



Informe de Terminación de Proyecto

PCR

Nombre del Proyecto: Programa de Apoyo al Sector Eléctrico

País: Nicaragua

Sector/Subsector: Energía

Equipo Original de Proyecto:

NI-L1021: Marcelino Madrigal (INE/ENE), Jefe del equipo; Carlos Trujillo (INE/ENE); José Ramón Gómez (INE/ENE); Marcelo Valenzuela (INE/ENE); Javier Jiménez (LEG/SGO); Miguel Manzi (CID/CID); Pablo Marcelo García (CID/CID); Alfonso Buxens (PDP/CNI); Alejandro Gómez (CID/CNI); otros miembros: Lourdes Huaytán (INE/ENE), Raúl Campos Montero y Pedro Antmann (Consultores).

NI-L1022: José Ramón Gómez (INE/ENE), Carlos Trujillo (INE/ENE) (co-Jefes de equipo); Germán Cruz (ENE/CNI); Javier Jiménez (LEG/SGO); Alfonso Buxens (CID/CNI); Zoraida Arguello (CID/CNI); Ricardo Posada (CID/CNI); Sobeyda Castillo (CID/CNI); y Jorge Ordóñez (INE/ENE).

NI-L1036: José Ramón Gómez (INE/ENE), Carlos Trujillo (INE/ENE) (co-Jefes de equipo); Germán Cruz (ENE/CNI); Jorge Ordóñez (INE/ENE); Javier Jiménez (LEG/SGO); Denis Corrales (VPS/ESG); Leonor Corriols (CID/CNI); Ricardo Posada (CID/CNI); y Alma Reyna Selva (CID/CNI).

Números de Proyecto: NI-L1021; NI-L1022; NI-L1036

Números de Préstamo: 1933/BL-NI; 1933/BL-NI-1; 1933/BL-NI-2

Fecha de Aprobación Final del PCR:

Índice

I. INFORMACIÓN BÁSICA.....	4
II. EL PROYECTO	5
A. INTRODUCCIÓN	5
B. CONTEXTO DEL PROYECTO	5
C. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	8
i. Objetivos de Desarrollo	8
ii. Componentes	8
iii. Financiamiento, Presupuesto y Ajustes	10
D. REVISIÓN DE LA CALIDAD DEL DISEÑO	13
III. RESULTADOS	14
A. EFECTOS DIRECTOS.....	14
B. EXTERNALIDADES.....	17
C. PRODUCTOS	19
D. COSTOS DEL PROYECTO.....	20
IV. IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO	21
A. ANÁLISIS DE LOS FACTORES CRÍTICOS	21
B. DESEMPEÑO DEL PRESTATARIO/AGENCIA EJECUTORA.....	25
C. DESEMPEÑO DEL BANCO	26
V. SOSTENIBILIDAD.....	27
A. ANÁLISIS DE FACTORES CRÍTICOS	27
B. RIESGOS POTENCIALES.....	32
C. CAPACIDAD INSTITUCIONAL	33
VI. EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO	34
A. INFORMACIÓN SOBRE RESULTADOS.....	34
B. SEGUIMIENTO FUTURO Y EVALUACIÓN EX-POST.....	34
VII. LECCIONES APRENDIDAS.....	34

Anexos

Abreviaturas y Acrónimos

AAS	Análisis Ambiental y Social
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BEI	Banco Europeo de Inversiones
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CHCA	Central Hidroeléctrica Centro América
CHSB	Central Hidroeléctrica Santa Bárbara (ahora llamada Carlos Fonseca)
CIF	<i>Climate Investment Fund</i>
CNDC	Centro Nacional de Despacho de Carga
CT	Cooperaciones Técnicas
EAS	Evaluación Ambiental y Social
ENATREL	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica
ENEL	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EE	Eficiencia Energética
ER	Energía Renovable
ESR	<i>Environment and Social Review</i> (Revisión de Medio Ambiente e Impacto Social)
FMI	Fondo Monetario Internacional
GEF	<i>Global Environmental Facility</i>
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GNI	Gobierno de Nicaragua
GWh	Gigawatios hora
HIDROGESA	Generadora Hidroeléctrica S.A.
ISDP	Informe de Seguimiento de Progreso
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
INE	Instituto Nicaragüense de Energía
MARENA	Ministerio de Ambiente y los Recursos Naturales de Nicaragua
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MP	Manual de Procedimientos
OD	Objetivos de Desarrollo
PI	Progreso en Implementación
PIN	<i>Project Idea Note</i>
PMAS	Plan de Manejo Ambiental y Social
PNSER	Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable
SECCI	<i>Sustainable Energy Climate Change Initiative</i> (Iniciativa de Energía Sostenible y Cambio Climático)
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
SO	Sostenibilidad
TIR	Tasa Interna de Retorno
UE	Unidad Ejecutora del Componente II
VPN	Valor Presente Neto

