



Informe de Terminación de Proyecto

PCR

Nombre del Proyecto: REFUERZOS NACIONALES DE TRANSMISIÓN PARA INTEGRACIÓN CON EL PROYECTO SIEPAC.

País: NICARAGUA.

Sector/Subsector: ENERGÍA.

Equipo de Proyecto Original: Marcelino Madrigal (RE2/FI2), Jefe; Néstor Roa (RE2/FI2); Marcelo Valenzuela (COF/CPN); Javier Jiménez Mosquera (LEG); Pierre Richard Oriol (COF/CNI); Alfonso Buxens (COF/CNI); otros miembros: Yolanda Galaz (RE2/FI2) y Raúl Campos Montero (Consultor).

Número de Proyecto: NI-L1015.

Número de Préstamo: 1877/BL-NI.

Fecha del CRG: 9 de Octubre de 2013

Fecha de Aprobación Final:

PCR Equipo: Autor Principal y Miembros: Héctor Baldivieso, Jefe de Equipo (ENE/CNI); Santiago Castillo, Especialista en Adquisiciones (FMP/CNI); Juan Carlos Lazo, Especialista Financiero (FMP/CNI); Alma Reyna Selva Delgado, Asociada Senior de Operaciones (CID/CNI); Marcos Membreño Idiáquez (Consultor).





Abreviaturas y Acrónimos

BID:	Banco Interamericano de Desarrollo
CEPAL:	Comisión Económica para América Latina
CYMIMEX:	Control y Montajes Industriales de México
EFAs:	Estados Financieros Auditados.
ENATREL:	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica
EPR:	Empresa Propietaria de la Red
FIDEG:	Fundación Internacional para el Desafío Económico Global
FMI:	Fondo Monetario Internacional
GEOSA:	Generadora Eléctrica Oriental S.A.
GON:	Gobierno de Nicaragua
IPC:	Índice de Precios al Consumidor
IPS:	Informe de Progreso Semestral
kV:	Kilovoltio
MARENA:	Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales
MCCA:	Mercado Común Centroamericano
MELFOSUR:	Montajes Eléctricos y Fomentos del Sur
MTI:	Ministerio de Transporte e Infraestructura
MVA:	Megavoltioamperio
N/A:	No Aplica
NI:	Nicaragua
OD:	Objetivo de Desarrollo
PCB:	Policlorobifenilos
PIB:	Producto Interno Bruto
PMR:	Progress Monitoring Report
POA:	Plan Operativo Anual
SE:	Subestación
SER:	Sistema Eléctrico Regional
SICA:	Sistema de la Integración Centroamericana
SIEPAC:	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
STI:	Servicio Técnicos Industriales
VAR:	Valor Agregado de Transmisión





Índice

I. INFORMACIÓN BÁSICA	4
II. EL PROYECTO	5
A. CONTEXTO DEL PROYECTO.....	5
B. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	6
i. Objetivo(s) del Desarrollo.....	6
ii. Componentes	6
C. REVISIÓN DE LA CALIDAD DEL DISEÑO (SI APLICA).....	6
III. RESULTADOS	8
A. EFECTOS DIRECTOS	8
B. EXTERNALIDADES	10
C. PRODUCTOS.....	10
D. COSTOS DEL PROYECTO	14
IV. IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO.....	14
A. ANÁLISIS DE LOS FACTORES CRÍTICOS.....	14
B. DESEMPEÑO DEL PRESTATARIO/AGENCIA EJECUTORA	16
C. DESEMPEÑO DEL BANCO.....	16
V. SOSTENIBILIDAD.....	16
A. ANÁLISIS DE FACTORES CRÍTICOS.....	16
B. RIESGOS POTENCIALES	17
C. CAPACIDAD INSTITUCIONAL	17
VI. EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO.....	18
A. INFORMACIÓN SOBRE RESULTADOS	18
B. SEGUIMIENTO FUTURO Y EVALUACIÓN EX-POST	18
VII. LECCIONES APRENDIDAS.....	18



I. Información Básica

DATOS BÁSICOS (MONTO EN US\$)

NO. PROYECTO: NI-L1015

TITULO: REFUERZOS NACIONALES DE TRANSMISIÓN PARA INTEGRACIÓN CON EL PROYECTO SIEPAC

Prestatario: REPÚBLICA DE NICARAGUA
Agencia ejecutora (AE): EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA (ENATREL)

Fecha aprobación Directorio: 27 JUNIO 2007
Fecha efectividad contrato préstamo: 1 FEBRERO 2008

Préstamo: 1877/BL-NI
Sector: ENERGÍA

Fecha elegibilidad primer desembolso: 25 JUNIO 2008

Instrumento de préstamo: INVERSIÓN

Meses en ejecución

- * Desde aprobación: 75 MESES
- * Desde efectividad del contrato: 63 MESES

Períodos de desembolso

Fecha original desembolso final: 1 FEBRERO 2012
Fecha actual desembolso final: 30 ABRIL 2013
Extensión acumulativa (meses): 15 MESES

Monto préstamo(s)

- * Monto original: US\$ 12,500.000
 - * Monto actual: US\$ 12,500,000
 - * Pari Passu: 85.00
- Fueron fondos redireccionados de [] o a [] este proyecto?
[X] N/A

Monto US\$:

Número de proyecto(s) o subproyecto(s) para donde los fondos fueron redireccionados:

Número de Project(s) o subproyecto(s) de donde los fondos fueron redireccionados:

Reducción de Pobreza (PTI): No
Equidad Social (SEQ): No
Clasificación ambiental: B

Desembolsos

- * Monto actual: US\$ 12,500,000 (100.0 %)

Costo total del proyecto (estimado original): US\$ 14,687,000

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	<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)



VPC/PDP

PCR April 2006

II. El Programa

a. Contexto del Programa 1877/BL-NI

Durante el período de ejecución del Programa, la economía nicaragüense se ha caracterizado en términos generales por su estabilidad macroeconómica. Según FUNIDES¹, el Producto Interno Bruto (PIB) creció a una tasa promedio del 2.9 por ciento entre 2007 y 2012. Esto refleja, en parte, el impacto de la recesión internacional. Aunque Nicaragua creció muy poco, lo hizo sin embargo por encima del promedio del resto de Centroamérica. La tasa de inflación se ha mantenido por debajo de los dos dígitos, excepto en los años 2007 (16.88%) y 2008 (13.77%), como consecuencia de la recesión internacional.

Un informe del FMI (7ª Revisión, 2011) sostiene que la deuda pública de Nicaragua aún se encuentra dentro de márgenes manejables, a pesar de la reciente reclasificación a la baja de Nicaragua, que redujo el índice de referencia de riesgo de la relación entre el valor presente de la deuda pública externa del PIB, del 50% al 40%.

Aun cuando los niveles de pobreza hayan disminuido en el país, esta última continúa afectando a un importante sector de la población nacional. Según estimaciones del FIDEG², en el período 2005-2009, Nicaragua experimentó una disminución del 3.6% en el caso de la pobreza general, y del 7.5% en el ámbito de la pobreza extrema. Según el mismo FIDEG, durante 2009-2011, la pobreza general habría disminuido 0.6% (al pasar de 44.7% a 44.1%), mientras la pobreza extrema se habría reducido 1.5%.

Según la CEPAL, el precio del petróleo –West Texas Intermediate (WTI)– mantuvo su tendencia alcista durante el sexenio 2003-2008, el período más largo de crecimiento sostenido de los precios del petróleo, los cuales pasaron de un precio promedio anual de 31.08 dólares por barril en 2003 a 99.67 dólares en 2008. Y, aunque en 2009 y 2010, el precio del barril se redujo, pasando respectivamente a 61.7 dólares y a 79.4 dólares, en el año 2011 ascendió a 95.1 dólares. Este incremento ha afectado negativamente en la economía nacional. Se estima, por ejemplo, que si el precio del petróleo WTI sube 1%, la tasa de inflación del IPC de Nicaragua se acelera 0.027%. En términos de valor, las importaciones nicaragüenses de petróleo y sus derivados pasaron, según la CEPAL, de US\$ 951 millones en 2008 a US\$ 1,216 en el año 2011, representando un incremento de 27.9%.

