM

Last PPMR Rating DO:

Probable

Special Extension (months):

36



## PROGRESS MONITORING REPORT

CA0007 - Central America Electric Interconnection

Inter-American Development Bank - IDB  
Office of Strategic Planning and Development Effectiveness  
11/1/2010 5:40:43 PM

### II. IMPACTS

*This section was not completed.*

## III. OUTCOMES

### A. Outcomes

		Baseline		31-DEC-2006		01-DEC-2009		01-JUN-2011	
Outcome / Indicator	Unit of Measure	Value	Year	Planned	Actual	Planned	Actual	Planned	Actual
Mercado Mayorista competitivo de electricidad establecido.									
Transacciones internacionales firmes sobre la base de las reglas del mercado eléctrico regional (MER)	GWH		2001	1500		4000	450	4000	
Recursos del sector privado para la expansión de la capacidad de generación de electricidad en la región movilizados.									
Porcentaje de potencia instalada por privados	Porcentaje	50	2001		60	64	62.30	70	

	End of Program (2010)			
Outcome / Indicator	Planned	Actual	Assumptions / Verification Mean	Observations
Mercado Mayorista competitivo de electricidad establecido.				
Transacciones internacionales firmes sobre la base de las reglas del mercado eléctrico regional (MER)			Estadísticas del sector eléctrico (CEPAL y Ente Operador Regional)	
Recursos del sector privado para la expansión de la capacidad de generación de electricidad en la región movilizados.				
Porcentaje de potencia instalada por privados			Estadísticas del sector eléctrico (CEPAL y Ente Operador Regional)	

### B. Correlation to Country Strategies

This section is under construction.

## IV. OUTPUTS

### A. Implementation Progress

Component / Output / Milestone	End of Program (2010)		Y1 (1997)		Y2 (1998)		Y3 (1999)		Y4 (2000)	
	Units	Unit of Measure	Planned	Actual	Planned	Actual	Planned	Actual	Planned	Actual
<i>Marco Institucional</i>										
Funcionarios permanentes contratados para el Ente de Operacion Regional (EOR) y para la Comision Regional de Interconexion Electrica (CRIE)	15	Funcionario								
- No milestones available -										
<i>Funcionamiento del marco regulatorio</i>										
Reglamentos y otros instrumentos regulatorios aprobados	3	Norma								
- No milestones available -										
<i>Construccion de la Linea SIEPAC</i>										
Kilometros de linea de transmision de electricidad construida en la Linea SIEPAC	1800	Kilometro								
- No milestones available -										

Component / Output / Milestone	Y5 (2001)		Y6 (2002)		Y7 (2003)		Y8 (2004)	
	Planned	Actual	Planned	Actual	Planned	Actual	Planned	Actual
<i>Marco Institucional</i>								
Funcionarios permanentes contratados para el Ente de Operacion Regional (EOR) y para la Comision Regional de Interconexion Electrica (CRIE)								
- No milestones available -								
<i>Funcionamiento del marco regulatorio</i>								
Reglamentos y otros instrumentos regulatorios aprobados								
- No milestones available -								





Development Effectiveness

## PROGRESS MONITORING REPORT

CA0007 - Central America Electric Interconnection

Inter-American Development Bank - IDB

Office of Strategic Planning and Development Effectiveness

11/1/2010 5:40:43 PM

Component / Output / Milestone	Y5 (2001)		Y6 (2002)		Y7 (2003)		Y8 (2004)	
	Planned	Actual	Planned	Actual	Planned	Actual	Planned	Actual
<i>Construccion de la Linea SIEPAC</i>								
Kilometros de línea de transmision de electricidad construida en la Linea SIEPAC								
- No milestones available -								

Component / Output / Milestone	Y9 (2005)		Y1 (2006)		Y1 (2007)		Y1 (2008)	
	Planned	Actual	Planned	Actual	Planned	Actual	Planned	Actual
<i>Marco Institucional</i>								
Funcionarios permanentes contratados para el Ente de Operacion Regional (EOR) y para la Comision Regional de Interconexion Electrica (CRIE)								
- No milestones available -								
<i>Funcionamiento del marco regulatorio</i>								
Reglamentos y otros instrumentos regulatorios aprobados	3.00	3.00						
- No milestones available -								
<i>Construccion de la Linea SIEPAC</i>								
Kilometros de línea de transmision de electricidad construida en la Linea SIEPAC								
- No milestones available -								