I. Información Básica

DATOS BÁSICOS (MONTO EN USD)

NICARAGUA - Programa de Apoyo al Sector Eléctrico			
No. PROYECTO	NI-L1021	NI-L1022	NI-L1036
cen Prestatario:	Gobierno de Nicaragua		
Fecha aprobación Directorio:	Diciembre 5, 2007	Diciembre 10, 2008	Junio 30,2009
Fecha efectividad contrato préstamo:	Julio 24, 2008	Junio 05, 2009	26 Nov, 2009
Agencia ejecutora (AE):	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL); Empresa Nicaragüense de Electricidad y su subsidiaria Generadora Hidroeléctrica S.A. (ENEL/HIDROGESA); y Ministerio de Energía y Minas (MEM).		
Fecha elegibilidad primer desembolso:	Diciembre 01, 2008	Abril 6, 2010	Agosto 13,2010
Préstamo(s):	1933/BL-NI	1933/BL-NI-1	1933/BL-NI-2
Sector:	Energía		
Instrumento de préstamo:	Préstamo de Inversión Específica		
Meses en ejecución:			
desde aprobación:	84	116	65
desde efectividad del contrato:	77	110	60
Períodos de desembolso			
Fecha original desembolso final:	Julio 24, 2012	Junio 5, 2013	Noviembre 26, 2013
Fecha actual desembolso final:	Diciembre 30, 2014	Diciembre 5, 2018	Diciembre 30, 2014
Extensión acumulativa (meses):	29	66	13
Extensión especial (meses):	-		
Monto préstamo(s)			
Monto original:	USD 32.7 millones	USD 40.2 millones	USD 20 millones
Monto actual:	USD 32.7 millones	USD 40.2 millones	USD 20 millones
Aporte Local (GNI):	USD 5.5 millones		
Aporte BCIE	USD 25.4 millones		
Aporte BEI	USD 20.4 millones		
Desembolsos. Monto desembolsado	USD 32.7 millones	USD 40.2 millones	USD 20 millones
Costo Total del Proyecto:			
Estimado Original			
Monto Actual			
Redireccionamiento. Este proyecto:			
Recibió fondos de otro proyecto?	NO	NO	NO
Envío fondos a otro proyecto?	NO	NO	NO
N/A			
Reducción de Pobreza (PTI)	NO	NO	NO
Equidad Social (SEQ)	NO	NO	NO
Clasificación ambiental:			
	B	B	B
En estado de "Alerta"			
Está el proyecto "en alerta" por PAIS:			
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 checked="" type="checkbox"/> Muy Probable (MP)	<input 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)

OD= Objetivos de Desarrollo; PI=Progreso en Implementación; SO=Sostenibilidad

II. El Proyecto

a. Introducción

Este documento presenta un único Informe de Terminación de Proyecto (PCR, por sus siglas en inglés) para las tres operaciones de financiamiento del “Programa de Apoyo al Sector Eléctrico” para Nicaragua. Este PCR sigue las directrices de preparación de PCR de 2006 de la Oficina del Vicepresidente de Sectores y Conocimiento (VPS)¹.

El programa fue estructurado de manera que los recursos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) pudieran ser aportados de forma modular mediante tres operaciones de financiamiento (NI-L1021; NI-L1022; y NI-L1036) por un total de USD 92.9 millones, a ser aprobadas dependiendo de la disponibilidad de recursos concesionales del BID y del avance en el plan de acción establecido, y que a su vez sirvieran para apalancar recursos de otras instituciones multilaterales que financian el programa, manteniendo la concesionalidad exigida por el Fondo Monetario Internacional (FMI). Se incorporaron recursos de cofinanciamiento del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y del Banco Europeo de Inversiones (BEI).