Según el BID, los principales obstáculos para acelerar el crecimiento económico en Nicaragua son la situación de la infraestructura, en particular de energía y transporte, y los riesgos microeconómicos (p. ej., derechos de propiedad, etc.). El sector eléctrico en Nicaragua se caracteriza por contar con el precio más elevado de Centroamérica, una baja cobertura de servicio a nivel nacional (74.6%), riesgo de sostenibilidad financiera por efectos de las brechas entre la tarifa real y la requerida por el mercado para cubrir sus costos, y riesgo operativo por las elevadas pérdidas y baja eficiencia.

En Nicaragua, el SIEPAC comprende 270 km de líneas y la interconexión al sistema eléctrico regional mediante la SE Sandino con Honduras y la SE Ticuantepe con Costa Rica. El 13 de mayo de 2013 se realizaron de manera satisfactoria, durante un lapso de tres horas, las pruebas de energización de la conexión entre las Subestaciones Ticuantepe de Nicaragua y Cañas de Costa Rica, mientras que para el 15 de febrero del mismo año, se energizó las conexiones de Subestaciones Sandino de Nicaragua y Agua Caliente de Honduras. Por otra parte, Nicaragua ha

¹ FUNIDES: Fundación Nicaragüense para el Desarrollo Económico y Social.

² FIDEG: Fundación Internacional para el Desafío Económico Global.



cumplido con el compromiso dentro del Mercado Regional adoptando la normativa de operación que establece las reglas de carácter operativo y comercial y las interfaces necesarias para armonizar la normativa nacional con la reglamentación regional.

b. Descripción del Programa

i. Objetivo de Desarrollo

Según el Contrato de Préstamo (Anexo Único 1.01), el Objetivo de Desarrollo (OD) es "asegurar que el sistema de transmisión eléctrica de Nicaragua esté adaptado para la recepción de la interconexión eléctrica, línea SIEPAC, y en lo particular se pueda comercializar la energía cumpliendo con los criterios de seguridad y confiabilidad operativos establecidos para el Sistema Eléctrico Regional (SER)".

Este OD no difiere del que aparece en la Propuesta de Préstamo y en el PMR.

ii. Componentes

Según el Anexo I de la Propuesta de Préstamo, los Componentes del Programa son tres:

Componente 1: Obras de transmisión en 230 KV.

Componente 2: Obras de transformación en 230/138 KV y voltajes menores.

Componente 3: Fortalecimiento institucional.

Con autorización del Banco (CID/CNI/1777/2008), el Componente 1 fue modificado, quedando formulado en los siguientes términos:

Componente 1: Obras de transmisión en 230 KV: Línea Subestación Sandino a Masaya.

-Construcción de la Línea de Transmisión entre la SE Sandino y la SE Masaya.

-Construcción de una nueva Subestación Sandino en el esquema de interruptor y medio y las bahías de línea en las subestaciones Masaya y Sandino.

Finalmente, en el *Progress Monitoring Report* (PMR), los 3 Componentes del Programa son sustancialmente los mismos del Anexo I de la Propuesta de Préstamo:

Componente 1: Obras de transmisión en 230 KV.

Componente 2: Obras de Compensación reactiva y transformación.

Componente 3: Capacitación y fortalecimiento de las funciones del área de planeamiento de ENATREL.

→En el presente PCR, se ha adoptado la formulación de los componentes e indicadores que aparecen en la Matriz de Indicadores del último PMR, ya que define las metas y fechas de ejecución (31/12/2013).

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



-El diseño del Programa fue relevante en la medida en que el OD es consistente con el Plan Nacional de Desarrollo de Nicaragua y con la Estrategia de País del Banco en materia de mejoramiento y ampliación de la red de transmisión de energía eléctrica.

-El diseño del Programa previó los eventuales retrasos que ocasionaría la adquisición de los derechos de servidumbre requeridos. El diseño incorporó, como una condición previa, que "la totalidad de los derechos de vía hayan sido adquiridos o se encuentren en proceso de adquisición" (cláusula 3.04, literal "a", del Contrato de Préstamo). En la práctica, la mayoría de los retrasos en la obtención de los derechos de servidumbre, se produjo durante el tendido del segundo circuito por parte de ENATREL, a causa de los derechos de servidumbre no resueltos durante el tendido del primer circuito realizado por la EPR para el SIEPAC. En otras palabras, ENATREL heredó del SIEPAC conflictos por derechos de servidumbre (p.ej., propietarios que no habían sido indemnizados por los daños que les causó la construcción del primer circuito, escrituras que no contemplaban la construcción del segundo circuito y reclamaban más pagos). También hubo retrasos debido a que, en un pequeño tramo de 2.8 km de la línea Sandino-Masaya, se encontró fuerte oposición entre pobladores de una zona residencial urbana, construida durante los últimos 10 años, en un área originalmente rural.

-El diseño del Programa tomó en cuenta el potencial de sobrecostos a futuro, que pudieran estar derivados del incremento del precio internacional del petróleo u otras causas, mediante la inclusión de una partida de gastos imprevistos. En el balance del Programa, los sobrecostos se cubrieron utilizando la partida de imprevistos del Programa con fondos del BID, así como fondos de contrapartida local. Constituyen una excepción los recursos faltantes para la adquisición de un autotransformador de 75MVA 230/138KV y de los equipos para construir una bahía de transformación 230/138 KV, cuyo valor ascendió a US\$ 3,563,843.53. Esta adquisición fue luego financiada con recursos de la operación 1933/BL-NI, mediante el contrato "Suministro de transformadores de potencia, equipo de subestaciones y servicios conexos para el Sistema Nacional de Transmisión".

-Las variaciones en concepto de incremento de precios arriba mencionadas, reportan una diferencia de US\$ 1, 340,787 entre los montos planificados en el Plan de Adquisiciones y los montos realmente contratados. Específicamente, estas variaciones se presentaron en los proyectos: línea de transmisión Sandino-Masaya, Subestación Sandino, Almacén PCB y Compensación Reactiva.

-Las dificultades del Programa para cumplir con los plazos de los contratos de construcción se atribuyen a la baja capacidad de los contratistas para planificar el trabajo en época de lluvias.

-El diseño del Programa previó acciones específicas para reducir los riesgos ambientales (construcción de fosos de recolección de aceite, almacén para el confinamiento de PCB, etc.).

Revisión de la Calidad del Diseño

☐ Muy Satisfactorio (MS)

☒ Satisfactorio (S)

☐ Poco Satisfactorio (PS)

☐ Muy Insatisfactorio (MI)



