



# Informe de Terminación de Proyecto

## PCR

Viernes, 06 de octubre de 2006

**Nombre del Proyecto:** PROGRAMA DE DESARROLLO ELECTRICO III

**País:** COSTA RICA ( CR )

**Sector/Subsector:** ELECTRICIDAD ( EN )

**Equipo de Proyecto Original:** José Sánchez (INF/ENE); Steven Fisher (INF/ENE); Mario Salguero (PARA/OPT); Jorge Lamas (OP2/OD4); Dana Martin (LEG/OR2); Eduardo Figueroa; (SDV/ENV); José J. Chacón (OPS/FCR) y Gustavo Calderón, Jefe de Equipo de Proyecto (INF/ENE)

**Número de Préstamo(s), CT(s):** 796/OC-CR

**Número de Proyecto(s):** CR0036

**Fecha del CRG:**

**Fecha de Aprobación Final del PCR:**

**PCR Equipo: Autor Principal y Miembros:** Marcelo Valenzuela (COF/CPN); Matthew Tank (COF/CCR) y Juan Valle (Consultor, COF/CCR).



## Índice

<b>I. INFORMACIÓN BÁSICA .....</b>	<b>6</b>
CA-0010 .....	6
US\$1,650 MILLONES .....	6
* MONTO ACTUAL (AJUSTADO PARA REDIRECCIONAMIENTO) .....	6
<b>II. EL PROYECTO .....</b>	<b>7</b>
A. CONTEXTO DEL PROYECTO.....	7
B. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO .....	7
i. <i>Objetivo(s) del Desarrollo</i> .....	7
· AUMENTAR LA COBERTURA DEL SERVICIO EN ÁREAS DE BAJOS INGRESOS, NO CUBIERTAS POR EL SISTEMA ELÉCTRICO EXISTENTE .....	7
· CONTINUAR Y CONSOLIDAR LOS ESFUERZOS DEL PAÍS EN CONSERVACIÓN DE ENERGÍA. 7	
· PREPARAR LOS PROYECTOS FUTUROS REQUERIDOS SEGÚN EL PLAN DE EXPANSIÓN A NIVEL DE FACTIBILIDAD. ....	7
ii. <i>Componentes</i> .....	7
C. REVISIÓN DE LA CALIDAD DEL DISEÑO (SI APLICA) .....	9
<b>III. RESULTADOS .....</b>	<b>9</b>
A. EFECTOS DIRECTOS .....	9
B. EXTERNALIDADES .....	12
C. PRODUCTOS.....	12
D. COSTOS DEL PROYECTO .....	16
<b>IV. IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO.....</b>	<b>17</b>
A. ANÁLISIS DE LOS FACTORES CRÍTICOS.....	17
B. DESEMPEÑO DEL PRESTATARIO/AGENCIA EJECUTORA .....	17
C. DESEMPEÑO DEL BANCO.....	18
DURANTE LOS AÑOS EN QUE SE EJECUTÓ EL PROGRAMA, EL BANCO SIEMPRE MOSTRÓ BUENA DISPONIBILIDAD PARA APOYAR AL ICE. HUBO ACTIVIDADES COMO REASIGNACIÓN DE RECURSOS ENTRE CATEGORÍAS, PRÓRROGAS, UNA REORIENTACIÓN, APROBACIÓN DE PROCESOS DE LICITACIÓN EN TODAS SUS ETAPAS, VISITAS DE INSPECCIÓN A FRENTE DE OBRA, EN LOS CUALES EL BANCO OFRECIÓ UN IMPORTANTE APOYO AL ICE, SIEMPRE PENSANDO EN CUMPLIR CON EL OBJETIVO QUE ERA LA ENTRADA EN OPERACIÓN DE LOS PROYECTOS DEL PROGRAMA. ....	18
<b>V. SOSTENIBILIDAD .....</b>	<b>18</b>
A. ANÁLISIS DE FACTORES CRÍTICOS .....	18
- ASIGNACIÓN DE PRESUPUESTO: ADECUADO PARA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO: .....	18
B. RIESGOS POTENCIALES .....	18
C. CAPACIDAD INSTITUCIONAL .....	18
<b>VI. EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO.....</b>	<b>18</b>
A. INFORMACIÓN SOBRE RESULTADOS.....	18
EL ICE UTILIZA SISTEMAS DE INFORMACIÓN COMPUTARIZADOS QUE EN LA ETAPA DE EJECUCIÓN Y DE OPERACIÓN COMERCIAL, ALIMENTAN LAS BASES DE DATOS PARA LA ELABORACIÓN DE UNA SERIE DE ÍNDICES Y ESTADÍSTICAS EN GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD. TAMBIÉN, TIENE SOFTWARE ESPECIALIZADO QUE APOYA LA TOMA DE DECISIONES SOBRE LOS PLANES DE EXPANSIÓN Y DE MODERNIZACIÓN REQUERIDOS. IGUAL COMENTARIO APLICA A	

INFORMACIÓN DE TIPO FINANCIERO Y CONTABLE, CUYOS RESULTADOS ANUALES SON AUDITADOS POR EMPRESAS EXTERNAS AL ICE. ESTAS FUENTES DE INFORMACIÓN, HAN SIDO LA BASE PARA LA PREPARACIÓN DE INFORMES TÉCNICOS, CONTABLES Y FINANCIEROS QUE EL ICE SUMINISTRÓ AL BANCO PERIÓDICAMENTE Y QUE SERVIRÁN EN EL FUTURO PARA DARLE SEGUIMIENTO ADECUADO A LOS PRODUCTOS DE LOS COMPONENTES INCLUIDOS EN EL PROGRAMA. ....	18
<b>B. SEGUIMIENTO FUTURO Y EVALUACIÓN EX POST .....</b>	<b>19</b>
A NIVEL DE CADA UNIDAD ESTRATÉGICA DE NEGOCIOS, EL ICE DISPONE DE UN PERMANENTE SEGUIMIENTO DE LAS OBRAS CONSTRUIDAS, TANTO PARA LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN Y EL MANTENIMIENTO, COMO PARA LA ENTREGA Y EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS, LAS QUE EFECTÚA CON RECURSOS Y LOGÍSTICA PROPIA. A NIVEL CONTABLE Y FINANCIERO, EL ICE LLEVA A CABO ANÁLISIS PERIÓDICOS QUE PERMITEN LA ELABORACIÓN DE ÍNDICES PARA MONITOREAR COMPORTAMIENTOS. ESTE ESQUEMA PERMITE AL ICE HACER UN SEGUIMIENTO ADECUADO DE LAS OBRAS EJECUTADAS EN EL PROGRAMA. ....	19
EN EL ÁREA OPERATIVA SE LLEVAN A CABO PROCESOS DE RECOLECCIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN, SOBRE CALIDAD, DISPONIBILIDAD, METAS Y RESULTADOS, CON EL OBJETIVO DE TOMAR DECISIONES EN BASE EN UN PROGRAMA PREESTABLECIDO.....	19
EL PROGRAMA NO TENÍA ESTABLECIDO EL REQUERIMIENTO DE EVALUACIÓN EX-POST. ....	19
<b>VII. LECCIONES APRENDIDAS.....</b>	<b>19</b>
· <b>LA MODALIDAD DE EJECUCIÓN POR ADMINISTRACIÓN DIRECTA HA TENIDO BUENOS RESULTADOS, PUESTO QUE EL EJECUTOR CUENTA CON UNA ADECUADA CAPACIDAD DE CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE EQUIPOS. SIN EMBARGO, LAS LIMITACIONES PRESUPUESTARIAS TIENEN UN EFECTO CONTRAPRODUCENTE, POR LO QUE SE DEBE ASEGURAR LA DISPONIBILIDAD OPORTUNA DE RECURSOS DE CONTRAPARTIDA. ....</b>	<b>19</b>
· <b>LA UBICACIÓN DE LA UNIDAD EJECUTORA O COORDINADORA DE ESTE PROGRAMA, DENTRO DE LA ESTRUCTURA ORGANIZATIVA DEL ICE, HA FUNCIONADO SATISFACTORIAMENTE, SIENDO ÉSTA UNA UNIDAD STAFF DENTRO DE LA MISMA, TENIENDO PERSONAL PERMANENTE, A LA CUAL SE LE HA PROPORCIONADO LOS RECURSOS HUMANOS, RESPONSABILIDADES Y OBLIGACIONES PARA LA BUENA ADMINISTRACIÓN DE ESTE PROGRAMA.....</b>	<b>19</b>
· <b>DURANTE EL DISEÑO ES NECESARIO REVISAR CUIDADOSAMENTE EL DIMENSIONAMIENTO DE LOS PROGRAMAS Y PRÉSTAMOS, TANTO EN SUS MONTOS, COMO EN LOS COMPONENTES CON RELACIÓN A LA CAPACIDAD INSTITUCIONAL, FINANCIERA DE LA UNIDAD EJECUTORA Y DEL PLAZO DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO O PROGRAMA. FACTORES EXTERNOS NO PREVISTOS EN EL DISEÑO, COMO LAS RESTRICCIONES PRESUPUESTARIAS Y FISCALES, AFECTARON LA DISPONIBILIDAD DE LOS RECURSOS DE CONTRAPARTIDA, QUE CONTRIBUYERON AL ATRASO DE LA EJECUCIÓN DEL PROGRAMA (1994-2006). UNA ALTERNATIVA VIABLE PARA RESOLVER ESTOS PROBLEMAS, PODRÍA SER LA UTILIZACIÓN DE LOS NUEVOS INSTRUMENTOS FINANCIEROS QUE SE ADAPTEN A ESTE TIPO DE PROYECTOS, DE TAL FORMA QUE EN EL DISEÑO DE LOS MISMOS SE CONTEMPLA UNA ESTRUCTURA SIMILAR AL DE LOS PRÉSTAMOS MULTIFASE O CCLIP.....</b>	<b>19</b>
· <b>LA PREPARACIÓN DE DOCUMENTOS DE LICITACIÓN Y EL NOMBRAMIENTO DE LOS COMITÉS DE EVALUACIÓN EN LAS DIFERENTES ETAPAS DE LOS PROCESOS LICITATORIOS DEBE HACERSE CUIDADOSAMENTE PARA EVITAR LA INCONSISTENCIA DE LOS RESULTADOS DE LAS EVALUACIONES Y POR ENDE MINIMIZAR EL INCENTIVO A LOS OFERENTES A PROTESTAR, CON LA UTILIZACIÓN DE LOS DOCUMENTOS ESTÁNDAR DEL BANCO Y CON UNA ADECUADA CAPACITACIÓN EN POLÍTICAS Y PROCEDIMIENTOS DE ADQUISICIONES. ....</b>	<b>19</b>
· <b>EN PROYECTOS QUE REQUIEREN ELABORACIÓN Y APROBACIÓN DE ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL, SE DEBE TOMAR EN CONSIDERACIÓN, QUE LAS LEYES Y REGLAMENTOS SOBRE MEDIO AMBIENTE, SE HAN MODIFICADO EN LOS ÚLTIMOS AÑOS, CON MAYOR RAPIDEZ QUE LA EJECUCIÓN DE ÉSTE TIPO DE PROYECTOS; POR LO TANTO, LA ESTIMACIÓN DEL PROCESO DE APROBACIÓN DE LOS ESIA REQUERIRÁN DE UN TIEMPO MAYOR EN LA PLANIFICACIÓN Y EN EL TIEMPO DE EJECUCIÓN DE LOS PROYECTOS DE ENERGÍA. ....</b>	<b>19</b>