Los tres financiamientos del BID se formalizaron bajo el mismo Contrato de Préstamo original, con dos Contratos Modificatorios. El 5 de diciembre del 2007, el BID aprobó el Primer Financiamiento del Programa de Apoyo al Sector Eléctrico (NI-L1021) por USD 32.7 millones, cuyo Contrato de Préstamo (1933/BL-NI) fue suscrito entre el Prestatario y el BID, el 22 de febrero de 2008. El Segundo Financiamiento por USD 40.2 millones fue aprobado por el BID en diciembre 10 de 2008, introduciendo la primera modificación al Contrato de Préstamo (1933/BL-NI-1) por ese monto el 19 de marzo de 2009. El Tercer Financiamiento por USD 20 millones fue aprobado por el BID el 30 de junio de 2009 y se introdujo la segunda modificación al Contrato de Préstamo (1933/BL-NI-2) por esa cantidad.

b. Contexto del Proyecto

La economía. El programa fue preparado durante un período de crecimiento económico positivo, mostrando mejoras considerables en las finanzas públicas a través de la reducción de la deuda pública, y en todos los indicadores macroeconómicos desde 1994. En contraste, Nicaragua enfrentaba una delicada situación de pobreza que llevó al gobierno a concentrar su esfuerzo en el crecimiento económico que asegurara una reducción de pobreza, para lo cual debía continuar el buen desempeño macroeconómico, focalizando y haciendo más eficiente el gasto público por medio de la expansión de la cobertura y calidad de la educación, el fortalecimiento del sector salud y los servicios básicos como agua potable y principalmente electricidad, en apoyo a la reducción de la pobreza. Durante los años de ejecución del programa, Nicaragua mantuvo una posición macroeconómica relativamente sólida. El crecimiento económico fue de 4,8% en promedio entre 2013 y 2017.

El Sector Eléctrico. El sector enfrentaba desafíos ante la implementación y gestión legal y regulatoria del modelo de gestión público-privada del mercado eléctrico iniciado con la Ley 272 de 1992 y sus reformas subsiguientes, tales como la Ley 272 de 1998 que mejoró el marco institucional del sector al separar institucionalmente las funciones de regulación, de las de formulación de políticas. La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEL) se había reestructurado en empresas de generación termoeléctrica, dos empresas de distribución DISNORTE Y DISSUR, una empresa de transmisión (ENTRESA) y el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), responsable de la operación del sistema y del mercado de generación en un entorno de competencia. El modelo tuvo serias dificultades para lograr su éxito al no lograr consolidar un mercado de competencia con inversionistas privados y así reparar la situación de crisis y pérdidas financieras dentro de los diferentes segmentos del sector, lo cual afectaba su sostenibilidad y organización. El sector enfrentaba importantes retos ante deficiencias en el servicio que se veían reflejadas en apagones, periodos de racionamiento; sus

¹ NI-L1021 y NI-L1022 fueron aprobados antes de Enero 1 de 2009. NI-L1036 fue aprobado en Junio 2009 y terminó desembolsos en 2014, antes de la aprobación de OP-1242-3.

indicadores de calidad; baja cobertura eléctrica; y altos costos de energía debido principalmente a muy alta proporción de combustibles fósiles en la matriz eléctrica y a altas pérdidas del sistema.

Generación. Al cierre de 2006 la capacidad nominal instalada de generación en Nicaragua era de 767 MW, con demanda máxima de 500.8 MW. La generación neta de electricidad de 2,799 GWh en este año provino, un 27% de fuentes de energía renovable (hidroelectricidad, geotermia y biomasa) y el restante 73% de termoeléctrica convencional con base en combustibles fósiles, con el sector privado aportando el 70% de la capacidad instalada. De los 767 MW de capacidad nominal instalada, su disponibilidad efectiva oscilaba entre 450 MW y 511 MW, con lo cual el margen de reserva operativo se había reducido prácticamente a 0%. Por ello, cualquier salida por mantenimiento o fallas no previstas en el sistema de generación y transmisión ocasionaban importantes interrupciones de suministro a los usuarios.