VPC/PDP

PCR April 2006

III. Resultados

a. Efectos Directos

LOGRO DE LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO (OD)		
Objetivos de Desarrollo	Indicadores Claves de Efectos Directos	
1. FIN: Contribuir al incremento de la competitividad y seguridad del sistema eléctrico nacional y su integración con el sistema eléctrico regional. Clasificación: Probable.	<u>Efectos Directos Planeados:</u> <i>A partir de la entrada en operación del proyecto de refuerzos nacionales y el proyecto SIEPAC.</i> 1.1 Se incrementan las transacciones de energía: en 929 GWh para el año 2010; 1.196 GWh para el año 2011; 1,727 GWh para el año 2012; y 1,747 GWh para el año 2013. 1.2. La red nacional de transmisión cumple con los criterios de desempeño mínimo del Sistema Eléctrico Nacional y los criterios de seguridad y calidad del Sistema Eléctrico Regional.	<u>Efectos Directos Logrados:</u> 1.1. Datos aún no disponibles. 1.2. Datos aún no disponibles.
2. PROPÓSITO: Asegurar la confiabilidad tanto del sistema eléctrico nacional, como del sistema eléctrico regional para niveles de transporte hasta lo más 300 MW. Clasificación: Probable.	<u>Efectos Directos Planeados:</u> <i>Al entrar en operación todo el proyecto de refuerzos nacionales:</i> 2.1. Se limita la energía nacional no servida debida a colapso total por debajo de: 0.29% en el año 2010; de 0.25% en el año 2011; 0.22% en el año 2012; y 0.20% en el año 2013. <i>Al entrar en operación el proyecto SIEPAC:</i> 2.2. Se limita la energía regional (transacciones) no servida debida a colapso total por debajo de: 0.27% en el año 2010; de 0.21% en el año 2011; 0.14% en el año 2012; y 0.14% en el año 2013. <i>Para el período de ejecución del Proyecto y de acuerdo con estados financieros de ENATREL se verificará que:</i> 2.3. La contribución de la generación interna de fondos neta deberá ser por lo menos del 30% en el 2008%, 30% en el 2009 y 35% en los años subsiguientes. 2.4. El margen operativo de caja determinado como el monto que queda después de haber cubierto los costos de operación y mantenimiento es de 25.0% en el año 2008; 27.0% en el año 2009; 30.0% en el año 2010 y 30.0% en el año 2011. 2.5. El factor de cobertura del servicio de la deuda no menor de 1.5 durante todo el período de ejecución.	<u>Efectos Directos Logrados:</u> 2.1. Datos aún no disponibles. 2.2. Datos aún no disponibles. 2.3. Según la información financiera verificada por el Banco, la contribución de la generación interna de fondos fue de 28.22% en 2008; 30.55% en 2009; 35.39% en 2010; 34.81% en 2011; y 6.96% en 2012. 2.4. Según la información financiera verificada por el Banco, el margen operativo de caja fue de 23.76% en 2008; 23.99% en 2009; 20.77% en 2010; 32.53% en 2011; y 36.98% en 2012. 2.5. Según la información financiera verificada por el Banco, la cobertura del servicio de la deuda fue de 27.41 veces en 2008; 36.53 veces en 2009; 29.33 veces en 2010; 16.20 veces en 2011; y 2.67 veces en 2012.
Reformulación. [X] N/A		
Reajuste ISDP: -Las fechas de obtención de los indicadores fueron ajustadas, porque no podían alcanzarse en el plazo del Programa por la demora en la entrada en vigencia del mismo. Sobre la marcha debieron hacerse nuevos ajustes en las fechas, debido, como se mostrará más adelante, a los retrasos ocasionados, en cada caso, por problemas específicos. Los cambios, sin embargo, no afectan el OD del Programa. -Los indicadores 2.3; 2.4; y 2.5; son también Condiciones Especiales del Contrato de Préstamo (Cláusula 4.09, literal "a").		



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.

-Se considera "Probable" que el Programa alcance su Objetivo de Desarrollo, ya que no existe certeza sobre el año de logro de los indicadores del OD. En la actualidad, no se pueden evaluar aún los indicadores 1.1, 1.2, 2.1 y 2.2. Por otra parte, dados los retrasos en la ejecución del Programa, los resultados esperados han cambiado debido a las nuevas condiciones del mercado nacional y regional en el período 2010-2013. Al finalizar el Programa, ENATREL ("Centro Nacional de Despacho de Carga") tiene la obligación de reportar al Banco la actualización de la medición de los indicadores 1.1, 1.2, 2.1 y 2.2. Se efectuará un informe al cierre del año 2014, es decir, una vez que entren en operación todas las obras del Programa.

-Las principales causas de los retrasos en la ejecución del Programa (ofertas demasiado altas de los oferentes en los primeros procesos de licitación internacional, incumplimiento de los contratistas, resistencia de los propietarios a ceder los derechos de servidumbre, lluvias, etc.), han sido ajenas a la voluntad y a la capacidad institucional del Ejecutor.

-Los retrasos concernientes a los derechos de servidumbre se resolvieron mediante un cambio de estrategia: de convocatoria pública para negociación, que llegó a abrir el proceso hasta su judicialización en algunos casos, a aproximaciones directas, colectivas e individuales, para negociar y alcanzar acuerdos con los pobladores locales. El resultado positivo fue la adquisición del 100% de los derechos de servidumbre.

-Los retrasos relativos al incumplimiento de los contratistas se han mitigado a través de dos vías: (i) fortalecimiento de la unidad de supervisión de proyectos del Ejecutor; y (ii) seguimiento más efectivo de los cronogramas de los contratistas con la ayuda de programas informáticos *ad hoc* (Project de Microsoft). El resultado positivo fue un mejor nivel de cumplimiento de los plazos acordados con los contratistas.

-Los retrasos provocados por las lluvias se superaron mediante negociaciones con los contratistas para establecer nuevas estrategias que permitieran acelerar el ritmo de trabajo en las obras y, de esta manera, recuperar el tiempo perdido. El resultado positivo fue la aceleración de la ejecución de las obras en las zonas específicas donde hubo fuertes precipitaciones pluviales.

1.1. La construcción de la línea de transmisión SE Sandino – SE Masaya, que forma parte del Programa 1877/BL-NI, aún no ha concluido y el proyecto SIEPAC recién comenzó a operar en Junio/2013. Se prevé que el SIEPAC comience a operar en su totalidad antes de finalizar 2013, cuando terminen de construirse los 36 km que aún hacen falta en el tramo de Costa Rica.

1.2. La construcción de la línea de transmisión SE Sandino – SE Masaya, que forma parte del Programa 1877/BL-NI, aún no ha concluido.

2.1. La ejecución del Programa aún no ha terminado.

2.2. La ejecución del Programa aún no ha terminado.

2.3. Las metas relativas a la contribución de la generación interna de fondos neta se cumplieron solamente en 2009 y 2010. En 2008 la causa del incumplimiento es atribuible al hecho de que la utilidad neta de ENATREL fue relativamente modesta, C\$ 20.4 millones, comparada con C\$36.9 millones y C\$ 32.3 millones en 2009 y 2010, respectivamente. En 2011 el indicador de contribución de la generación interna de fondos neta alcanzó un 99.46% de la meta, debido a que se tomaron medidas administrativas tendientes al uso racional de recursos y políticas de ahorro. En 2012 se incumplió con el indicador debido a la pérdida acumulada registrada de C\$ 24.8 millones. Esta última pérdida se debió a que en 2007 se quemaron dos transformadores de 75 MVA, los cuales fueron reemplazados por dos nuevos transformadores que fueron adquiridos por la empresa, mediante un préstamo contratado con una institución financiera nacional; el pago de los intereses de dicho préstamo fue registrado íntegramente en el año 2012. Esta pérdida no afectó la ejecución del Programa.**2.4.** Según ENATREL, la meta relativa al Margen Operativo de Caja no fue alcanzada en el período 2008-2009 debido a que el INE, el ente regulador no autorizó el aumento de la tarifa de peaje como parte de su política social. En el 2010, además de esta causa, el incumplimiento de dicho indicador se explica por otros dos factores: (i) inversión para reparar daños provocados por las lluvias en subestaciones y líneas de transmisión; y (ii) inversión para reemplazar angulares de las torres de transmisión que fueron objeto de robo. En el caso de las lluvias, se trató de recuperar el tiempo perdido negociando con los contratistas la aceleración de las obras. En el caso de los robos, ENATREL ha solicitado el apoyo preventivo y de investigación de hechos delictivos a la policía al nivel local.

2.5. En el período 2008-2009 hay un incremento del indicador debido a que en ambos años ENATREL tuvo utilidades netas equivalentes a C\$ 20.4 y C\$ 36.9 millones, respectivamente, y al hecho de que no pagaba intereses. En cambio, el indicador desciende entre 2010-2012 porque, en este período, ENATREL comenzó a pagar intereses (C\$ 4.9 millones en 2010; C\$ 11.5 millones en 2011; y C\$ 44.7 millones en 2012). En el caso del último año (2012), la caída drástica del indicador 2.5 se explica adicionalmente por la pérdida acumulada de ENATREL de C\$ 24.8 millones, la cual fue mencionada en el inciso 2.3.