· PARA PROYECTOS GRANDES Y/O COMPLEJOS, SE PUEDE LOGRAR MAYOR COMPETENCIA, MEDIANTE LA ELABORACIÓN DE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS QUE PERMITAN LA PARTICIPACIÓN DE OFERENTES CON TECNOLOGÍAS SUSTITUTITAS Y/O DIFERENTES, QUE PERMITAN LOGRAR LOS MISMOS OBJETIVOS Y RESULTADOS. .... 19

· LA OBTENCIÓN DE LA SERVIDUMBRE EN PROYECTOS ELÉCTRICOS, ES CADA DÍA MÁS DIFÍCIL, POR DIFERENTES CAUSAS, ENTRE ELLAS 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, LOS CUALES HAN AFECTADO SENSIBLEMENTE LOS PLAZOS DE EJECUCIÓN DE LOS PROYECTOS, POR LO QUE, EN CONCORDANCIA CON LA NUEVA POLÍTICA DE FINANCIAMIENTO DE GASTOS, SE PODRÍA OBTENER LA SERVIDUMBRE A TRAVÉS DE LA INCLUSIÓN EN LOS CONTRATOS LLAVE EN MANO, PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LOS PROYECTOS DE ENERGÍA..... 19

· PARA MEJORAR LA ADMINISTRACIÓN, CONTROL Y SEGUIMIENTO DE LOS PROYECTOS, LAS REPRESENTACIONES DEBERÍAN ELABORAR UNA GUÍA QUE CONTENGA INFORMACIÓN RELEVANTE SOBRE EL DESEMPEÑO DEL PROYECTO Y DEL EJECUTOR EN SUS ASPECTOS MAS CRÍTICOS, A EFECTO DE QUE EL ESPECIALISTA DE TURNO CONOZCA LOS PRINCIPALES HECHOS Y PROBLEMAS OCURRIDOS EN LOS AÑOS ANTERIORES A SU GESTIÓN. ESTA GUÍA SERÍA ACTUALIZADA DE ACUERDO A LA OCURRENCIA DE LOS HECHOS RELEVANTES, PARA SU ENTREGA AL NUEVO ESPECIALISTA SECTORIAL..... 19

CLASIFICACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL PROYECTO POR EL PRESTATARIO ..... 23

DESEMPEÑO DEL PRESTATARIO ..... 23

DESEMPEÑO DEL BANCO..... 23

SUGERENCIAS ADICIONALES PARA MEJORAR EL DESEMPEÑO DEL BANCO ..... 24

## Anexos



## **Abreviaturas y Acrónimos**

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad

PCR: Project Conclusion Report (Informe de Terminación de Proyecto)

CRG: Comité de Revisión Gerencial

ISDP: Informe de Seguimiento de Desempeño de Proyecto

Hm3: Hectómetro cúbico

MW: Megavatios

kV: kilovoltios

kVA: Kilo Volt Amperes

MVAR: Mega Volt Amperes Reactivos

SCADA: System Control and Data Acquisition

EMS: Energy Management System

MWh: Mega Watts hora

MVA: Mega Volt Amperes

kW: kilovatios

GWh: Giga Watts hora



## I. Información Básica

### DATOS BÁSICOS (MONTO EN US\$)

**NO. PROYECTO:** CR0036

**TITULO:** PROGRAMA DE DESARROLLO ELECTRICO III

**Prestatario:** Instituto Costarricense de Electricidad  
**Agencia ejecutora (AE):** ICE

**Fecha aprobación Directorio:** 01/12/93

**Fecha efectividad contrato préstamo:** 15/04/94

**Fecha elegibilidad primer desembolso:** 15/11/94

**Préstamo(s):** 796/OC-CR  
**Sector:** ELECTRICIDAD ( EN )

**Meses en ejecución**

\* desde aprobación: 152

\* desde efectividad del contrato: 148

**Instrumento de préstamo:** INVERSION – PROYECTOS ESPECIFICOS

**Periodos de desembolso**

**Fecha original desembolso final:** 15/10/99

**Fecha actual desembolso final:** 15/07/06

**Extensión acumulativa (meses):** 81

**Extensión especial (meses):** 24

**Monto préstamo(s)**

\* Monto original: 320,000,000

\* Monto actual: 320,000,000

\* Pari Passu (si aplica): 47

**Desembolsos**

**Monto a la fecha:** 100 (%) (\$319,998,239.2 )

**Costo Total del Proyecto (Estimado Original):** \$515,400,000

**Redireccionamiento**

**Este proyecto:**

- recibió fondos de otro proyecto? [ ]

- Envío fondos a otro proyecto? [ X ]

- N/A [ X ]

De/Para No. Proyecto	Para No. Sub-préstamo	Monto
	CA-0010	US\$1,650 millones

\* Monto actual (ajustado para redireccionamiento)

**Reducción de Pobreza (PTI):** Si

**Equidad Social (SEQ):** Si

**Clasificación ambiental:** A<sup>1</sup>

**En estado de "Alerta"**

**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):**

### Resumen de la Clasificación de Desempeño

OD	[ ] Muy Probable(MP)	[X] Probable (S)	[ ] Poco Probable (PP)	[ ] Improbable (MI)
PI	[ ] Muy Satisfactorio (MS)	[X] Satisfactorio (S)	[ ] Poco Satisfactorio (I)	[ ] Muy Insatisfactorio (MI)
SO	[ ] Muy Satisfactorio (MS)	[X] Satisfactorio (S)	[ ] Poco Satisfactorio (PS)	[ ] Muy Insatisfactorio (MI)

<sup>1</sup> El Comité de Medio Ambiente en la reunión del 23 de agosto de 1992, clasificó esta operación en la categoría IV (Resumen Ejecutivo-Propuesta de Préstamo).



## **II. El Proyecto**

### **A. Contexto del Proyecto**

“El Programa de Desarrollo Eléctrico III” es una continuación del apoyo del Banco al desarrollo del sector eléctrico de Costa Rica, que data desde el año 1962, cuando se otorgó un primer préstamo para la reconstrucción de redes de distribución y la construcción del Complejo Hidroeléctrico Arenal-Corobici. Desde entonces, se ha agregado una extensa lista de proyectos de generación, transmisión y distribución, con resultados positivos para el país.

Este Programa respondió a la estrategia de reactivación económica de Costa Rica planteada a inicios de los 90's, ya que permitió cubrir el crecimiento esperado de la demanda eléctrica. El Programa amplió la oferta de energía eléctrica y contribuyó al crecimiento económico sostenible del país, al garantizar una adecuada oferta para satisfacer el consumo industrial, comercial y doméstico. El componente de distribución eléctrica (extensiones periféricas) permitió la ampliación de la cobertura del servicio hacia áreas de bajos ingresos no cubiertas por el sistema eléctrico, resultando en una mejor calidad de vida a la población. El componente de conservación de energía impulsó el uso eficiente de los recursos energéticos del país en las áreas intervenidas.

Existieron diferentes aspectos que afectaron el plazo de ejecución del Programa (Dic/1993 – Jul/2006), entre ellos aspectos presupuestarios y limitaciones en la autorización del gasto por aspectos macroeconómicos del país, actividades operativas y protestas a los procesos licitatorios.

Desde la aprobación del préstamo hasta la reestructuración del Programa en el año 2000, únicamente se completaron el Proyecto Angostura, con financiamiento del Banco y las obras de transmisión financiadas por el BEI y en la siguiente etapa, desde Agosto/2000 hasta la terminación del Programa en Julio/2006, se ejecutaron casi la totalidad de los componentes establecidos en la reestructuración.

### **B. Descripción del Proyecto**

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

Originales del Anexo A del Contrato de Préstamo:

- Efectuar inversiones en todas las áreas del subsector eléctrico en el período 1994 –1999, que sean necesarias para mantener la calidad y continuidad del servicio eléctrico;
- Aumentar la cobertura del servicio en áreas de bajos ingresos, no cubiertas por el sistema eléctrico existente.
- Continuar y consolidar los esfuerzos del país en conservación de energía.
- Preparar los proyectos futuros requeridos según el plan de expansión a nivel de factibilidad.
- Desarrollar un programa de fortalecimiento institucional del ICE en el área medio ambiental.
- Lograr beneficios al medio ambiente global, mediante la utilización de la energía eólica en la generación de energía eléctrica.

Modificados según el Contrato Modificatorio del año 2000:

- Efectuar inversiones en todas las áreas del subsector eléctrico en el período 1994 – 2003, que sean necesarias para mantener la calidad y continuidad del servicio eléctrico.

Los demás objetivos de desarrollo se mantuvieron sin ninguna modificación hasta la terminación del programa en julio del año 2006.

#### **ii. Componentes**

En el año 2000 el Programa fue reestructurado para incluir dos nuevos componentes (Proyecto Miravalles V y Modernización de la Planta Cachí) y asignar mayores recursos a las áreas de transmisión y distribución. Los recursos provinieron principalmente de los excedentes no utilizados en el proyecto Angostura que originalmente tenía asignados US\$156.7 millones y que se redujo a US\$84.5 millones y US\$19.9 de los fondos del Proyecto de Tejona, ejecutado con otro financiamiento (Gobierno de Holanda y crédito de proveedores).

- Proyecto Hidroeléctrico Angostura

Aprovecha las aguas de los ríos Reventazón, Tuis y Turrialba en la cuenca media del río Reventazón. Sobre el cauce de este río se construyó una presa principal, con una altura de 38 metros y una longitud de cresta de 240 metros, la cual forma un embalse de regulación semanal, con un volumen útil de 10.9 Hm<sup>3</sup>. El agua del embalse se lleva a la casa de máquinas a través de un túnel de 6,400 metros aproximadamente. Al final del túnel se encuentra ubicado el tanque de oscilación del tipo orificio restringido de 20 metros de diámetro y 76 metros de altura. A continuación de este tanque sigue la tubería de presión expuesta de 730 metros y la casa de máquinas alberga tres turbinas tipo Francis de eje vertical con una capacidad instalada de 177 MW. Este componente se ejecutó como estaba previsto en la propuesta original del Programa.



- Proyecto Eólico Tejona

Utiliza el potencial energético del sitio del mismo nombre, situado en las inmediaciones del lago Arenal. El proyecto consiste en la instalación de 30 turbinas eólicas para alcanzar una capacidad de producción de 20MW. Por otra parte, la conexión al sistema eléctrico se realiza desde la subestación Tejona con una línea de doble circuito de 34.5 KV que llega a la subestación de la planta de Arenal. El financiamiento de este componente fue reestructurado y se describirá en el capítulo III.