Component / Output / Milestone	Y1 (2009)		Y1 (2010)	
	Planned	Actual	Planned	Actual
<i>Marco Institucional</i>				
Funcionarios permanentes contratados para el Ente de Operacion Regional (EOR) y para la Comision Regional de Interconexion Electrica (CRIE)	15.00	30.00		7.00
- No milestones available -				



Development Effectiveness

## PROGRESS MONITORING REPORT

CA0007 - Central America Electric Interconnection

Inter-American Development Bank - IDB

Office of Strategic Planning and Development Effectiveness

11/1/2010 5:40:43 PM

Component / Output / Milestone	Y1 (2009)		Y1 (2010)	
	Planned	Actual	Planned	Actual
<i>Funcionamiento del marco regulatorio</i>				
Reglamentos y otros instrumentos regulatorios aprobados				
- No milestones available -				
<i>Construccion de la Linea SIEPAC</i>				
Kilometros de linea de transmision de electricidad construida en la Linea SIEPAC	1,800.00		1,800.00	447.00
- No milestones available -				

### B. Costs

Note: Amounts fixed in thousands

Project Costs by Outputs	EOP Planned Total Cost (US\$ 000)	Actual Total Cost (US\$ 000)	Y1 (1997)		Y2 (1998)		Y3 (1999)		Y4 (2000)	
			Planned (US\$ 000)	Actual (US\$ 000)	Planned (US\$ 000)	Actual (US\$ 000)	Planned (US\$ 000)	Actual (US\$ 000)	Planned (US\$ 000)	Actual (US\$ 000)
Funcionarios permanentes contratados para el Ente de Operacion Regional (EOR) y para la Comision Regional de Interconexion Electrica (CRIE)	6,225.00	6,225.00					209.00	148.00	209.00	162.00
Reglamentos y otros instrumentos regulatorios aprobados	10,175.00	10,175.00					1,166.00	828.00	1,166.00	475.00
Kilometros de linea de transmision de electricidad construida en la Linea SIEPAC	494,000.00	321,611.92								
<b>Total</b>	<b>510,400.00</b>	<b>294,850.86</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>1,375.00</b>	<b>976.00</b>	<b>1,375.00</b>	<b>637.00</b>

Project Costs by Outputs	Y5 (2001)		Y6 (2002)		Y7 (2003)		Y8 (2004)	
	Planned (US\$ 000)	Actual (US\$ 000)	Planned (US\$ 000)	Actual (US\$ 000)	Planned (US\$ 000)	Actual (US\$ 000)	Planned (US\$ 000)	Actual (US\$ 000)
Funcionarios permanentes contratados para el Ente de Operacion Regional (EOR) y para la Comision Regional de Interconexion Electrica (CRIE)	209.00	115.00	209.00	141.00	1,515.00	693.00	1,515.00	398.75
Reglamentos y otros instrumentos regulatorios aprobados	1,166.00	338.00	1,166.00	1,205.00	1,208.00	1,640.00	1,208.00	1,205.75



Development Effectiveness

## PROGRESS MONITORING REPORT

CA0007 - Central America Electric Interconnection

Inter-American Development Bank - IDB

Office of Strategic Planning and Development Effectiveness

11/1/2010 5:40:43 PM

Project Costs by Outputs	Y5 (2001)		Y6 (2002)		Y7 (2003)		Y8 (2004)	
	Planned (US\$ 000)	Actual (US\$ 000)	Planned (US\$ 000)	Actual (US\$ 000)	Planned (US\$ 000)	Actual (US\$ 000)	Planned (US\$ 000)	Actual (US\$ 000)
Kilometros de linea de transmision de electricidad construida en la Linea SIEPAC		1.03		376.00		3,490.14		6,176.58
<b>Total</b>	<b>1,375.00</b>	<b>454.03</b>	<b>1,375.00</b>	<b>1,722.00</b>	<b>2,723.00</b>	<b>5,823.14</b>	<b>2,723.00</b>	<b>7,781.08</b>