Estrategia de País:

-El Programa es consistente con la Estrategia de País del Banco (GN-2251-8). En esta última destaca como principal eje de acción el apoyo al crecimiento económico. El Programa contribuye al logro de los objetivos de las políticas sectoriales OP-708, OP-733 y OP-733-1 por las siguientes razones principales: (i) el Programa contribuye a la sostenibilidad financiera del sector; (ii) mejora la eficiencia en la operación del sistema eléctrico nacional; y (iii) impulsa la competitividad y eficiencia del mercado eléctrico nacional al aumentar las posibilidades de suministro.

-El Programa también es consistente con la Estrategia del BID con el país 2008-2012, la cual se concentra en cinco objetivos del Plan de Gobierno: (i) sostenibilidad fiscal y fortalecimiento de la gestión pública; (ii) confiabilidad del suministro de energía eléctrica y mejoramiento de la red vial existente; (iii) gestión y cobertura de los servicios sociales, incluyendo el desarrollo de un sistema para el bienestar social; (iv) desarrollo productivo; y (v) gestión institucional para la prevención de desastres.

-El Programa también es coherente con la Estrategia del BID con el país (2012-2017), en la cual el sector eléctrico figura como uno de los tres sectores priorizados por el Banco, al lado del sector transporte, salud y la atención integral a la primera infancia. La participación del Banco en el sector tiene como objetivo contribuir a la adecuación del marco sectorial para asegurar la eficiencia y sostenibilidad financiera y operativa del sector, con vistas a apoyar al país en ampliar la cobertura eléctrica, aumentar la confiabilidad y eficiencia del suministro e incrementar la generación eléctrica de fuentes renovables.

Nota*: Ver carta del 26/4/2013 de Estela Martínez, Gerente de Ingeniería y Proyectos de ENATREL, a Héctor Baldivieso, Especialista Sectorial del BID.

b. Externalidades**Externalidades positivas:**

-ENATREL compartió su experiencia licitatoria con una empresa homóloga en Panamá para ayudarle a resolver el problema de una licitación en la que todas las firmas licitantes ofertaban precios muy superiores a los que prevalecían en el mercado panameño.

-El hecho de que las líneas de transmisión del Programa se instalaron siguiendo el trazado de líneas preexistentes, redujo la demanda de adquisición de derechos de servidumbre, así como el área de deforestación.

Externalidades negativas:

-El proceso de urbanización, que fue posterior a la adquisición de derechos de servidumbre por parte de ENATREL para construir un tramo de 2.8 km de línea de transmisión en el área de Ticuantepe, generó disconformidad y conflictos de derechos con los pobladores.

c. Productos**PROGRESO EN LA IMPLEMENTACION (PI)****Componentes (Productos)****Indicadores Claves del Producto**

<p>1. Componente 1: Obras de transmisión en 230 KV.</p> <p>Costo total Componente 1: US\$ 9,865,000 (según el Contrato de Préstamo)</p> <p>Contrapartida: US\$ 1,281,000 (según el Contrato de Préstamo)</p> <p>BID: US\$ 8,584,000 (según el Contrato de Préstamo)</p> <p>Desembolso BID: 100.0%</p> <p>Clasificación: Satisfactorio.</p>	<p><u>Productos Planeados:</u></p> <p>1.1. Construcción de 81 km de Línea de Transmisión en 230 KV entre SE Sandino – SE Masaya. Meta: 81 km construidos en 2012.</p> <p>1.2. Construcción de SE Sandino y dos bahías de línea. Meta: SE Sandino y dos bahías de línea construidas.</p> <p>1.3. Fabricación y recepción en un 100% de materiales Línea de Transmisión SE Sandino – SE Masaya. Meta: 100% de materiales fabricados y recibidos.</p> <p>1.4. Fabricación y recepción en un 100% de materiales Subestación Sandino. Meta; 100% de materiales fabricados y recibidos.</p>	<p><u>Productos Logrados*:</u></p> <p>1.1. 78.2 km de la Línea de Transmisión SE Sandino – SE Masaya construidos en 2012.</p> <p>1.2. SE Sandino y dos bahías de línea construidas en 2012.</p> <p>1.3. 100% de los materiales Línea de Transmisión SE Sandino – SE Masaya fabricados y recibidos en 2012.</p> <p>1.4. 100% de los materiales SE Sandino fabricados y recibidos en 2011.</p> <p>1.5. 14 km de Línea de Transmisión doble circuito 138 KV entre SE Ticuantepe y Anillo de Managua construidos en 2013.</p> <p>----- Nota*: Información extraída de los Informes de Progreso Semestral durante el período 2008-2012 y de inspecciones <i>in situ</i>.</p>
<p>Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales.</p> <p>1.1. A la fecha sólo faltan 2.8 km de líneas de transmisión, que corresponden al proyecto de línea de transmisión entre SE Sandino y SE Masaya, los cuales finalizarán el 30 de octubre de 2013 con fondos de contrapartida local.</p> <p>1.5. El indicador 1.5 no figuraba en el Marco Lógico original del Programa. Se agregó al Programa, porque satisfacía el OD del Programa. Esto fue posible dado el avance de algunas obras, el ahorro que implicó la reasignación del transformador de 75 MVA de la SE Masaya a la operación 1933/BL-NI y a la existencia de un monto de recursos en la categoría de gastos no asignados. A esto se sumó la decisión del Ejecutor de incrementar los fondos de la contrapartida local. Esta obra es importante, porque permite avanzar en el completamiento del Anillo de Managua.</p>		



Reestructuración.

-En su carta del 26/6/2008 (CID/CNI/1777/2008), el Banco autorizó la modificación de los numerales 2.02 y 2.03 del Anexo Único del Contrato de Préstamo, para reflejar el cambio de la ubicación de la Subestación Planta Nicaragua*, así como el nombre de la misma, la cual se denominará Subestación Sandino. Ambos numerales quedaron de la siguiente manera:

II.2.02. "Con los recursos del préstamo se financiarán las siguientes actividades**: (i) la construcción de una nueva línea dentro del corredor donde se construirá la SIEPAC, de aproximadamente 35.7 km, entre la nueva Subestación Sandino y el punto de la derivación denominado Montefresco; (ii) la construcción de un tramo nuevo de aproximadamente 10.8 km entre Montefresco y la Torre 33 de la línea entre Los Brásiles y la Subestación Masaya; y (iii) el montado de aproximadamente 34.5 km de un segundo circuito entre la Torre 33 y la Subestación Masaya sobre la línea de transmisión existente".

II.2.03. "Igualmente se financiará la construcción de una nueva Subestación Sandino en el esquema de interruptor y medio y las bahías de línea en las subestaciones Masaya y Sandino".

Notas:

*: La SE Planta Nicaragua, cuya propietaria es ENATREL, se encuentra ubicada dentro de un terreno propiedad de la empresa Generadora Eléctrica Oriental S.A. (GEOSA). Esta última había accedido en 2006 a permitir que en dicho terreno se realizaran las obras para modernizar el esquema previamente existente en aquella SE mediante la instalación de un interruptor y medio, además de una bahía de línea. Pero el 27/7/2007, GEOSA se negó a hacerlo, aduciendo motivos internos. Esta decisión obligó a ENATREL a buscar y adquirir un terreno situado en la ruta de la línea SIEPAC. Encontró uno, con 7 hectáreas de extensión, a 5 km de la Planta Nicaragua. Fue aquí, en este otro terreno, donde se construyó la nueva SE Sandino.

** : Cabe aclarar que, el acápite **II.2.02** de la carta del Banco citado aquí arriba, se refiere, en otras palabras, a los tres tramos que conforman la Línea de Transmisión SE Sandino – SE Masaya.