- Obras de Transmisión Eléctrica (ampliada con la reestructuración)

Incluye: (i) Obras asociadas al P. H. Angostura: Angostura-Cóncavas, Angostura-Cachí-Siquirres y subestación Angostura; (ii) Obras de transmisión complementarias Río Macho-Este-San Miguel, Desamparados-La Caja, ampliación subestación Alajuelita, Cóncavas, San Miguel, Río Macho y Escazú (iii) ampliación de subestaciones por crecimiento de la demanda de San Isidro, Guayabal y La Garita; (iv) compensación reactiva al nivel de 34.5 KV-90 MVAR; (v) reemplazo de varios transformadores de potencia y aumento del número de autotransformadores de reserva, (vi) equipos para pruebas y mantenimiento de subestaciones; (vii) líneas de transmisión Santa Rita-Cóbano, Naranjo-Poás, Poás-El Coco, Miravalles-Los Chiles, Lindora-Tarbaca, Moín-Penshurt y Moín-San Miguel; (viii) subestaciones Cóbano, Santa Rita, ampliación de San Pedro de Poás, El Coco, Naranjo a 138 Kv, Palmar Norte, Miravalles, Tarbaca, Lindora, Penshurt, Moín, San Miguel, Naranjo a 34.5 Kv; (ix) plan de mejoras al sistema de protecciones y una red de comunicación para el Sistema Eléctrico Nacional.

Con la reestructuración del Programa se incluyeron las siguientes obras adicionales: (vii) las líneas de Transmisión siguientes, con las distancias correspondientes expresadas en kilómetros aproximados: Santa Rita-Cóbano, 138 Kv, 60 Km., 1 circ; Naranjo-San Pedro de Poás, 138 Kv, 18 Km.; San Pedro de Poás-El Coco, 138 Kv, 18 Km.; Sub-Transmisión Miravalles-Los Chiles, 34.5 Kv, 100 Km.; Lindora-Tarbaca, 230 Kv, 32 Km.; Moín-Penshurt, 138 Kv, 85 Km.; Moín-San Miguel, 230 Kv, 240 Km.; (viii) subestaciones Cóbano, 138 Kv, 15/20 MVA; Santa Rita, 138 Kv ampliación; San Pedro de Poás, 138 Kv, 30/45 MVA; El Coco, 138 Kv, ampliación; Naranjo, 138 Kv, ampliación; Palmar Norte, 230 Kv, 20/30 MVA; Miravalles, Ampliación a 34.5 Kv; Tarbaca 230 Kv, 45 MVA; Lindora 230 Kv, ampliación; Penshurt, 138 Kv, 20/30 MVA; Moín 138 Kv, ampliación No 6; San Miguel, ampliación 230 Kv; Naranjo, ampliación a 34.5 Kv; y (ix) un plan de mejoras al sistema de protecciones una red de comunicaciones, para que el Sistema Eléctrico Nacional cumpla con los requerimientos de selectividad, confiabilidad y velocidad de operación, mediante enlaces de fibra óptica a través del hilo de guarda de las líneas de transmisión, utilizando la tecnología SDH en un sistema centralizado - estas obras incluyen modificaciones de la principal subestación del centro del país, La Caja #2.

El alcance de este componente fue reestructurado y se describirá en el Capítulo III.

- Obras de Distribución Eléctrica (ampliada con la reestructuración)

Incluye: (i) obras de desarrollo vertical (refuerzo de circuitos secundarios), consistentes en aproximadamente 750 circuitos, (ii) obras de desarrollo periférico, que consiste en unos 600 kms de líneas primarias y la instalación de aproximadamente 1.000 KVA en transformadores de distribución; (iii) obras de conversión de voltaje y reconstrucción de circuitos primarios, mediante las cuales se convertirían circuitos con voltaje de distribución obsoletos (4.16, 13.2Kv) a 34.5 KV: en aproximadamente 200 Kms de circuitos trifásicos, unos 100 kms de circuitos monofásicos y 19.000 KVA en cambios de transformadores; (iv) construcción de nuevos alimentadores primarios, 200 kms de circuitos trifásicos a 34.5 KV; (v) obras de distribución asociados a las obras de transmisión, en las cuales se incluyen alimentadores primarios para enlazar las nuevas subestaciones del programa con la red existente: 14.5 kms del circuito a 34.5 KV Toro-Cariblanco y unos 22 kms de líneas primarias a 34.5 KV, asociadas a las subestaciones de transmisión Escazú, San Miguel y Alajuelita; y (vi) equipos para la operación, incluyendo los sistemas de control y supervisión (SCADA) para los diez centros regionales de distribución y (vii) construcción de los circuitos en 34.5 Kv siguientes ( ampliaciones o circuitos nuevos): Naranjo-Mesón 8 km, Garita-Descanso-Poás 19 Km., Río Claro-San Vito 76 Km, Río Claro-Palmar 176 km, Turrialba La Pastora 37.5 Km, San Isidro-Pejiballe 66.6 Km, Barranca-Guacimal 25.1 Km, Juanilama-Jacó 39 Km, Juanilama-Esparza 25.8 Km, Cañas-La Irma 29.8 Km y Liberia-Peñas Blancas 171 Km.

Con la reestructuración del Programa se incluyeron las siguientes obras adicionales: (vii) construcción de los circuitos en 34.5 Kv siguientes (ampliaciones o circuitos nuevos), con las distancias correspondientes expresadas en kilómetros aproximados: Naranjo-Mesón 8 Km; Garita-Descanso-Poás 19 Km; Río Claro-San Vito 76 Km; Río Claro-Palmar 176 Km; Turrialba Pastora 37.5 Km; San Isidro-Pejiballe 66.6 Km; Barranca-Guacimal 25.1 Km; Juanilama-Jacó 39.8 Km; Juanilama-Esparza 25.8 Km; Canas-La Irma 29.8 Km; Liberia-Peñas Blancas 171 Km.

El alcance de este componente fue reestructurado y se describirá en el Capítulo III.

- Modernización del Centro de Control de Energía

Consiste en el reemplazo del sistema de computadores del Centro de Control de Energía por un sistema moderno de arquitectura abierta, basado en una red de área local, así como también la adquisición de los programas de cómputo necesario para la operación y despacho económico del sistema interconectado nacional en tiempo real. Este componente se ejecutó como estaba previsto en la propuesta original del Programa.

- Programa Conservación de Energía

Este componente incluye una serie de estudios para desarrollar estructuras tarifarias, el modelo econométrico de demanda, barreras de mercado y proyectos demostrativo de equipos eficientes, laboratorio y programas de información para el público y la industria. Con base en los resultados de los estudios, se esperaba diseñar e implantar un programa de proyectos de uso eficiente de energía. Este componente se ejecutó como estaba previsto en la propuesta original.





- Proyecto Geotérmico Miravalles V (incluida en la reestructuración)

Este proyecto aprovecha el calor remanente en las aguas de salida de las plantas geotérmicas Miravalles I y II, para lo cual se construyó una planta generadora de 15.5 MW. El componente incluye todos los equipos de generación, la subestación, equipos de control y tuberías de superficie para el transporte de las aguas residuales de salida (salmuera) a la planta y de ésta a los pozos de reinyección. El componente y su financiamiento fueron incluidos en la reestructuración del Programa y se describirá en el capítulo III.

- Modernización Planta Hidroeléctrica Cachí (incluida en la reestructuración)

La modernización consiste en la instalación de dos nuevas unidades generadoras en reemplazo de las originales, tipo Francis de 34 MW que pasaron a producir 36.6 MW cada una, aumentando su eficiencia a 93.5%. También se reemplazaron los equipos electromecánicos y de control de toda la planta. El componente y su financiamiento fueron incluidos en la reestructuración del Programa y se describirá en el capítulo III.

- Programa de Actividades Concurrentes (modificado con la reestructuración)

Incluye: i) un programa de estudios de factibilidad para proyectos futuros (Guayabo, Siquirres, Pirrís y Boruca que se requieren según el plan expansión; ii) estudios de medio ambiente, incluyendo el fortalecimiento institucional del Departamento de medio ambiente y energía alterna del ICE; iii) estudios de alternativas para la inversión privada en los próximos proyectos del ICE; iv) estudios de alternativas futuras para el departamento de construcción del ICE, incluyendo la creación de una empresa independiente; v) fortalecimiento del sector eléctrico mediante un programa de entrenamiento y adquisición de instrumentos y equipos; y vi) un programa de adquisición de vehículos para el uso del sector eléctrico del ICE.

Con la reestructuración del Programa se incluyeron las siguientes obras adicionales: (v) fortalecimiento del sector eléctrico del ICE mediante un programa de entrenamiento y adquisición de instrumentos y equipos, incluyendo un componente de estudios para financiar la participación de Costa Rica en el programa de diseño y puesta en operación de los procedimientos del mercado eléctrico regional que será ejecutado a través del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC).

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

No aplica, debido a la fecha de aprobación del préstamo (1993)<sup>2</sup>.

Revisión de la Calidad del Diseño			
<input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input type="checkbox"/> Plenamente Satisfactorio(PS)	<input type="checkbox"/> Menos que Satisfactorio (MS)	<input type="checkbox"/> Insatisfactorio (I)

## III. Resultados

### A. Efectos Directos

#### 1. Proyecto Hidroeléctrico Angostura

Inicio de operación de las tres unidades de 59 MW cada una a partir del tercer trimestre del año 2000, con una potencia total efectiva de 177 MW, una producción media anual de energía de 850 GWh a partir del 2001 y un costo estimado de generación de aproximadamente 51.00 US\$/MWh (costo promedio de generación del proyecto, constantes del año 2000).

#### 2.- Proyecto Eólico Tejona

Inicio de operación de la planta generadora a partir del segundo trimestre del año 2002, con una potencia total efectiva de 20 MW, una producción media anual de energía de 52 GWh a partir del 2003 y un costo estimado de generación de aproximadamente 60.00 US\$/MWh (costo promedio de generación del proyecto, constantes del año 2000).

#### 3.- Obras de Transmisión Eléctrica (ampliado con la reestructuración)

Con capacidad de transmitir energía de forma confiable mediante la construcción de 414 Km. de líneas en 230 Kv y 138 Kv. Incremento de la capacidad de transformación con la construcción y ampliación de 14 subestaciones, a partir del segundo semestre del año 2006. Reducción de pérdidas de transmisión desde un 5% en el año 2000, hasta un 4% a partir del segundo semestre del 2006. Lo anterior representa un 40% de incremento en el caso de la red 230 Kv y casi un 10% (540 MVA) en la capacidad de transformación de la red de alto voltaje.

<sup>2</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 departamentos regionales, sobre una muestra de los proyectos aprobados a partir del año 2002, por lo tanto no aplica a este Programa.