Project Costs by Outputs	Y9 (2005)		Y1 (2006)		Y1 (2007)		Y1 (2008)	
	Planned (US\$ 000)	Actual (US\$ 000)	Planned (US\$ 000)	Actual (US\$ 000)	Planned (US\$ 000)	Actual (US\$ 000)	Planned (US\$ 000)	Actual (US\$ 000)
Funcionarios permanentes contratados para el Ente de Operacion Regional (EOR) y para la Comision Regional de Interconexion Electrica (CRIE)	1,515.00	625.75	1,519.00	1,423.75		1,077.75		1,076.00
Reglamentos y otros instrumentos regulatorios aprobados	1,208.00	1,143.75	1,212.00	874.75		1,057.75		921.00
Kilometros de linea de transmision de electricidad construida en la Linea SIEPAC		15,999.83		37,469.62		41,025.56		77,512.43
<b>Total</b>	<b>2,723.00</b>	<b>17,769.33</b>	<b>2,731.00</b>	<b>39,768.12</b>	<b>0.00</b>	<b>43,161.06</b>	<b>0.00</b>	<b>79,509.43</b>

Project Costs by Outputs	Y1 (2009)		Y1 (2010)	
	Planned (US\$ 000)	Actual (US\$ 000)	Planned (US\$ 000)	Actual (US\$ 000)
Funcionarios permanentes contratados para el Ente de Operacion Regional (EOR) y para la Comision Regional de Interconexion Electrica (CRIE)		364.00		
Reglamentos y otros instrumentos regulatorios aprobados		486.00	104.00	
Kilometros de linea de transmision de electricidad construida en la Linea SIEPAC	185,265.46	139,560.73	139,719.72	
<b>Total</b>	<b>185,265.46</b>	<b>140,410.73</b>	<b>139,823.72</b>	<b>0.00</b>

### C. Disbursement (from LMS)

Note: Amounts fixed in thousands



Development Effectiveness

## PROGRESS MONITORING REPORT

CA0007 - Central America Electric Interconnection

Inter-American Development Bank - IDB

Office of Strategic Planning and Development Effectiveness

11/1/2010 5:40:43 PM

Disbursement	Total Planned (US\$ 000)	Total Disbursed (US\$ 000)	Y1 (2003)			Y2 (2004)			Y3 (2005)		
			Original Planned (US\$ 000)	Planned (US\$ 000)	Disbursed (US\$ 000)	Original Planned (US\$ 000)	Planned (US\$ 000)	Disbursed (US\$ 000)	Original Planned (US\$ 000)	Planned (US\$ 000)	Disbursed (US\$ 000)
Total IDB		190,000.00			514.26			1,230.57			4,497.69

Disbursement	Y4 (2006)			Y5 (2007)			Y6 (2008)		
	Original Planned (US\$ 000)	Planned (US\$ 000)	Disbursed (US\$ 000)	Original Planned (US\$ 000)	Planned (US\$ 000)	Disbursed (US\$ 000)	Original Planned (US\$ 000)	Planned (US\$ 000)	Disbursed (US\$ 000)
Total IDB			3,872.17			6,428.09			50,668.80

### D. Correlation to Outcomes

Output / Outcome	Mercado Mayorista competitivo de electricidad establecido.	Recursos del sector privado para la expansión de la capacidad de generación de electricidad en la región movilizados.
Funcionarios permanentes contratados para el Ente de Operación Regional (EOR) y para la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)	X	X
Reglamentos y otros instrumentos regulatorios aprobados	X	X
Kilómetros de línea de transmisión de electricidad construida en la Línea SIEPAC	X	X