☐ Muy Satisfactorio (MS)

☒ Satisfactorio (S)

☐ Poco Satisfactorio (PS)

☐ Muy Insatisfactorio (MI)

Componentes (Productos)	Indicadores Claves del Producto	
2. Componente 2: Obras de Compensación reactiva y transformación operando. Costo total Componente 2: US\$ 2,320,000 (según el Contrato de Préstamo) Contrapartida: US\$ 396,000 (según el Contrato de Préstamo) BID: US\$ 1,924,000 (según el Contrato de Préstamo) Desembolso BID: 100.0% Clasificación: Satisfactorio.	Productos Planeados: 2.1. 49 MVA de Compensación Reactiva facilitada mediante capacitadores instalados. Meta: 49 MVA instalados en 2012. 2.2. Construcción de un almacén de PCB. Meta: Un almacén construido para confinamiento de PCB. 2.3. Construcción de tres fosos de recolección de aceite. Meta: Tres fosos construidos en 2010 en las Subestaciones de Batahola, La Gateada y Acoyapa. 2.4. Suministro e instalación de un transformador de 75 MVA para la SE Masaya. Meta: Un transformador de 75 MVA instalado.	Productos Logrados: 2.1. 19 MVA de compensación Reactiva instalados en 2012. 2.2. Un almacén para confinamiento de PCB construido en 2012. 2.3. Tres (3) fosos construidos en las Subestaciones Batahola, La Gateada y Acoyapa en 2009. 2.4. No Aplica. Nota*: Información extraída de los Informes de Progreso Semestral durante el período 2008-2012 y de inspecciones <i>in situ</i> .



Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales.

2.1. Aún no se alcanzado la meta de instalar los 49 MVA debido a la acumulación de diferentes retrasos. En el primer semestre de 2011 hubo demora en el proceso de licitación y construcción, porque el acta de ofertas fue enviada al Banco en una fecha posterior a la programada. El 31/10/2011 se firmó contrato con la empresa que ganó la licitación. Pero en el primer semestre de 2012 hubo nuevos retrasos, porque (i) ENATREL no aprobó los diseños porque no cumplían con las indicaciones del Departamento de Ingeniería; y (ii) el contratista no pudo cumplir a tiempo con su solicitud a la fábrica de los suministros. El contratista pidió extensión de plazo. ENATREL prevé que las obras de compensación reactiva estarán terminadas al 30/5/2014 con fondos de la contrapartida local.

2.4. En el Marco Lógico original de la Propuesta de Préstamo figuraba un indicador relativo al suministro e instalación de un transformador de 75 MVA para la SE Masaya, el cual fue removido del Programa 1877/BL-NI. La decisión fue estratégica dado que en el 2008 se consideró que, con los precios de los equipos subiendo, los recursos originales del Programa no eran suficientes para financiar dichas actividades. Por esta razón, se decidió incluir el transformador de 75 MVA en la operación vinculada 1933/BL-NI. Esta operación podía tomar ventaja de economías de escala, ya que 16 transformadores estaban siendo adquiridos para distintas localidades en Nicaragua.

Reestructuración.

-No Aplica.

☐ Muy Satisfactorio (MS)

☒ Satisfactorio (S)

☐ Poco Satisfactorio (PS)

☐ Muy Insatisfactorio (MI)

3. Componente 3: Capacitación y fortalecimiento de las funciones del área de planeamiento de ENATREL.

Costo total Componente 3:
US\$ 350,000

Contrapartida:
US\$ 0

BID:
US\$ 350,000

Desembolso BID: 100.0%:

Clasificación: Satisfactorio.

Productos Planeados:

3.1. Capacitación de ocho ingenieros del personal de Planeación de ENATREL.
Meta: Ocho ingenieros capacitados en 2010.

3.2. Realización de dos Planes de expansión de transmisión realizados.
Meta: Dos planes de expansión de transmisión realizados en 2011.

3.3. Realización de un estudio de tarifas de transmisión.
Meta: Un estudio de tarifas de transmisión realizado.

Productos Logrados:

3.1. Once (11) ingenieros del personal de ENATREL capacitados en el manejo de los siguientes programas informáticos: (i) en SDDP, entre el 23-26 de marzo de 2009; (ii) PSS/E, entre el 11-15 de mayo, y entre el 13-17 de julio de 2009; y (iii) OPTNET, entre el 1-4 de febrero de 2010.

3.2. Dos planes de expansión de transmisión realizados en 2010.

3.3. Un estudio de tarifas de transmisión realizado en 2013.

Nota*: Información extraída de los Informes de Progreso Semestral durante el período 2008-2012 y de inspecciones *in situ*.

Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales.

3.1. Se capacitaron tres ingenieros más de lo previsto, porque ENATREL decidió sacar el máximo de provecho a los cursos de informática.
3.3. El estudio sobre el cálculo de la Tarifa de Peaje del Sistema Nacional de Transmisión fue ejecutado bajo el alcance planificado. El resultado mas importante del estudio determina una tarifa preliminar de US\$9.7/MWh (hoy US\$7.1148/MWh) con base en la remuneración anual general, la cual está compuesta por: costo de capital, costo de operación y mantenimiento, y costo del funcionamiento del administrador comercial del mercado. Dicha tarifa está sujeta a actualizaciones debido al incremento de los costos y a la necesidad de ENATREL para asumir sus compromisos de deuda.

Reestructuración.

☒ No Aplica

☐ Muy Satisfactorio (MS)

☒ Satisfactorio (S)

☐ Poco Satisfactorio (PS)

☐ Poco Satisfactorio (PS)

Resumen del Progreso en la Implementación Clasificación (PI):

☐ Muy Satisfactorio (MS)

☒ Satisfactorio (S)

☐ Poco Satisfactorio (I)

☐ Muy Insatisfactorio (MI)



VPC/PDP

PCR April 2006

d. Costos del Programa 1877/BL-NI

Categoría	Costo Total Planeado* (US\$ 1,4687.0) en miles			Costo Total Actual (US\$ 1,5220.2) en miles			% Diferencia entre Costo Total Planeado y Costo Total Actual		
	BID	GON	Total	BID**	GON***	Total	BID	GOB	Total
1. Ingeniería y administración	710.0	480.0	1,190.0	281.5	1,022.7	1,304.2	-60.4	113.1	9.6
2. Costos Directos	10,508.0	1677.00	12,185.0	11,105.0	1,590.5	12,695.5	5.7	-5.2	4.2
3. Imprevistos	1,082.0	0.0	1,082.0	0.0	0.0	0.0	-100.0	0.0	-100.0
4. Gastos Financieros	200.0	30.0	230.0	200.0	107.0	307.0	0.0	256.7	33.5
5. Fondo Revolviente				913.5	0.0	0.0	100.0	0.0	100.0
Total del Programa	12,500.0	2,187.0	14,687.0	12,500.0	2,720.2	15,220.2	0.0	24.4	3.6

Explique brevemente diferencias:

-Existe una diferencia del 3.6% entre el Costo Total Planeado y el Costo Total Actual debido a que el GON incrementó su aporte en 533.2 miles de dólares (24.4% más de su aporte previsto originalmente).

-El Banco desembolsó el 100.0% de los fondos establecidos en el Contrato de Préstamo (US\$ 12,500.0 miles).

-Aunque el Programa cerró el 30-Abril-2013, ENATREL terminará de ejecutar en Mayo del 2014, con fondos de contrapartida local, los dos productos que aún están pendientes de finalización (ver, más atrás, la Matriz de Productos). El Banco se encargará de la verificación de la ejecución de la contrapartida local a través de un consultor externo a finales de junio 2014.

Notas *: Según Contrato de Préstamo.

** : Según el último LMS del Banco.

***: Según la última auditoría financiera externa (30/4/2013).

IV. Implementación del Programa

a. Análisis de los factores críticos

Factores positivos:

-En el GON existió la voluntad política de apoyar al Programa con recursos adicionales.

-El hecho de que la Unidad Coordinadora del Programa (UCP) fuese la Gerencia de Ingeniería de ENATREL y que ésta dependiese directamente de la Presidencia Ejecutiva de dicha institución agilizó la toma de decisiones y la implementación de los procesos.

-ENATREL cuenta con personal experimentado en la ejecución de proyectos internacionales y particularmente en proyectos financiados por el BID.