4.- Obras de Distribución Eléctrica (ampliado con la reestructuración)

Atención de 80.000 nuevos usuarios para cada uno de los años 2003, 2004 y 2005, con una reducción del tiempo de interrupción por fallas de distribución, a un máximo de 20 horas por año y aumento de la cobertura hasta un 97% de la población, a partir del segundo semestre del 2005.

5.- Modernización del Centro de Control de Energía

El Centro de despacho fue modernizado con equipos y programas (SCADA/EMS) para su operación en 1998.

6.- Programa Conservación de Energía

Los Proyectos piloto de aparatos eléctricos eficientes e iluminación residencial y 10 auditorías energéticas a consumidores industriales, se implementaron entre 1999 y 2001. Adicionalmente, se instalaron 1.000 sistemas fotovoltaicos hasta el año 2006 con una capacidad total de 100 kW, para usos comunitarios en zonas alejadas de la red eléctrica y el laboratorio de eficiencia energética fue equipado a fines del año 2004.

7.- Proyecto Geotérmico Miravalles V (incluido con la reestructuración)

Inicio de operación de la planta generadora a mediados del 2004, con una potencia total efectiva de 15.5 MW, una producción media anual de energía de 120 GWh a partir del 2005 y un costo estimado de generación de aproximadamente 40.00 US\$/MWh (costo promedio de generación del proyecto, constantes del año 2000).

8.- Modernización Planta Hidroeléctrica Cachí (incluido con la reestructuración)

Inicio de operación de la planta generadora en el primer trimestre de 2005, concluida y operando con una potencia efectiva adicional de 5 MW, una producción media de energía incrementada en 24 GWh a partir del año 2006 y un costo estimado de generación de aproximadamente 51.00 US\$/MWh (costo promedio de generación del proyecto, constantes del año 2000).

9.- Programa de Actividades Concurrentes (modificado con la reestructuración)

El estudio de Factibilidad del Proyecto Boruca (Veraguas) terminado y se finalizó e implementó el manejo integral de la cuenca del Río Reventazón. Finalmente se adquirieron 54 vehículos y se compraron bienes para el fortalecimiento del ICE, como también se asignó a la UE SIEPAC/CEAC la contribución del ICE para la conformación del Mercado Eléctrico Regional (MER-SIEPAC).

## LOGRO DE LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO (OD)

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

Contribuir a la satisfacción del crecimiento de la demanda de electricidad de Costa Rica en el período 2001-2005, con calidad, economía y eficiencia, mediante la ampliación de la capacidad de generación, transmisión y distribución del sistema eléctrico nacional interconectado, utilizando preferentemente recursos energéticos renovables y el menor impacto al medio ambiente.

Clasificación: ( P )

### Indicadores Claves de Efectos Directos

#### Efectos Directos Planeados:

LINEA DE BASE	TERMINO DEL PROYECTO
1.1B Capacidad instalada 2000: 1,375 MW	1,590 MW
1.2B Generación Neta 2000: 5,760 GWh	6,760 GWh
1.3B Pérdida de transmisión y distribución 2000: 10%	9%
1.4B Cobertura o índice de Electrificación 2000: 94.9 %	Conectados 240,000 nuevos usuarios y una cobertura nacional del 97%

Clasificación: ( P )

#### Efectos Directos Logrados

1.1 Al 2004: Incremento de la capacidad instalada en 215 MW (potencia)
1.2 Al 2004: Incremento de la generación neta en 1,000 GWh (energía)
1.3 Al 2005: disminución de las pérdidas de transmisión y distribución en 1 %
1.4 Al 2002 - 2005: conectados 68,000 nuevos usuarios anualmente (270,000), resultando en una cobertura nacional del 98.13%.

#### EN TERMINOS ECONOMICOS

Proyecto	TIR Original	TIR Actual
Angostura	16.7%	26.0%
Tejona	13.3%	20.0%
Miravalles V	N/C	29.0%
Cachí	N/C	160.0%

Para el cálculo de la TIR Actual, se ha utilizado la producción esperada de energía por cada proyecto a una tarifa promedio de 6 US\$/Mwh, y costos de operación y mantenimiento estimados durante la vida útil. En el caso del Proyecto Cachí, la TIR obtenida es muy elevada, debido a que se trata de una Rehabilitación de equipos de la Planta.

### Reformulación.

[ X ] N/A

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

[ X ] Si, en el año 2000 el ISDP fue reajustado para incluir la línea de base, con referencia a ese mismo año, ya que los productos del Programa debían medirse recién a partir de la terminación del primer proyecto del Programa (Angostura). Si se hubiera utilizado como línea de base la fecha de aprobación del préstamo, los efectos directos no serían los del Programa sino de otros proyectos que el ICE ejecutó entre 1994 y el 2000.

### 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.

Se ha otorgado el grado de Probable (P) porque de los 8 componentes, 6 se han concluido exitosamente: Proyecto Hidroeléctrico Angostura, Proyecto Eólico Tejona, Modernización del Centro de Control de Energía, Proyecto Geotérmico Miravalles V, Programa de Conservación de Energía y Modernización Planta Hidroeléctrica de Cachí, y se encuentran en operación, satisfaciendo la demanda de electricidad.



Los componentes no concluidos son los de transmisión y distribución; para el primero las obras previstas antes de la reestructuración (Cofinanciadas por el BEI), entraron en operación en el año 1999 y de las 23 obras de transmisión incluidas en la reestructuración, 10 obras han entrado en operación en el primer semestre del año 2006 y las restantes 13 obras están en proceso de ejecución y se espera que entren en servicio a más tardar en el año 2009. Con respecto a las obras de distribución pendientes de los 3,150 Kms. previstos, quedan pendientes por ejecutar 1,160 Kms. y se espera que sean concluidos a más tardar en el año 2008.

Por otra parte, los supuestos relacionados, tanto con los objetivos, como con la implementación de los componentes tuvieron una alta probabilidad de ocurrencia y el cumplimiento de las metas de los indicadores de los objetivos de desarrollo del Programa se logró en un porcentaje muy importante. Finalmente el Programa alcanzará la totalidad de los objetivos de desarrollo en el plazo en el cual el ICE ha previsto concluir la totalidad de las obras de transmisión y distribución pendientes, con recursos financieros propios, es decir, entre el 2007 y 2009.

Medio de verificación: Informe anual de estadísticas elaboradas por el ICE.

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

La implementación del Programa ha ayudado el crecimiento económico sostenible del país, garantizando un adecuado consumo industrial, comercial y doméstico, con calidad, confiabilidad y oportunidad. El programa respondió a la estrategia de reactivación económica de Costa Rica, ya que ha permitido cubrir el crecimiento de la demanda eléctrica; así mismo, el componente de distribución de electricidad ha permitido la extensión del servicio eléctrico en áreas de bajos ingresos no cubiertas por el sistema eléctrico antes del proyecto, resultando una mejor cobertura nacional y con ello una mejor calidad de vida de la población. De esta forma el programa apoyó el desarrollo de inversiones productivas, eje de la Estrategia del Banco en el País (EBP) 2003-2006.

## B. Externalidades

- La generación de fuentes de empleo para los vecinos de las zonas circunscritas a los sitios de los proyectos, no solo durante la etapa constructiva, sino también durante la etapa de operación comercial de las obras. Al haberse empleado personas aledañas al sitio de los distintos proyectos, la mayoría tuvo acceso a capacitación en beneficio de la ejecución del proyecto, lo cual implica que cada una de esas personas al dejar de trabajar para el proyecto quedan con un importante valor agregado de conocimiento, aumentando sus posibilidades laborales y calidad de vida.
- Mejoramiento de la infraestructura (vías de acceso, telecomunicaciones, servicios turísticos, electricidad, etc.) que serán utilizadas por los pobladores para sus actividades personales y comerciales, mejorando la productividad de las zonas de influencia de los proyectos, incrementando y reactivando la actividad económica, especialmente durante su construcción, la cual permanece en un alto porcentaje después de la finalización del proyecto.
- En el caso particular de Angostura, se han generado estudios, información e insumos importantes para la recuperación y conservación de la cuenca, que han sido utilizadas por instancias del gobierno y autoridades locales, que sin duda han sido y seguirán siendo útiles para otras necesidades de las comunidades.
- Los impactos al medio ambiente, han sido adecuadamente mitigados con las medidas necesarias realizadas, por ejemplo: con cambios de rutas de las líneas de transmisión.
- Los cambios en el equilibrio ecológico de las zonas de influencia a los proyectos, seguirán siendo uno de los problemas del desarrollo económico, que podrán ser menos críticos en la medida que se cumplan con los Planes de Manejo Ambiental adecuados en este tipo de proyectos.
- La capacitación y conocimiento en los aspectos ambientales por las comunidades genera una mayor conciencia ambiental, ayudando a la conservación de los recursos naturales.

## C. Productos

PROGRESO EN LA IMPLEMENTACION (PI)		
Componentes (Productos)	Indicadores Claves del Producto	
<b>1. Componente 1: Proyecto Hidroeléctrico Angostura</b>  Costo total Componente 1: US \$224.7 millones  Contrapartida: US \$148.1 millones	<u>Productos Planeados</u>	
	<u>Línea de Base*</u>	<u>Al término de Programa</u>
	1.1B N/A	1.1E 177 MW (1999)
	1.2B N/A	1.2E 915 GWh (1999)
	1.3B N/A	1.3E 51.0 US/MWh
	<u>Fin de Proyecto</u> <u>Término de Proyecto</u> 1.1 177 MW (2000) 1.2 850 GWh (2001) 1.3 26.5 US/MWh (2005).	