### E. Performance of Outputs and Disbursement



Development Effectiveness

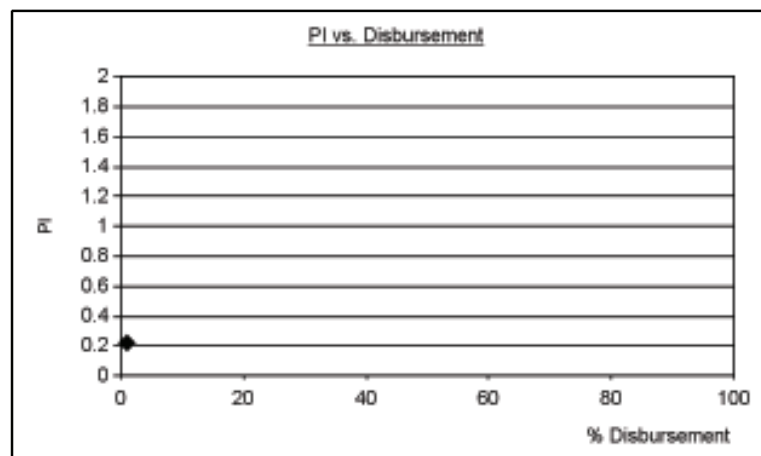
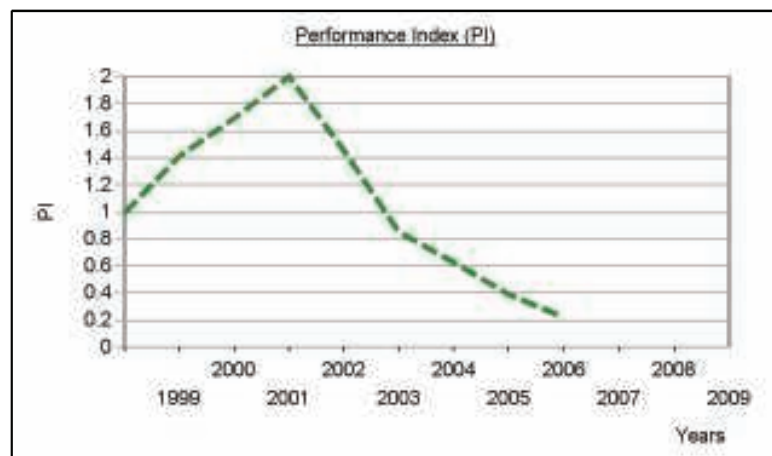
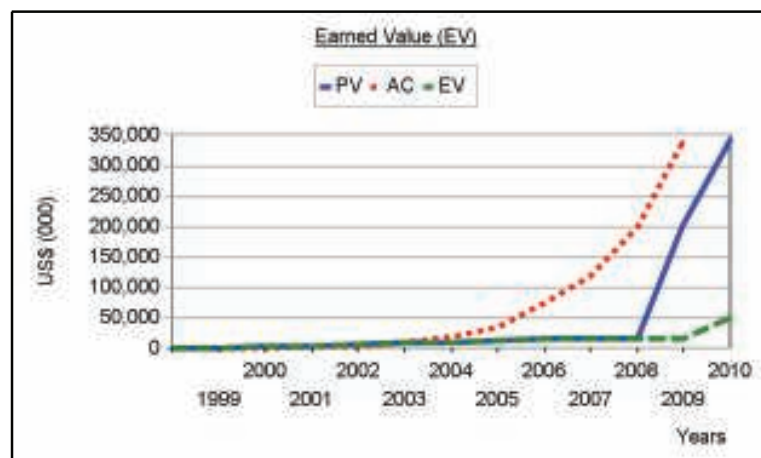
## PROGRESS MONITORING REPORT