-Las capacitaciones impulsadas por el BID sobre el tema de las licitaciones y la mejoría de las comunicaciones entre ENATREL y el Banco en esta materia, contribuyó al desarrollo de los procesos licitatorios. Jugó un papel muy positivo la creación de una instancia de seguimiento y apoyo previo al envío de los documentos al Banco para su No Objeción. También desempeñó un rol importante el conocimiento de las características de ENATREL por parte de los especialistas del BID.

-El Programa no ha producido efectos negativos sobre el medio ambiente, porque ha cumplido con las disposiciones técnicas, administrativas y legales existentes en la materia (normas de seguridad relativas al uso y almacenamiento de productos tóxicos, reforestación, etc.). La estrecha relación de ENATREL con



VPC/PDP

PCR April 2006

el Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales (MARENA) facilitó la obtención de los avales medioambientales.

-Las continuas visitas, conversaciones y negociaciones de las(os) funcionarias(os) de ENATREL con los propietarios de terrenos por donde pasarían las líneas de transmisión fue el principal factor que facilitó la obtención de los derechos de servidumbre. De no haber adoptado ENATREL esta estrategia, muchos casos hubiesen tenido que ser dirimidos ante un juez, en largos y lentos procesos judiciales.

-El 16/6/2009, ENATREL suscribió con el Ministerio de Transporte e Infraestructura (MTI), el primer Convenio de Colaboración Interinstitucional, con un plazo de tres años, que tiene como objeto establecer las cláusulas que regulen la actuación del MTI y ENATREL en la materia en que convergen sus específicas competencias y atribuciones para la constitución de una servidumbre de línea de transmisión eléctrica en todo el territorio nacional sobre el derecho de vía, bien de dominio público administrado y supervisado por el MTI. El Convenio de Colaboración suscrito con el MTI fue aplicado y facilitó la instalación de líneas de transmisión de alta tensión, como es el caso de la línea de transmisión de 138 KV de doble circuito Ticuantepe-Anillo de Managua, la cual fue construida adyacente a la carretera a Masaya. El convenio con el MTI fue renovado en el mes de febrero de 2012 por un período de 3 años.

Factores negativos:

-Hubo retrasos en el cumplimiento de la condicionalidad relativa a la adquisición de los derechos de servidumbre, la cual establecía que "la totalidad de los derechos de vía hayan sido adquiridos o se encuentren en proceso de adquisición" (cláusula 3.04, literal "a", del Contrato de Préstamo). Además del anterior, hubo otros factores que también contribuyeron al retraso en la implementación del Programa: (i) la presentación de ofertas demasiado altas en los procesos de licitación por parte de los contratistas; (ii) el incumplimiento, por parte de los contratistas, de los plazos establecidos en los contratos para la provisión de los suministros y la construcción de las obras programadas; (iii) la oposición de los dueños de tierras a ceder los derechos de servidumbre; (iv) la presencia de lluvias torrenciales.

-La oposición de los propietarios de tierras a ceder los derechos de servidumbre se debió, en unos casos, a los bajos montos de indemnización que mandata la Ley de Expropiación (Ley 229 del año 1976) y, en otros casos, a los temores que poseen los propietarios en cuanto al tema de impacto ambiental, salud y desvalorización de sus terrenos.

-Existe poca experiencia en el país de especialistas con conocimiento sobre el Manejo Ambientalmente Seguro de los PCB.

-El diseño del Programa no previó la subida de los precios internacional de los equipos y materiales. Esto encareció los costos del Programa e hizo que el presupuesto del mismo resultase insuficiente para financiar algunas de las adquisiciones previstas (p.ej., el transformador de 75 MVA para la SE Masaya). La falta de recursos se resolvió mediante el acceso a fondos adicional provenientes del GON y de otro proyecto del BID.



-Al inicio, el Programa no contaba con un sistema automatizado de gestión financiera. Posteriormente, ENATREL instaló el SIGFAPRO.

-Al inicio de la ejecución del Programa hubieron fallas en el seguimiento a los cronogramas de entrega de los suministros por parte de los proveedores, lo cual ocasionó retrasos y la consecuente extensión de plazo de los contratos. Esta dificultad se superó luego mediante el fortalecimiento de la unidad de supervisión y el empleo de una herramienta de seguimiento idónea (Project de Microsoft).

b. Desempeño del Prestatario/Agencia Ejecutora

-ENATREL cumplió con la mayoría de las metas del Programa, aunque lo hizo con un retraso acumulado de un año y medio. No obstante, las causas principales de dichos retrasos fueron ajenas a la voluntad y a la capacidad institucional de dicha empresa: la oposición de los propietarios de tierras a ceder sus derechos de servidumbre; el incumplimiento de los contratistas; y la presencia de lluvias torrenciales en algunas de las zonas donde se llevó a cabo el Programa.

-Al inicio del Programa, ENATREL presentó debilidades en los procedimientos y los criterios adoptados en el marco de las licitaciones para la selección de las empresas ganadoras (trámite recurrente de modificaciones contractuales fuera del período contractual, montos y plazos de entrega en lo general no realistas, etc.), así como en el monitoreo de estas últimas en lo relativo al cumplimiento (en tiempo y forma) de las cláusulas contractuales. Sin embargo, las debilidades iniciales de ENATREL en los procesos licitatorios fueron superadas posteriormente, gracias a la capacitación brindada por el Banco en dicha materia.

Clasificación del Desempeño del Prestatario/Agencia Ejecutora

☐ Muy Satisfactorio (MS)

☒ Satisfactorio (S)

☐ Poco Satisfactorio (PS)

☐ Muy Insatisfactorio (MI)

c. Desempeño del Banco

→Ver en Anexos, el Formulario de la Evaluación del Prestatario sobre el desempeño del Banco.

Clasificación del Desempeño del Banco

☐ Muy Satisfactorio (MS)

☒ Satisfactorio (S)

☐ Poco Satisfactorio (PS)

☐ Muy Insatisfactorio (MI)

V. Sostenibilidad

a. Análisis de Factores Críticos

-La estabilidad macroeconómica del país (inflación, etc.) es una variable que abona a la sostenibilidad del Programa.



-El desarrollo del sector energético del país, tal como se expresa en el Plan Nacional de Desarrollo Humano 2008-2012, es un componente clave de la política gubernamental que contribuye a la sostenibilidad.

-La Estrategia de País del BID para Nicaragua (2008-2012 y 2012-2017) es otro factor que favorece la sostenibilidad.

-ENATREL posee la capacidad institucional y técnica, así como el personal competente para asegurar la sostenibilidad de los resultados alcanzados por el Programa.

-La permanencia y estabilidad laboral del personal que labora en la institución es un factor que contribuye a la sostenibilidad de los resultados del Programa.

-El Organismo Ejecutor también cuenta con el apoyo financiero de la cooperación internacional, incluyendo al Banco, para la ejecución de proyectos destinados a mejorar y ampliar la red de transmisión, así como para el fortalecimiento institucional.

-ENATREL cuenta con recursos propios para asegurar el mantenimiento y reparación/reposición rutinaria de equipos y materiales.

-El edificio que aloja las oficinas de ENATREL ofrece las condiciones idóneas (funcionalidad, etc.) para que el personal realice su trabajo de manera adecuada.

b. Riesgos Potenciales

-El Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) puede entrar en crisis, si los países miembros no ponen en práctica sus compromisos de apertura hacia un mercado regional que maximice la utilización de la nueva infraestructura.

c. Capacidad Institucional

ENATREL, cuenta con un Plan de Expansión (2004-2015), que presenta las necesidades de ampliación de la capacidad de transformación, de líneas y subestaciones de transmisión con el fin de garantizar la calidad y seguridad del Sistema Nacional de Transmisión y abastecer el crecimiento del mercado eléctrico del País. También dispone, del Plan de Gestión Estratégico (2008-2012), que contempla los componentes de transmisión de energía, la ampliación y mejoras del Sistema Interconectado Nacional, la operación del mercado eléctrico y el desarrollo de las comunicaciones. Cuenta también con un Plan de Obras (2009-2015), para atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y nuevas fuentes de generación, que garanticen un servicio confiable a los agentes del mercado eléctrico.