BID: US \$76.6 millones Desembolso BID %: 34  <b>Clasificación:</b> ( S ) Medio de verificación: informes de operación de la Planta.		(* si aplica)									
<b>Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales (si aplica).</b> La diferencia en la energía media anual se debe a la generación planeada (capacidad que tiene la planta de generar) y la actualmente generada. <input type="checkbox"/> 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> <input checked="" type="checkbox"/> N/A											
<input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PS)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)								
2. Componente 2: Proyecto Eólico Tejona Costo total Componente 2: US \$15.2 millones Contrapartida: US \$15.2 millones BID: US \$0.0 millones Desembolso BID %: 0  <b>Clasificación:</b> ( M S ) Medio de verificación: informes de operación de la Planta.	<b>Productos Planeados</b> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Línea de Base*</th> <th>Al término de Programa</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.1B N/A</td> <td>1.1E 20 MW (1999)</td> </tr> <tr> <td>1.2B N/A</td> <td>1.2E 93.5 GWh (1999)</td> </tr> <tr> <td>1.3B N/A</td> <td>1.3E 60.0 US\$/MWh</td> </tr> </tbody> </table> (* si aplica)		Línea de Base*	Al término de Programa	1.1B N/A	1.1E 20 MW (1999)	1.2B N/A	1.2E 93.5 GWh (1999)	1.3B N/A	1.3E 60.0 US\$/MWh	<b>Fin de Proyecto</b> <b>Término de Proyecto</b> 1.1 20 MW (2002) 1.2 52 GWh (2003) 1.3 68.8.0 US\$/MWh (2005).
Línea de Base*	Al término de Programa										
1.1B N/A	1.1E 20 MW (1999)										
1.2B N/A	1.2E 93.5 GWh (1999)										
1.3B N/A	1.3E 60.0 US\$/MWh										
<b>Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales (si aplica).</b> La diferencia en la energía media anual se debe a la generación planeada (capacidad que tiene la planta de generar) y la actualmente generada. <input type="checkbox"/> 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> Únicamente el esquema de financiamiento de este proyecto ha sido reestructurado, cambiándose el financiamiento del BID por una donación del gobierno de Holanda y crédito de proveedores (1 de agosto de 2000). Para la subestación del proyecto se utilizaron recursos del GEF, como estaba previsto en el programa original. <input type="checkbox"/> N/A											
<input checked="" type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (I)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)								
3. Componente 3: Obras de Transmisión Eléctrica Costo total Componente 3: US \$176.6 millones Contrapartida: US \$77.3 millones BID: US \$99.3 millones Desembolso BID %: 56  <b>Clasificación:</b> ( P S ) Medio de verificación: informes de operación del sistema de transmisión.	<b>Productos Planeados</b> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Línea de Base*</th> <th>Al término de Programa</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.1B 0 km (2000)</td> <td>1.1E 190 km en 230 kV</td> </tr> <tr> <td>1.2B 0 MVA (1999)</td> <td>1.2E 180 MVA de transformación adicional</td> </tr> <tr> <td>1.3B De 5%</td> <td>1.3E Reducción de pérdidas en 1%</td> </tr> </tbody> </table> (* si aplica)		Línea de Base*	Al término de Programa	1.1B 0 km (2000)	1.1E 190 km en 230 kV	1.2B 0 MVA (1999)	1.2E 180 MVA de transformación adicional	1.3B De 5%	1.3E Reducción de pérdidas en 1%	<b>Fin de Proyecto</b> <b>Término de Proyecto</b> 1.1 216 km concluidos a julio de 2006. 1.2 435 MVA instalados a julio de 2006. 1.3 3.9% de pérdidas de transmisión a julio de 2006
Línea de Base*	Al término de Programa										
1.1B 0 km (2000)	1.1E 190 km en 230 kV										
1.2B 0 MVA (1999)	1.2E 180 MVA de transformación adicional										
1.3B De 5%	1.3E Reducción de pérdidas en 1%										
<b>Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales (si aplica).</b> La obtención de servidumbres no concluyó en el tiempo de desembolsos, ni parte de las líneas de transmisión a ser ejecutadas por administración, aunque ya se cuenta con la totalidad de los materiales y la ejecución no se concluyó en el plazo de desembolsos, siendo este un porcentaje muy pequeño (3.0% del préstamo). <input type="checkbox"/> 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> Este componente fue reestructurado para incluir con el financiamiento del Banco nuevos proyectos de transmisión que no estaban previstos en el programa original, debido a la prioridad de los mismos y a la disponibilidad de recursos que no se utilizaron en el proyecto Angostura (1 de agosto de 2000). <input type="checkbox"/> N/A											
<input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input checked="" type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PS)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)								

<b>4. Componente 4: Obras de Distribución Eléctrica</b> Costo total Componente 4: US \$43.4 millones Contrapartida: US \$3.6 millones BID: US \$39.8 millones Desembolso BID %: 92 %  <b>Clasificación: ( P S )</b> <b>Medio de verificación: Informes de operación de los sistemas de distribución e informe anual de estadísticas elaboradas por el ICE.</b>	<b>Productos Planeados</b>		<b>Fin de Proyecto Término de Proyecto</b>
	<b>Línea de Base*</b>	<b>Al término de Programa</b>	
	1.1B 914,525 usuarios (2000)	1.1E 80,000 nuevos usuarios por año (2000 - 2003)	
	1.2B N/A	1.2E Reducción del tiempo de falla a un máximo de 20 horas por año, 2005.	
	1.3B 94.9%	1.3E 97%, 2005	
(* si aplica)			

Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales (si aplica).

☐ N/A

**Reestructuración. Indique si este componente del proyecto ha sido reestructurado (fecha aprobación Gerente)(si aplica). Describir brevemente las consecuencias de estos cambios.**

Este componente fue reestructurado para incluir con el financiamiento del Banco nuevos proyectos de distribución que no estaban previstos en el programa original, debido a la prioridad de los mismos y a la disponibilidad de recursos que no se utilizaron en el proyecto Angostura (1 de agosto de 2000).

☐ N/A

☐ Muy Satisfactorio (MS)    ☐ Satisfactorio (S)    ☒ Poco Satisfactorio (PS)    ☐ Muy Insatisfactorio (MI)

<b>5. Componente 5: Modernización del Centro de Control de Energía</b> Costo total Componente 5: US\$3.0 millones Contrapartida: US \$3.0 millones BID: US \$0.0 millones Desembolso BID %: 0  <b>Clasificación: ( M S )</b> Medio de verificación: Informes de operación del centro de despacho	<b>Productos Planeados</b>		<b>Fin de Proyecto Término de Proyecto</b>
	<b>Línea de Base*</b>	<b>Al término de Programa</b>	
	1.1B N/A	1.1E Centro de despacho reequipado y con programas modernos 1998)	
	1.2B N/A	1.2E Adquisición de los programas de cómputo para operación y despacho económico	
(* si aplica)			

Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales (si aplica).

☒ N/A

**Reestructuración. Indique si este componente del proyecto ha sido reestructurado (fecha aprobación Gerente)(si aplica). Describir brevemente las consecuencias de estos cambios.**

☒ N/A

☒ Muy Satisfactorio (MS)    ☐ Satisfactorio (S)    ☐ Poco Satisfactorio (PS)    ☐ Muy Insatisfactorio (MI)

<b>6. Componente 6: Programa de Conservación de Energía.</b> Costo total Componente 6: US\$4.4 millones Contrapartida: US \$0.4 millones BID: US \$4.0 millones Desembolso BID %: 91  <b>Clasificación: ( S )</b>	<b>Productos Planeados</b>		<b>Fin de Proyecto Término de Proyecto</b>
	<b>Línea de Base*</b>	<b>Al término de Programa</b>	
	1.1B N/A	3 Proyectos Piloto de Aparatos Electricos Eficientes en Iluminacion Residencial	
	1.2B N/A	10 Auditorias Energeticas a consumidores industriales	
	1.3B N/A	1,000 sistemas fotovoltaicos con capacidad total de 100 kW	
	1.4B N/A	Laboratorio de Eficiencia Energética operando	
(* si aplica)			

Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales (si aplica).

☒ 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>											
<input checked="" type="checkbox"/> N/A											
<input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PS)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)								
<b>7. Componente 7: Proyecto Geotérmico Miravalles V.</b> Costo total Componente 7: US \$25.0 millones Contrapartida: US \$6.0 millones BID: US \$19.0 millones Desembolso BID %: 76 <b>Clasificación: (M S)</b> Medio de verificación: Informes de operación de la planta.	<b>Productos Planeados</b> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Línea de Base*</th> <th>Al término de Programa</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.1B N/A</td> <td>1.1E 12 - 19 MW (2003)</td> </tr> <tr> <td>1.2B N/A</td> <td>1.2E 120 GWh (2004)</td> </tr> <tr> <td>1.3B N/A</td> <td>1.3E 40.0 US/MWh</td> </tr> </tbody> </table> Línea de Base* (* si aplica)		Línea de Base*	Al término de Programa	1.1B N/A	1.1E 12 - 19 MW (2003)	1.2B N/A	1.2E 120 GWh (2004)	1.3B N/A	1.3E 40.0 US/MWh	<b>Fin de Proyecto</b> <b>Término de Proyecto</b> 1.1 18.0 MW (2004) 1.2 100.6 GWh (2004) 1.3 35.3 US\$/MWh (2005).
Línea de Base*	Al término de Programa										
1.1B N/A	1.1E 12 - 19 MW (2003)										
1.2B N/A	1.2E 120 GWh (2004)										
1.3B N/A	1.3E 40.0 US/MWh										
<b>Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales (si aplica).</b>											
<input checked="" type="checkbox"/> 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> Este componente no estaba previsto en el programa original, fue incluido en la reestructuración, debido a su carácter prioritario en la expansión de la generación del sistema eléctrico costarricense y a la disponibilidad de recursos que no se utilizaron en el proyecto Angostura (1 de agosto de 2000).											
<input type="checkbox"/> N/A											
<input checked="" type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PS)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)								
<b>8. Componente 8: Modernización Planta Hidroeléctrica Cachí</b> Costo total Componente 8: US \$12.1 millones Contrapartida: US \$0.6 millones BID: US \$11.5 millones Desembolso BID %: 95 <b>Clasificación: ( S)</b> Medio de verificación: Informes de operación de la planta.	<b>Productos Planeados</b> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Línea de Base*</th> <th>Al término de Programa</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.1B 102 MW</td> <td>1.1E 107 MW (2003)</td> </tr> <tr> <td>1.2B N/A</td> <td>1.2E 120 GWh (2004)</td> </tr> <tr> <td>1.3B N/A</td> <td>1.3E 51.0 US/MWh</td> </tr> </tbody> </table> (* si aplica)		Línea de Base*	Al término de Programa	1.1B 102 MW	1.1E 107 MW (2003)	1.2B N/A	1.2E 120 GWh (2004)	1.3B N/A	1.3E 51.0 US/MWh	<b>Fin de Proyecto</b> <b>Término de Proyecto</b> 1.1 109 MW (2005) 1.2 24 GWh adicionales (2005) 1.3 13.5 US\$/MWh (2005).
Línea de Base*	Al término de Programa										
1.1B 102 MW	1.1E 107 MW (2003)										
1.2B N/A	1.2E 120 GWh (2004)										
1.3B N/A	1.3E 51.0 US/MWh										
<b>Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales (si aplica).</b>											
<input checked="" type="checkbox"/> 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> Este componente no estaba previsto en el programa original, fue incluido en la reestructuración, debido a su carácter prioritario en la expansión de la generación del sistema eléctrico costarricense y a la disponibilidad de recursos que no se utilizaron en el proyecto Angostura (1 de agosto de 2000).											
<input type="checkbox"/> N/A											
<input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PS)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)								
<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 (PS)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)								