CA0007 - Central America Electric Interconnection

Inter-American Development Bank - IDB

Office of Strategic Planning and Development Effectiveness

11/1/2010 5:40:43 PM



### F. Comments on Outcomes and Outputs Implementation Issues

## PROGRESS MONITORING REPORT

CA0007 - Central America Electric Interconnection

Output / Issue		Comments
Funcionarios permanentes contratados para el Ente de Operación Regional (EOR) y para la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)	Ratificación del II Protocolo al Tratado Marco	En 5 de los 6 países ya ha sido ratificado y está vigente. Únicamente en Costa Rica está pendiente su ratificación, que se espera lograr durante el segundo semestre de 2010
Reglamentos y otros instrumentos regulatorios aprobados	Armonización regulatoria regional y nacionales	Concluir el Diagnóstico e Implementación de las interfaces entre la regulación regional y las nacionales de los 6 países
Kilómetros de línea de transmisión de electricidad construida en la Línea SIEPAC	Atrasos en la construcción de las obras de la línea SIEPAC	Los problemas en la obtención de servidumbres a lo largo de la línea, no han permitido que se concluya en el plazo originalmente previsto. Esta situación es particularmente crítica en Costa Rica (expropiaciones)
	Sobre costos del proyecto debido a los atrasos en la construcción de las obras	Los atrasos han ocasionado renegociación de plazos y costos con los contratistas de la línea, que alcanzan aproximadamente US\$87 millones, que requieren financiamiento adicional

Overall	Comments
Monto que aparece en los costos del programa no coincide con monto total de contrato.	Se ha incluido los costos referidos a la Cooperación Técnica ATN/SF-5502-RG dado que es inseparable de la operación al ser un sólo proyecto. Además que debe considerarse que una parte de los fondos del crédito estaban en Euros y no en dólares americanos. También se debe considerar que parte del aporte local era en especie.
Monto total planeado del programa sobrepasa el monto total de la operación	Se están tramitando préstamos complementarios para cubrir el costo actual planeado.

### G. Specific Actions to address Implementation Issues



Development Effectiveness

## PROGRESS MONITORING REPORT

CA0007 - Central America Electric Interconnection

Inter-American Development Bank - IDB

Office of Strategic Planning and Development Effectiveness

11/1/2010 5:40:43 PM

### V. PROJECT RISK

#### A. Risk Matrix

Risks	Risk Type	Impact	Probability	Total	Level
La aprobación de los seis países al II Protocolo al Tratado Marco, se espera se logre en el 2010, ya que solo esta pendiente en Costa Rica.	Development effectiveness	4	10	40	Low
El atraso en la tramitación de expropiaciones puede afectar la entrada en operación de la línea (julio a diciembre/10).	Development effectiveness	4	40	160	Moderate
Una escasa o nula inversión en plantas generadoras de energía eléctrica (mayor a 300 MW) ubicadas en el sector al 2012, no permitirá cumplir el objetivo de desarrollo del Programa (MER creado y funcionando auto sostenible).	Development effectiveness	4	60	240	High

#### B. Risk Action Plan

## V. LESSONS LEARNED

"Generalizations based on evaluation experiences with projects, programs, or policies that abstract from the specific circumstances to broader situations. Frequently, lessons highlight strengths or weaknesses in preparation, design, and implementation that affect performance, outcome, and impact." (OECD-DAC)

<b>Project Management</b>
You may include lessons on project management, operational aspects or capacity that could be replicated. Please answer all questions
<b>1) What assumptions were made or what was expected to happen during preparation, design or implementation?</b>
La complejidad del proyecto regional que incluye los 6 países de America Central, con diferentes problemáticas, tales como: cambios de gobiernos, marcos regulatorios diferentes, dificultades en la obtención de servidumbres, demoras en aprobaciones legislativas y otros problemas, afectarían la ejecución del proyecto
<b>2) What actually happened?</b>
Los problemas que se esperaba iban a afectar al proyecto, se dieron en algunos países, especialmente en los marcos regulatorios diferentes que es necesario armonizarlos, dificultades en la obtención de servidumbres, demoras en aprobaciones legislativas y otros problemas.
<b>3) What was done about it?</b>
Todavía se esta trabajando para resolver los problemas, especialmente en Costa Rica y en las interfases regulatorias en los seis países
<b>4) What do you think could be done so that negative situations are not repeated and positive ones could be replicated in the same country or sector?</b>
Las características de este proyecto que lo hacen único y las soluciones planteadas, son un excelente ejemplo de lo que se puede hacer en proyectos similares, por lo que se esta planeando realizar un evento internacional y un libro con las experiencias vividas en el proyecto SIEPAC.