-Al 30/6/2010, ENATREL cuenta con los siguientes reglamentos y/o manuales de procedimientos. (i) Manual de Organización y Funciones; (ii) Manual de Procedimientos Técnicos Operativos de Inversiones; (iii) Reglamento de Servidumbre; (iv) Manual de Control Interno.; (v) el Manual de Conducta Ética. Se encuentran en fase de preparación: (a) el Manual Descriptivo de Puestos; (b)



el Manual de Procedimientos de Adquisiciones; y (c) el Manual de Procedimientos de Activo Fijo (ENATREL, Informe de Progreso Semestral del Primer Semestre de 2010).

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

-De los cinco POAs elaborados por el Ejecutor en el período 2008-2013, solamente el del 2010 y el del 2013 fueron entregados a tiempo.

-Se implementaron los instrumentos estándar de planificación³ lo que facilitó el monitoreo y seguimiento de las metas físicas y financieras del Programa y la detección y solución de problemas durante la ejecución.

-Las auditorías financieras del Programa y de la entidad ejecutora permitieron identificar y superar la mayoría de los hallazgos de control interno detectados por la firma auditora. Vale señalar que en ninguna de las auditorías ejecutadas se encontraron hallazgos graves en los EFAs.

b. Seguimiento Futuro y Evaluación Ex-Post

Durante los diez (10) años siguientes a la terminación de la primera de las obras del Programa y, dentro del primer año calendario, el Contrato de Préstamo establece la elaboración de un informe sobre el estado de dichas obras y el plan anual de mantenimiento para ese año (Contrato de Préstamo, literal "b" de la cláusula 4.05).

VII. Lecciones Aprendidas

Alineación de los proyectos con las estrategias de desarrollo.

-Cuando se cuenta con una estrategia de desarrollo definida, en la que el mejoramiento de un sector figura como una prioridad estratégica, el gobierno está dispuesto a respaldar el financiamiento y garantizar su aporte de contrapartida local en proyectos de inversión dirigidos a fortalecer dicho sector.

-Un proyecto aumenta sus efectos acumulativos a nivel nacional cuando, además de los beneficios directos de su implementación, forma parte de un programa integral que se inserta dentro de una estrategia de desarrollo regional (como SIEPAC, por ejemplo).

-El mercado de la energía eléctrica en Nicaragua es susceptible de recibir mayores beneficios a mediano y largo plazo en el marco del desarrollo eficiente y seguro de un mercado eléctrico regional.

³ PEP-POA, matriz de resultados, plan de adquisiciones, matriz de riesgo, pronósticos de desembolsos.



Licitaciones:

-Compartir experiencias con homólogos de países de la región, en lo que se refiere a procesos de licitación que enfrentaron dificultades y que encontraron estrategias exitosas para resolverlos. Es el caso de una licitación en el Programa, donde todas las empresas participantes ofertaron precios excesivamente superiores a los del mercado, la estrategia adoptada, a pesar de los retrasos que ella pueda ocasionar, consistió en declarar desierta dicha licitación. Al adoptar esta decisión, las empresas licitantes, e incluso, aquellas que no participaron en la primera licitación, pero que optaron por participar en una convocatoria ulterior, comprendieron que el Ejecutor sólo estaba dispuesto a pagar precios razonables, ajustados a los precios reales del mercado.

Coordinación interinstitucional.

-El Convenio de Colaboración suscrito con el MTI facilitó la instalación de líneas de transmisión adyacentes a carreteras existentes que ya contaban con derechos de servidumbre, cuya amplitud es beneficiosa para alcanzar sinergia con la dimensión de servidumbre requerida por la infraestructura eléctrica de transmisión.

Derechos de servidumbre.

-A pesar del tiempo que consume su aplicación, las conversaciones y negociaciones directas (personales) con los propietarios de tierras constituyen una práctica eficaz y menos conflictiva para adquirir los derechos de servidumbre, comparada con prácticas como la judicialización de casos o las campañas masivas de persuasión publicitaria, siendo la primera, más costosa y más lenta, y la segunda, muy poco eficaz.

-Para la adquisición de la totalidad de los derechos de servidumbre se deben establecer plazos realistas, los cuales deben incluir siempre un margen de tiempo adicional que prevea la ocurrencia de eventuales complicaciones y retrasos.

-La utilización de derechos de servidumbre de líneas de transmisión preexistentes, para proyectos de ampliación o mejora de la capacidad de transmisión permite reducir la necesidad de tramitar nuevos derechos de servidumbre.

Impacto ambiental:

-El hecho de que un proyecto de ampliación o mejora del sistema de transmisión eléctrica pueda utilizar el trazado de una línea de transmisión preexistente contribuye a reducir el tamaño de la superficie que debe ser deforestada/reforestada.



Anexos:

1. Acta del Taller de Cierre.
2. Listado de personas participantes en el Taller de Cierre.
3. Formulario de Evaluación del Prestatario sobre el Desempeño del Banco.



ACTA DEL TALLER DE CIERRE DE LA OPERACIÓN 1877/BL-NI

Prestatario: República de Nicaragua.

Agencia Ejecutora: Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL)

Fecha de realización del Taller de Cierre: 4 de julio de 2013.

Lugar de realización del Taller de Cierre: oficinas del BID en Managua.

I. PARTICIPANTES EN EL TALLER DE CIERRE.

El Taller de Cierre de la operación 1877/BL-NI contó con la participación de un total de nueve (9) personas, entre las cuales figuran integrantes de la Representación del BID en Nicaragua, funcionarios de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), y el Consultor contratado por el Banco tanto para la elaboración del PCR de dicha operación como para el levantamiento del Acta del Taller de Cierre. El Listado de Participantes figura en la sección de Anexos de la presente Acta.

El Taller fue convocado y presidido por Héctor Baldivieso (ENE/CNI), mientras la presentación del PCR estuvo a cargo de Marcos Membreño Idiáquez, el Consultor contratado por el Banco.

II. DESARROLLO DE LA PRESENTACIÓN DEL PCR DE LA OPERACIÓN 1877/BL-NI.

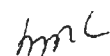
El Consultor realizó ante el plenario de participantes, una presentación en Power Point del contenido del PCR de la operación 1877/BL-NI. El contenido de dicha presentación forma parte del Anexo de la presente Acta.

El plenario del Taller propuso, por unanimidad, las siguientes recomendaciones para mejorar el texto del PCR:

1. Corregir el significado de las siglas GEOSA: Generadora Eléctrica Oriental S.A., y no Generadora Eléctrica de Occidente S.A.
2. Asignar la calificación "Muy Probable" al Objetivo de Desarrollo del Programa, en lugar de la calificación "Probable". Este cambio se sustenta en las razones explicitadas en el texto del PCR.
3. En los indicadores 2.3, 2.4 y 2.5 que figuran en la Matriz del Fin del Programa precisar que la correspondiente información contable-financiera fue verificada por el BID.
4. En el indicador 2.4 (referente a la instalación y adquisición del transformador de 75 MVA) que figura en la Matriz del Componente 2 dejar escrita solamente la frase "No Aplica".
5. En el indicador 3.1 (referente a la capacitación del personal de ENATREL) que figura en la Matriz del Componente 3 indicar en qué temas fue capacitado el personal y por qué motivo fueron capacitados once, en lugar de ocho ingenieros.