## D. Costos del Proyecto

Costo Total del Proyecto - Planeado (US\$000)					Costo Total del Proyecto – Actual (US\$000)				% Diferencia			
Categorías	CONTRATO MODIFICATORIO MODIFICACION No.1				FINAL (LMS)				DIFERENCIA			
	BID	ICE <sup>3</sup>	TOTAL	%	BID	ICE	TOTAL	%	BID	ICE	TOTAL	%
<b>1. Ingeniería y Administración</b>	<b>3.3</b>	<b>50.9</b>	<b>54.2</b>	<b>10.5</b>	<b>3.1</b>	<b>75.0</b>	<b>78.1</b>	<b>11.3</b>	<b>-0.2</b>	<b>24.1</b>	<b>23.9</b>	
1.1 Ingeniería y supervisión	3.3	26.0	29.3	5.7	3.1	27.3	30.4	4.4	-0.2	1.3	1.1	3.8
1.2 Administración y gastos generales	0.0	24.9	24.9	4.8	0.0	47.7	47.7	6.9	0.0	22.8	22.8	91.6
<b>2. Costos directos de construcción</b>	<b>219.4</b>	<b>103.5</b>	<b>322.9</b>	<b>62.7</b>	<b>250.3</b>	<b>254.9</b>	<b>505.2</b>	<b>73.2</b>	<b>30.9</b>	<b>151.4</b>	<b>182.3</b>	
2.1 Hidroeléctrico Angostura	84.5	25.3	109.8	21.3	76.6	148.1	224.7	32.6	-7.9	122.8	114.9	104.6
2.2 Proyecto Eólico Tejona	0.0	5.3	5.3	1.0	0.0	15.2	15.2	2.2	0.0	9.9	9.9	186.8
2.3 Obras de transmisión	65.8	51.9	117.7	22.8	99.3	77.3	176.6	25.6	33.5	25.4	58.9	50.0
2.4 Obras de Distribución	24.7	9.4	34.1	6.6	39.8	3.6	43.4	6.3	15.1	-5.8	9.3	27.3
2.5 Modernización Centro Control de Energía	0.0	4.3	4.3	0.8	0.0	2.9	2.9	0.4	0.0	-1.4	-1.4	-32.6
2.6 Programa uso eficiente de Energía	6.3	1.2	7.5	1.5	4.0	0.4	4.4	0.6	-2.3	-0.8	-3.1	-41.3
2.7 Geotérmico Miravalles V	27.7	4.5	32.2	6.2	19.1	6.0	25.1	3.6	-8.6	1.5	-7.1	-22.0
2.8 Modernización Planta Cachí	10.4	1.6	12.0	2.3	11.5	1.4	12.9	1.9	1.1	-0.2	0.9	7.5
<b>3. Gastos concurrentes</b>	<b>10.4</b>	<b>4.2</b>	<b>14.6</b>	<b>2.8</b>	<b>10.6</b>	<b>15.4</b>	<b>26.0</b>	<b>3.8</b>	<b>0.2</b>	<b>11.2</b>	<b>11.4</b>	
3.1 Estudios de proyectos	3.7	2.3	6.0	1.2	3.9	15.3	19.2	2.8	0.2	13.0	13.2	220.0
3.2 Aspectos ambientales	1.6	0.1	1.7	0.3	1.4	0.1	1.5	0.2	-0.2	0.0	-0.2	-11.8
3.3 Fortalecimiento sector eléctrico	3.6	0.1	3.7	0.7	4.2	0.0	4.2	0.6	0.6	-0.1	0.5	13.5
3.4 Adquisición de vehículos	1.2	1.7	2.9	0.6	1.1	0.0	1.1	0.2	-0.1	-1.7	-1.8	-62.1
3.5 Estudios alternativos de construcción ICE	0.3	0.0	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.3	0.0	-0.3	-100.0
<b>4. Sin asignación específica</b>	<b>29.5</b>	<b>21.1</b>	<b>50.6</b>	<b>9.8</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>-29.5</b>	<b>-21.1</b>	<b>-50.6</b>	
4.1 Imprevistos	14.4	10.5	24.9	4.8	0.0	0.0	0.0	0.0	-14.4	-10.5	-24.9	-100.0
4.2 Escalamiento de costos	15.1	10.6	25.7	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-15.1	-10.6	-25.7	-100.0
<b>5. Gastos financieros de Construcción</b>	<b>57.4</b>	<b>15.7</b>	<b>73.1</b>	<b>14.2</b>	<b>56.0</b>	<b>24.5</b>	<b>80.5</b>	<b>11.7</b>	<b>-1.4</b>	<b>8.8</b>	<b>7.4</b>	10.1
5.1 Intereses	54.2	8.6	62.8	12.2	54.2	12.4	66.6	9.7	0.0	3.8	3.8	6.1
5.2 Comisión de crédito	0.0	7.1	7.1	1.4	0.0	12.1	12.1	1.8	0.0	5.0	5.0	70.4
5.3 Inspección y Vigilancia	3.2	0.0	3.2	0.6	1.8	0.0	1.8	0.3	-1.4	0.0	-1.4	-43.8
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>320.0</b>	<b>195.4</b>	<b>515.4</b>	<b>100.0</b>	<b>320.0</b>	<b>369.8</b>	<b>689.8</b>	<b>100.0</b>	<b>0.0</b>	<b>174.4</b>	<b>174.4</b>	
<b>PORCENTAJES</b>	<b>62.1</b>	<b>37.9</b>	<b>100.0</b>		<b>46.4</b>	<b>53.6</b>	<b>100.0</b>		<b>0.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	

<sup>3</sup> ICE: (BEI + GEF+ ICE)



**Explique brevemente diferencias.****Se debe explicar por componente la diferencia entre el costo original y el final.**

Una diferencia importante general es que los costos originales del programa están en precios del año 1993 y los finales en precios corrientes invertidos cada año.

- 1) Proyecto Hidroeléctrico Angostura: el incremento en los costos de este proyecto se dio por el aumento en los gastos de administración e ingeniería con recursos de contrapartida, especialmente los relacionados con la construcción del túnel del proyecto, que tuvo una serie de imprevistos geológicos y un período de construcción mucho mayor que el previsto, y además, debido a la ampliación del periodo de ejecución y entrada en operación del proyecto.
- 2) Proyecto Eólico Tejona: en este proyecto la diferencia no es representativa ya que, con el cambio de financiamiento, los US\$ 19.9 millones de dólares originales no se utilizaron, porque se ejecutó con una donación del Gobierno de Holanda y Crédito de Proveedores, con un costo final US\$ 15,2 millones incluyendo los US\$3.3 del GEF para la subestación.
- 3) Obras de Transmisión: este componente se incremento debido a sobre costos en las adquisiciones de bienes por revalorización del EURO, casi todos los contrato de obras estaban pactados en esta moneda, así como también por gastos de administración y de obtención de servidumbres generados por el atraso en la construcción de los proyectos y la ampliación en el periodo de ejecución del Programa.
- 4) Obras de Distribución: este componente tuvo incrementos en costos derivados de mayores gastos en actividades constructivas y modificaciones en los diseños de obras en la red eléctrica y especificaciones ampliadas de los materiales, cambios de rutas y adquisición de servidumbre de paso entre otros.
- 5) Estudios de Proyectos: Dicho incremento se debe a que el ICE ejecutó actividades de pre-inversión en los Proyectos Hidroeléctricos de Guayabo, Siquirres y Pirris. Estos incrementos fueron inversiones adicionales a las previstas originalmente.

**IV. Implementación del Proyecto****A. Análisis de los factores críticos**

- i) Restricciones presupuestarias: impuestas por el Ministerio de Hacienda que retrasaron la ejecución del Proyecto Angostura, que recién terminó en el año 2000, obra además afectada por apelaciones y protestas de los oferentes para la construcción de las mismas.
- ii) Apelaciones y protestas: se presentaron apelaciones a la Contraloría a lo largo de los procesos de licitación, apelación a la Contraloría para que los resolviera de acuerdo a sus procedimientos específicos (legislación nacional, por ejemplo: el conductor de la línea Río Macho-Moín que duró 3 años). En algunos casos sus resoluciones diferían de las resoluciones del Comité de Adquisiciones del Banco, causando atrasos en la contratación y adquisición de bienes y servicios de consultorías. Otras obras no pudieron ser financiadas con recursos del préstamo (Tubería forzada del proyecto Angostura, subestación Cariblanco, etc.), debido a esa diferencia en las resoluciones.
- iii) Servidumbres: en los proyectos de transmisión la obtención de servidumbres afectó los plazos de ejecución e incluso es la principal razón por la cual quedan algunos proyectos pendientes de concluir al cierre del préstamo. Entre las principales causas están la lentitud de los numerosos trámites legales para resolver los procesos de expropiación y la mayor cantidad de casos que requieren este mecanismo.
- iv) Planificación de las inversiones: especialmente en la ejecución de obras de transmisión y distribución por administración directa, en las cuales los materiales fueron adquiridos con mucha anticipación, sin que el ICE obtuviera la autorización del gasto por razones macroeconómicas y los recursos financieros de contrapartida en la cantidad y oportunidad (presupuesto anual de gasto del ICE vrs. Planificación plurianual) requeridos para la construcción de las mismas.
- v) Licencias ambientales: en algunos casos obtener las licencias ambientales tomó más de un año, por los procedimientos engorrosos y plazos incumplidos por el ente Rector, con la consiguiente demora en la ejecución de las obras y en algunas otras que todavía se encuentra pendiente la obtención de dicha licencia.

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

El ICE durante la ejecución del programa, tuvo continuidad de todo el personal responsable de cada proyecto, lo cual le permitió hacer un seguimiento adecuado de su ejecución. Los problemas principales se dieron en los procesos licitatorios, la mayoría de las veces debido a la utilización de documentos de licitación con algunas deficiencias (esto fue superado el año 2000 cuando se acordó un formato estándar para todas las licitaciones), lo cual causó demoras y protestas, que en algunos casos fueron difíciles de resolver. Casi todos los problemas se suscitaron durante los procesos de adquisiciones y en la contratación. Una vez superadas estas etapas el ICE tuvo mucha capacidad y experiencia para ejecutar los proyectos y únicamente tuvieron problemas con algunas obras de transmisión y distribución por factores externos a la institución, como los procesos de expropiación de la servidumbre en algunas propiedades.

Por otra parte el ICE ha dado un seguimiento oportuno al desempeño de los proyectos, y cuando fue necesario tomó las medidas correctivas que estaban a su alcance.

**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

Durante los años en que se ejecutó el Programa, el Banco siempre mostró buena disponibilidad para apoyar al ICE. Hubo actividades como reasignación de recursos entre categorías, prórrogas, una reorientación, aprobación de procesos de licitación en todas sus etapas, visitas de inspección a frentes de obra, en los cuales el Banco ofreció un importante apoyo al ICE, siempre pensando en cumplir con el objetivo que era la entrada en operación de los proyectos del Programa.

Clasificación del Desempeño del Banco			
<input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S) *	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PS)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)

\* Ver Anexo II

## V. Sostenibilidad

### A. Análisis de Factores Críticos

- Asignación de presupuesto: adecuado para operación y mantenimiento:

Por ser el ICE una empresa que produce, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica, es fundamental contar dentro de sus presupuestos anuales, con los recursos necesarios para actividades de operación y mantenimiento preventivo y correctivo, para que el sistema eléctrico interconectado, no se vea afectado por fallas y/o interrupciones derivadas de un efectivo proceso de mantenimiento de las obras.

- Tareas de mantenimiento oportuno de las obras:

El ICE tiene la experiencia y logística propia para el oportuno mantenimiento de las obras, tomando en cuenta la necesidad y exigibilidad de los sistemas eléctricos para asegurar la calidad y continuidad de los servicios.

- Entorno Político y aprobación de Tarifas:

La aprobación oportuna, por el Ente Regulador, de modificaciones tarifarias requeridas y el entorno político pueden afectar la viabilidad de ajustes tarifarios para la sostenibilidad de los resultados alcanzados por el Programa.

### B. Riesgos Potenciales

Salvo causas naturales de fuerza mayor, no se prevén riesgos extraordinarios para el funcionamiento de las obras financiadas, teniendo en cuenta que los planes y programas de operación y mantenimiento que el ICE elabora son un pilar fundamental de seguridad, máxime que dentro de la actual ley del ICE, a este se le encomienda la responsabilidad de mantener el abastecimiento de electricidad del país.

### C. Capacidad Institucional

El Sector de Electricidad del ICE tiene una estructura organizacional muy bien identificada en lo referente a generación, transmisión y distribución, mediante las denominadas unidades estratégicas de negocio (UEN's), las cuales están organizadas regionalmente en todo el país, para garantizar la adecuada operación y mantenimiento de las obras del Programa durante su vida útil.

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)

## VI. Evaluación y Seguimiento

### A. Información sobre Resultados

El ICE utiliza sistemas de información computarizados que en la etapa de ejecución y de operación comercial, alimentan las bases de datos para la elaboración de una serie de índices y estadísticas en generación, transmisión y distribución de electricidad. También, tiene software especializado que apoya la toma de decisiones sobre los planes de expansión y de modernización requeridos. Igual comentario aplica a información de tipo financiero y contable, cuyos resultados anuales son auditados por empresas externas al ICE. Estas fuentes de información, han sido la base para la preparación de informes técnicos, contables y financieros que el ICE suministró al Banco periódicamente y que servirán en el futuro para darle seguimiento adecuado a los productos de los componentes incluidos en el Programa.

## B. Seguimiento Futuro y Evaluación Ex Post

A nivel de cada Unidad Estratégica de Negocios, el ICE dispone de un permanente seguimiento de las obras construidas, tanto para las actividades de operación y el mantenimiento, como para la entrega y evaluación de los resultados, las que efectúa con recursos y logística propia. A nivel contable y financiero, el ICE lleva a cabo análisis periódicos que permiten la elaboración de índices para monitorear comportamientos. Este esquema permite al ICE hacer un seguimiento adecuado de las obras ejecutadas en el Programa. En el área operativa se llevan a cabo procesos de recolección y análisis de información, sobre calidad, disponibilidad, metas y resultados, con el objetivo de tomar decisiones en base en un programa preestablecido.

El programa no tenía establecido el requerimiento de Evaluación Ex-Post.

## VII. Lecciones Aprendidas

- La modalidad de ejecución por administración directa ha tenido buenos resultados, puesto que el ejecutor cuenta con una adecuada capacidad de construcción y montaje de equipos. Sin embargo, las limitaciones presupuestarias tienen un efecto contraproducente, por lo que se debe asegurar la disponibilidad oportuna de recursos de contrapartida.
- La ubicación de la Unidad Ejecutora o Coordinadora de este Programa, dentro de la Estructura Organizativa del ICE, ha funcionado satisfactoriamente, siendo ésta una unidad staff dentro de la misma, teniendo personal permanente, a la cual se le ha proporcionado los recursos humanos, responsabilidades y obligaciones para la buena administración de este Programa.
- Durante el diseño es necesario revisar cuidadosamente el dimensionamiento de los programas y préstamos, tanto en sus montos, como en los componentes con relación a la capacidad institucional, financiera de la Unidad Ejecutora y del plazo de ejecución del Proyecto o Programa. Factores externos no previstos en el diseño, como las restricciones presupuestarias y fiscales, afectaron la disponibilidad de los recursos de contrapartida, que contribuyeron al atraso de la ejecución del Programa (1994-2006). Una alternativa viable para resolver estos problemas, podría ser la utilización de los nuevos instrumentos financieros que se adapten a este tipo de proyectos, de tal forma que en el diseño de los mismos se contemple una estructura similar al de los préstamos multifase o CCLIP.
- La preparación de documentos de licitación y el nombramiento de los comités de evaluación en las diferentes etapas de los procesos licitatorios debe hacerse cuidadosamente para evitar la inconsistencia de los resultados de las evaluaciones y por ende minimizar el incentivo a los oferentes a protestar, con la utilización de los documentos estándar del Banco y con una adecuada capacitación en políticas y procedimientos de adquisiciones.
- En proyectos que requieren elaboración y aprobación de Estudios de Impacto Ambiental, se debe tomar en consideración, que las leyes y reglamentos sobre medio ambiente, se han modificado en los últimos años, con mayor rapidez que la ejecución de éste tipo de proyectos; por lo tanto, la estimación del proceso de aprobación de los EsIA requerirán de un tiempo mayor en la planificación y en el tiempo de ejecución de los proyectos de energía.
- Para proyectos grandes y/o complejos, se puede lograr mayor competencia, mediante la elaboración de especificaciones técnicas que permitan la participación de oferentes con tecnologías sustitutivas y/o diferentes, que permitan lograr los mismos objetivos y resultados.
- La obtención de la servidumbre en proyectos eléctricos, es cada día más difícil, por diferentes causas, entre ellas 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, los cuales han afectado sensiblemente los plazos de ejecución de los proyectos, por lo que, en concordancia con la nueva política de financiamiento de gastos, se podría obtener la servidumbre a través de la inclusión en los contratos llave en mano, para la construcción de los proyectos de energía.
- Para mejorar la administración, control y seguimiento de los proyectos, las representaciones deberían elaborar una guía que contenga información relevante sobre el desempeño del proyecto y del ejecutor en sus aspectos mas críticos, a efecto de que el Especialista de turno conozca los principales hechos y problemas ocurridos en los años anteriores a su gestión. Esta guía sería actualizada de acuerdo a la ocurrencia de los hechos relevantes, para su entrega al nuevo Especialista Sectorial.

## **Anexos**

### **Anexo I. Acta del Taller de Cierre.**

#### **PROGRAMA DE DESARROLLO ELECTRICO III** **(796/OC-CR)**

Esta acta informa sobre la discusión y resultados del Taller de Cierre del Programa, realizada el día 5 de octubre 2006 en San José, Costa Rica.

El Taller fue inaugurado por Sr. Jorge Requena, Representante y el Sr. Teófilo de la Torre, Gerente General del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

#### **PARTICIPANTES:**

##### **ICE**

Teófilo de la Torre  
Carlos Obregón  
Gilberto de la Cruz  
Jaime Vargas Loría  
Elena Víquez Chávez  
Adrián García  
Manuel Balmaceda García  
Carlos Solano Soto  
Fued Zaglul Slon  
Franklin Ávila Pérez  
Diego Pérez Fonseca  
Alexander Solís Barboza  
Gravin Mayorga Jiménez  
Luis Quesada Barboza  
Arturo Ordóñez Ruiz  
Jorge Villalobos Astorga  
Gabriel Malavassi Montes de Oca

Robert Sossa Mendoza

José Carlos López Mora

Jesús Sánchez Ruiz

Alexandra Arias Alvarado

Hugo Castillo Villalta

Salvador López Alfaro

Héctor Vargas Fallas

Sergio Mata Montero

Jorge A. Quesada Guzmán

##### **BID**

Jorge E. Requena, BID-CCR

Fortunato Lari, COF-CCR

Marcelo Valenzuela, BID-CPN

Matthew Jordan-Tank, BID-CCR

Juan Valle, Consultor BID-CCR

Karen Solis, BID-CCR

#### **INTRODUCCIONES**

El Representante destacó la importancia de larga tradición que el Banco ha tenido en apoyar al ICE en sus programas de inversiones sobre las décadas, señalando que éste programa representa la continuación exitosa de programas anteriores. Además, el Sr. Requena reconoció la solidez institucional del ICE y señaló la disposición del Banco en continuar el apoyo del Banco a la institución en el futuro.

El señor de la Torre comentó que en buena parte, debido al Programa, el ICE ha podido mantener e inclusive, mejorar la cobertura y confiabilidad de la red eléctrica del país en la última década. En éste sentido, por ser el tercer programa en seguido con la institución, el ICE percibe al Banco como un socio del sector, utilizándolo como un instrumento de desarrollo. Mirando hacia el futuro, el señor de la Torre reafirmó la intención del ICE de concretizar un nuevo financiamiento con el Banco, para precisamente dar continuidad de apoyo financiero al sector eléctrico en áreas de generación, distribución y transmisión durante los próximos años.

El Especialista a cargo del Programa en el Banco, Marcelo Valenzuela, hizo una presentación sobre los objetivos del Taller, que pretende revisar en detalle y con el equipo del ICE el Informe de Terminación del Proyecto (PCR), dando paso a la revisión a la agenda.

#### **DISCUSION**

##### **I. Información Básica**

No hubo comentarios. Rápidamente se revisaron los **Datos Básicos**, sin comentarios.

##### **II. El Proyecto**

- a. **Contexto del Proyecto.** En este punto, el ICE comentó que sería importante incluir una mención de la participación del Banco Europeo de Inversión (BEI), el fideicomiso del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), y el financiamiento del GEF. Sería importante ser más específico del porqué de las razones del largo período de ejecución, como, y limitaciones en la autorización en el gasto por restricciones macroeconómicas del país, lo que afectó la disponibilidad de contrapartida. Habría que



especificar los problemas operativos y la reestructuración del sector eléctrico a finales de los 90s. Finalmente, es importante destacar que la reestructuración permitió la continuación del Programa, sin la cual este Programa probablemente hubiera sido cancelado.

**ii. Componentes.** Se incluyó una mención específica del Proyecto Miravalles V y la modernización de la Planta Cachí.

- 1 **Proyecto Hidroeléctrico Angostura.** Sin cambios.
- 2 **Proyecto Eólico Tejona.** Sin cambios.
- 3 **Obras de Transmisión Eléctrica.** Sin cambios.
- 4 **Obras de Distribución Eléctrica.** Se eliminó mención del SCADA.
- 5 **Modernización del Centro de Control de Energía.** Sin cambios.
- 6 **Programa Conservación de Energía.** Sin cambios.
- 7 **Proyecto Geotérmico Miravalles V.** Sin cambios.
- 8 **Modernización Planta Hidroeléctrica Cachí.** Sin cambios.
- 9 **Gastos Concurrentes.** Se cambió el título a “**Programa de Actividades Concurrentes**”. Además se adecuará la redacción, para ser concordante con el Anexo A.