hmi

6. En la sección de "Notas", que aparece al pie de la Tabla de Costos del Programa, mejorar la explicación relativa a: (i) la auditoría financiera correspondiente al periodo Ene-Dic/2012 y Ene-Abr/2013; (ii) el aporte del BID al 31/Dic de 2012 y 31/Dic de 2013; (iii) el aporte de contrapartida local correspondiente a Mayo-Dic/2013; y (iv) la verificación de dicho aporte por parte del BID.
7. En la sección sobre el tema de la Sostenibilidad, realizar las siguientes modificaciones:
 - 7.1) La frase que comienza diciendo "La permanencia del personal que labora en la institución...", debe decir: "La permanencia y estabilidad laboral del personal que trabaja en la institución...".
 - 7.2) La frase que comienza diciendo "El desarrollo del sector energético del país...", debe decir: "El desarrollo del sector energético del país, tal como se expresa en el Plan Nacional de Desarrollo Humano 2008-2012...".
 - 7.3) Mencionar como otros factores que propician la Sostenibilidad: (i) la Estrategia de País del BID con Nicaragua; y (ii) la funcionalidad del nuevo edificio que aloja las oficinas de ENATREL.
 - 7.4) Expresar que ENATREL cuenta con los recursos propios para asegurar el mantenimiento y reparación rutinaria de las obras y líneas de transmisión.
 - 7.5) Eliminar la frase que comienza diciendo: "La falta de suficientes recursos financieros por parte de ENATREL para garantizar el mantenimiento adecuado de los equipos...".
8. En la sección de Lecciones Aprendidas realizar los cambios siguientes:
 - 8.1) En la lección sobre el aumento acumulativo de los efectos de un proyecto regional, mencionar como ejemplo al SIEPAC.
 - 8.2) En la lección sobre las buenas prácticas en materia de licitación internacional, poner como ejemplos los estudios de mercado, las estadísticas de costos de licitaciones anteriores, etc.
 - 8.3) Eliminar, por no reflejar adecuadamente la experiencia del Programa, las lecciones que abordan los temas siguientes: (i) supervisión y mantenimiento de obras; (ii) contratos y contratistas; (iii) campaña de información pública; (iv) el trazado de las líneas de transmisión.
 - 8.4) Encontrar una mejor redacción para expresar las lecciones que tienen que ver con: (a) derechos de servidumbre; y (b) los retrasos en los que incurrió la Empresa Propietaria de la Red (EPR) en la ejecución de las obras y líneas de transmisión del SIEPAC.



III. ANEXOS.

Los Anexos de la presente Acta de Taller de Cierre son los siguientes.

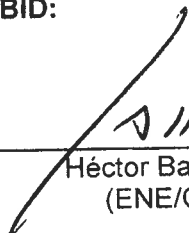
- 3.1. Listado de Participantes en el Taller de Cierre.
- 3.2. Presentación en Power Point del PCR de la operación 1877/BL-NI.

Autor del Acta del Taller de Cierre: Marcos Membreño Idiáquez (Consultor).

Managua, 4 de julio de 2013.

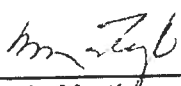
Acta Firmada:

Por el BID:



Héctor Baldivieso
(ENE/CNI)

Por ENATREL:



Estela Martínez
Gerente de Ingeniería y Proyectos



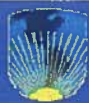


Taller de Cierre del 1877/BL-NI
Refuerzos Nacionales de Transmisión para Integración SIEPAC

Fecha: Jueves, 4 de julio 2013

Lista de Participantes

No.	NOMBRE	FIRMA	INSTITUCIÓN	E-Mail	Tel/Cel
1	Marta Dolores González Ruado	[Signature]	ENATREL	dgonzalez@enatrel.gob.ni	22523500-ext. 4384
2	Ang Clemencia Poron Ph.els	[Signature]	ENATREL	aparon@enatrel.gob.ni	32193
3	Lesbia Silva Castillo	[Signature]	ENATREL	lsilva@enatrel.gob.ni	22523500 Ext. 4382
4	Jorge Enrique Aguero Godoa	[Signature]	ENATREL	agueroj@enatrel.gob.ni	
5	Ronald Armas Roldán	[Signature]	ENATREL	raguero@enatrel.gob.ni	22523500-4225
6	Alí E. Riquelme Borleng	[Signature]	ENATREL	ariquelme@enatrel.gob.ni	83541497
7	Isabella F. Vázquez de S. enno	[Signature]	ENATREL	isvazquez@enatrel.gob.ni	88876431
8	Marcos Mumbeco Indiguet	[Signature]	Consultor BID	marcosmindi@gmail.com	89.98.48.65
9	Heider Balderrama	[Signature]	Exp. Engría	hbalderrama@idc.org	22643158
10	Alma Reyna Selva Delgado	[Signature]	Asociación	almaselva@idc.org	22649183
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					



Banco Interamericano de Desarrollo
Informe de Terminación de Proyecto –2006 PCR
Evaluación del Prestatario

Nombre del Proyecto: PROGAMA DE REFUERZOS NACIONALES DE TRANSMISIÓN PARA INTEGRACIÓN CON EL SIEPAC

Agencia(s) Ejecutora(s): ENATREL. EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Prestatario: NICARAGUA

Fecha de Aprobación del Proyecto: 27/06/2007

Fecha Efectividad Contrato: 25/06/2008

Fecha Evaluación Prestatario: 25/06/2013

Fecha Esperada Taller de Cierre: 02/07/2013

Clasificación del Desempeño del Proyecto por el Prestatario

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

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

Implementación del Proyecto:

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

Sostenibilidad de Resultados de Proyecto:

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

Comentarios: El objetivo del Programa fue contribuir con la política del Gobierno de Reconstrucción Nacional en la lucha contra la pobreza a través de proyectos de inversión social y de infraestructura que permitieran mejorar las condiciones de vida de la población y propiciar la generación de oportunidades de desarrollo económico y social. El Programa adoptó un enfoque que beneficiará a la población del país al contribuir con energía para el desarrollo de diferentes sectores tales como la agricultura, educación, viviendas, salud, etc. que favorezca el crecimiento económico y social del país. Con la implementación del Programa, aunque se dio con un poco de demora en la ejecución, por razones ajenas a nuestro control, creemos que se ha logrado el objetivo planteado en la conceptualización del proyecto, así mismo consideramos que los impactos positivos alcanzados con la ejecución de este Programa se mantendrán y materializarán en el tiempo, como por ejemplo podríamos mencionar, si la reducción de pobreza es positiva en el tiempo.

Desempeño del Prestatario

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

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

Comentarios:

Consideramos que el desempeño de ENATREL fue satisfactorio durante la ejecución del Programa, ya que al inicio del mismo se tuvo un proceso de aprendizaje de las políticas, documentos e instrumentos de evaluación del Banco. Así mismo, la naturaleza del proyecto trajo situaciones particulares que conllevaron a establecer una cooperación estrecha con el banco para la ininterrumpida ejecución del mismo, ya que la coordinación entre el ejecutor y el Banco es vital para el éxito en la realización del proyecto, dado que en el caso de proyectos con actividades relacionadas con el desarrollo de obras pueden surgir algunas demoras mientras se ejecutan, lo que hace que el objetivo perseguido no se cumpla en el tiempo establecido. Se ha tenido en cuenta los cambios significativos que han ocurrido en el entorno y se logró la consolidación en ascenso de la capacidad de gestión del proyecto y solides en la realización de los componentes dirigidos a ejecutar acciones de electrificación.

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.

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

Comentarios:

Consideramos que el desempeño del Banco durante la ejecución del Programa satisfactoriamente, ya que al igual que ENATREL, tuvo que ir mejorando en la marcha los mecanismos o instrumentos de trabajo. Los tiempos de respuestas por parte del Banco al inicio del proyecto tomaban mucho tiempo, pero esto fue superándose a medida que ambos (ENATREL-BID) aprendíamos a identificar los problemas y situaciones particulares del proyecto. Así mismo, consideramos que superada la parte inicial del proyecto, el Banco apoyo técnicamente y apropiadamente en la solución de problemas identificados durante el transcurso del Programa.

Sugerencias Adicionales para Mejorar el Desempeño del Banco

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

- Flexibilizar los documentos de licitación para adaptación de los proyectos de inversión muy particulares como son los de energía. Por ejemplo, permitir adaptar las formas de pagos en los documentos de licitación en lo referido a suministros y que estos no estén limitados a dos o tres pagos, como está indicado actualmente.
- En el caso de proyectos con actividades relacionadas con el desarrollo de obras pueden surgir algunas demoras mientras se ejecuta el proyecto, de manera que el Banco debería tomar en consideración un período de desarrollo más prolongado al preparar el proyecto.