### **III. Resultados**

#### **a. Efectos Directos.**

- 1 **Proyecto Hidroeléctrico Angostura:** Sin cambios mayores.
- 2 **Proyecto Eólico Tejona:** Sin cambios.
- 3 **Obras de Transmisión Eléctrica:** Sin cambios mayores.
- 4 **Obras de Distribución Eléctrica:** Se aclaró que la cobertura lograda es de 98.13%.
- 5 **Modernización del Centro de Control de Energía:** Sin cambios.
- 6 **Programa Conservación de Energía:** Se precisó que los 1000 fotovoltáicos fueron instalados hasta 2006.
- 7 **Proyecto Geotérmico Miravalles V:** Sin cambios.
- 8 **Modernización Planta Hidroeléctrica Cachí:** Sin cambios mayores.
- 9 **Gastos Concurrentes:** Se cambió el título a “Programa de Actividades Concurrentes”. Se aclaró que 54 vehículos fueron adquiridos con recursos del programa. Se eliminó la mención del Rincón de la Vieja y Tenorio

### **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 6 en vez de 7, por que las Obras de Distribución Eléctrica no fueron concluidas en su totalidad; se esperan que sean estas obras concluidas a más tardar en el 2008.

**Estrategia de País.** Sin cambios mayores.

- b. Externalidades.** Se agregó que el desarrollo de los proyectos ha impulsado fuertemente la actividad comercial en las zonas de influencia, la cual permanece por parte después de la finalización de la construcción. Se aclaró que el mejoramiento de la infraestructura ha sido también en electricidad, telecomunicaciones y servicios turísticos, y no solo en caminos. Se incluyó que varios de los proyectos han producido información valiosa para otras entidades del Gobierno en el contexto de manejo ambiental. Se añadió que el cambio ecológico causado por los proyectos es uno de los puntos de mayor conflictividad social, que se pueden resolver con planes de manejo ambiental. La acumulación de conocimiento de las comunidades en materia ambiental fue también una externalidad importante. Finalmente, se precisó que se tomó decisiones de cambiar algunas rutas como medidas de mitigación de impactos ambientales.

#### **c. Productos.**

1. **Proyecto Hidroeléctrico Angostura:** Sin cambios mayores. Se precisó los años específicos del logro de los indicadores.
2. **Proyecto Eólico Tejona:** Se agregó que el GEF financió la subestación del proyecto.
3. **Obras de Transmisión Eléctrica.** El Banco aclaró que los costos tendrán que ser analizados por el ICE para fijar los montos definitivos invertidos por el ICE, BEI y el Banco en este componente y la justificación de las diferencias dadas, información que será entregada el día 6 de octubre-06. Se ajustó la clasificación a Poco Satisfactorio.
4. **Obras de Distribución Eléctrica:** El Banco aclaró que los costos tendrán que ser analizados por el ICE para fijar los montos definitivos invertidos por el ICE, y el Banco en este componente y la justificación de las diferencias dadas. Sobre el número de los usuarios, el ICE verificó con precisión el resultado exacto. Se ajustó la clasificación a Poco Satisfactorio.
5. **Modernización del Centro de Control de Energía:** Se llenó el cuadro, en la parte de Al Término de Programa, sobre los productos planeados. Se ajustó la clasificación a Muy Satisfactorio.
6. **Programa Conservación de Energía:** Sin cambios.



7. **Proyecto Geotérmico Miravalles V:** Se ajustó la clasificación a Muy Satisfactorio.
8. **Modernización Planta Hidroeléctrica Cachí:** Se corrigió el número de MW generados al Fin de Proyecto a 107MW, en vez de 132MW. El ICE verificará el delta para punto 1.2 Fin de Proyecto.

**d. Costos del Proyecto.**

El ICE se comprometió a entregar un análisis de todos las diferencias de costos entre el presupuesto original y final, para cada componente el día 6 de octubre/2006.

**IV. Implementación del Proyecto**

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

- i) Sobre restricciones presupuestarias, en particular, se agregó que Angostura fue afectado por un período substancial debido a restricciones del Ministerio de Hacienda, haciendo imposible desembolsar los recursos del Banco.
- ii) Se agregó que las diferencias de la legislación nacional de Costa Rica y las Políticas de Adquisiciones del Banco frente a protestas, ha prolongado el tiempo necesario para lograr su resolución. Se mencionaron los casos de la Subestación Cariblanco y el conductor de la línea Río Macho-Moín en particular.
- iii) Con relación al tema de servidumbres, el equipo del ICE resaltó dos aspectos en particular: la lentitud de los pasos a seguir, que son obligatorios para el ICE, que no le permitió iniciar las obras hasta que todos los pasos hubieran sido concluidos, lo que difiere de otros países. El segundo punto que dificultó la ejecución, fue el cambio en la sociedad y los propietarios que tienen hoy en día una percepción negativa sobre líneas de transmisión en particular. Finalmente, el cambio en el perfil de algunos propietarios, de ser extranjeros por ejemplo, ha dificultado la negociación de obtención de servidumbres para el paso de infraestructura pública, y que ha tenido el efecto de terminar en expropiación forzosa.
- iv) Con respecto a la planificación de recursos, se destacó otra vez que el ICE sufrió por la falta oportuna de la autorización de gasto. El ICE está contemplando la implementación de planes quinquenales para superar este problema.
- v) Sin cambios mayores.

**b. Desempeño del Prestatario.**

El equipo del Banco se comprometió a completar este análisis en breve.

**V. Sostenibilidad**

**a. Análisis de Factores Críticos:** Se introdujo ajustes en la redacción, y se agregó en particular dos temas adicionales:

- i) la importancia de obtener la aprobación oportuna del Ente Regulador de modificación tarifarias requeridas en tiempo; y
- ii) el entorno político que puede afectar la viabilidad de la presentación de los ajustes tarifarios.

**b. Riesgos Potenciales:** Sin cambios mayores.

**c. Capacidad Institucional:** Sin cambios mayores.

**VI. Evaluación y Seguimiento**

**a. Información sobre Resultados:** Sin cambios mayores.

**b. Seguimiento Futuro y Evaluación Ex Post:** Se añadió que en la área operativa el ICE lleva a cabo recolección y análisis de información sobre calidad, disponibilidad, metas y resultados de sus actividades.


**VII. Lecciones Aprendidas**

Se revisó cada una de las lecciones aprendidas preparadas anticipadamente, en conjunto con el equipo del ICE, introduciendo cambios menores en las mismas. En particular, se destacaron los siguientes aspectos adicionales: i) La experiencia de contratos llave en mano ha producido dificultades para la ejecución, cuando el subcontratista faltaba experiencia concreta en todos los aspectos técnicos de la contratación; ii) La experiencia mostró dificultades y falta de claridad del manejo de las consideraciones impositivas en la elaboración de contratos; iii) Hubo competencia en algunos procesos, debido a la flexibilidad en las especificaciones técnicas que permitieron tecnologías diferentes, con mejores resultados para el mismo objetivo; iv) Es importante reconocer los buenos resultados que se ha producido siguiendo la estrategia del ICE con el Banco de dar continuidad, como modernización, a proyectos que el Banco ha financiado anteriormente; y v) Es importante que el Banco atienda las necesidades de actividades de preinversión para asegurar un inicio oportuno de la construcción de las obras.

Cierre.



## **Anexo II. Evaluación del Prestatario.**

 <p align="center"><b>Banco Interamericano de Desarrollo</b>  <b>Informe de Terminación de Proyecto –2006 PCR</b>  <b>Evaluación del Prestatario</b></p>	
Nombre del Proyecto: PROGRAMA DE DESARROLLO ELECTRICO III	
Agencia(s) Ejecutora(s): INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD – ICE	
Prestatario: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)	
Fecha de Aprobación del Proyecto: 01/12/93	Fecha Efectividad Contrato: 15/04/94
Fecha Evaluación Prestatario: 19/09/06	Fecha Esperada Taller de Cierre: 05/10/06

### **Clasificación del Desempeño del Proyecto por el Prestatario**

La probabilidad de Lograr su Objetivo(s) de Desarrollo:

☒ [ X ] Muy Probable (MP)      ☐ [ ] Probable (P)      ☐ [ ] Poco Probable (PP)      ☐ [ ] Improbable (I)

Implementación del Proyecto:

☒ [ X ] Muy Satisfactorio (HS)      ☐ [ ] Satisfactorio (S)      ☐ [ ] Poco Satisfactorio (PC)      ☐ [ ] Muy Insatisfactorio (MI)

Sostenibilidad de Resultados de Proyecto:

☒ [ X ] Muy Probable (MP)      ☐ [ ] Probable (P)      ☐ [ ] Poco Probable (PP)      ☐ [ ] Improbable (I)

**Comentarios:** Con las lecciones aprendidas, sin duda el Programa esta impactando positivamente en contribuir a mantener la calidad, confiabilidad, seguridad y continuidad del abastecimiento de electricidad de Costa Rica.

### **Desempeño del Prestatario**

Por favor clasifique su propio desempeño durante la preparación y ejecución del Proyecto:

☒ [ X ] Muy Satisfactorio (MS)      ☐ [ ] Satisfactorio (S)      ☐ [ ] Poco Satisfactorio (US)      ☐ [ ] Muy Insatisfactorio (MI)

**Comentarios:** A pesar de los cambios en la industria eléctrica latinoamericana que se dieron durante la ejecución del Programa, debe destacarse la fortaleza, creatividad, capacidad y responsabilidad que mostró el ICE en su desempeño en la ejecución de este ambicioso Programa dentro de los parámetros económicos de Costa Rica.

### **Desempeño del Banco**

Por favor clasifique el desempeño del Banco durante la preparación y ejecución del Proyecto. Elementos que deben ser considerados, incluir hasta que 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.

☒ [ X ] Muy Satisfactorio (MS)      ☐ [ ] Satisfactorio (S)      ☐ [ ] Poco Satisfactorio (PS)      ☐ [ ] Muy Insatisfactorio (MI)

**Comentarios:** Desde los inicios en que el país encomendó por ley la responsabilidad al ICE del abastecimiento de electricidad, históricamente el BID ha sido un pilar fundamental en el financiamiento del desarrollo de la infraestructura en generación, transmisión y distribución de electricidad, que ha debido impulsar el ICE para mantener y mejorar los índices del sector eléctrico, por lo que el apoyo del Banco ha sido fundamental para que el ICE pueda desarrollar la generación de energía con base en recursos renovables y ambientalmente amigables.

### Sugerencias Adicionales para Mejorar el Desempeño del Banco

Comentarios/sugerencias adicionales para mejorar el futuro desempeño del Banco.

Comentarios: Considerando el interés de que el ICE y el Gobierno continúen contando con el apoyo del Banco en requerimientos futuros que se presentan muy ambiciosos de acuerdo con el comportamiento de la demanda de electricidad, es conveniente que la Representación del Banco en el país mantenga la fortaleza que ha sido clave para considerar como “muy satisfactorio” el cumplimiento de los objetivos fijados.

Anexo 3. Otros (favor indicar).