La capacidad efectiva disponible de las centrales hidroeléctricas en manos del Estado en julio 2007 era de sólo 139 MW de los 240 MW de capacidad nominal, en buena medida por la reducción de la capacidad hidroeléctrica proveniente de las Centrales Hidroeléctricas Centro América (CHCA) y Santa Bárbara (CHSB)², las cuales habían pasado de una capacidad nominal total de 100 MW, a una capacidad efectiva que oscilaba entre 65 y 75 MW, ocasionada por salidas constantes originadas por fallas en el equipo electromecánico, por mantenimientos tanto programados como no programados, así como por la disponibilidad natural del recurso hídrico en los embalses. La CHCA contaba con dos unidades de 25 MW aprovechando las aguas del embalse de Apanás y Asturias. Entró en operación en 1965. Su equipo electromecánico había llegado prácticamente a la terminación de su vida útil y no había sido modernizado excepto por el reemplazo de los reguladores de voltaje. La CHSB, aguas abajo de la CHCA en el Río Viejo en el embalse La Virgen, entró en operación en 1972 con dos unidades con capacidad de 25 MW cada una. Al igual que en la CHCA, los equipos electromecánicos habían alcanzado su vida útil y no se conseguían repuestos en el mercado; y limitaciones de operación por cavitación en las turbinas, fallas en el equipo de transformación y de los equipos de regulación de voltaje y protecciones limitaban el aprovechamiento de la planta. La disponibilidad de estas plantas había declinado de manera importante en los últimos cinco años como consecuencia natural del acercamiento de la vida útil de diferentes equipos electromecánicos.

Transmisión. La infraestructura del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) existente presentaba serios problemas de inestabilidad resultante de: el incremento de carga en las subestaciones del SIN; la operación de diferentes niveles de tensión (69 kV y 138 kV) en los anillos de interconexión de subestaciones, causando alto nivel de indisponibilidad (energía no servida) y de pérdidas; la obsolescencia o insuficiencia de transformadores de potencia; y limitaciones para atender el crecimiento. Se preveía un importante incremento de la generación en la zona occidental donde se concentra más del 50% de la demanda total, y de la demanda residencial, industrial y comercial en varias zonas de Managua, en la zona costera de Rivas, zona con el mayor crecimiento en infraestructura turística de la costa pacífico de Nicaragua y en otras zonas del país. La Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) contaba en 2007 con 334 km de líneas en 230 kV, 922 km en 138 kV y 662 km en 69 kV, con una capacidad de transmisión de 1,779 MVA, la más pequeña de Centroamérica. De las líneas en 69 Kv, el 57.6% fueron construidas originalmente en estructuras de madera, ya deterioradas.

Las fallas y vulnerabilidades en el sistema y la limitada posibilidad de expansión para atender el crecimiento esperado de la demanda eran debidas al serio rezago de las inversiones en el SNT respecto a las necesidades del sector. Se estima que las inversiones realizadas por ENATREL fueron 33% menores a las inversiones contempladas en el plan de expansión 2001-2010, a pesar del crecimiento de la demanda de 4.5% promedio anual, afectando la confiabilidad y seguridad del servicio eléctrico que llegó a ocasionar interrupciones totales en el servicio en Nicaragua, limitaciones en la electrificación y en la capacidad de comercio regional de electricidad.

² Posteriormente llamada Carlos Fonseca.

La regulación aplicable a la transmisión del Art. 118 de la Ley 272 de la Industria Eléctrica y su normativa, establecía que el peaje de transmisión debería ser tal que se recuperaran los costos de la inversión en base a valor de reposición, considerando los costos de operación y mantenimiento de un modelo eficiente, utilizando tasas de descuento de acuerdo con inversiones de riesgo similares. Dentro de la estrategia del GNI para la transición a la entrada en funcionamiento del mercado eléctrico en 2000, el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), ente regulador, emitió una resolución en la cual, para el pliego tarifario 2000-2004 se hundirían los costos de inversión para objetivos tarifarios de la transmisión. Como resultado, se reconocerían sólo los costos de operación y mantenimiento. Derivado de la problemática general en el sector y en especial del segmento de distribución, el tiempo para lograr la recuperación de costos se extendió con consecuencias aún más negativas, al verse afectado con la escalada de precios del petróleo en 2005 y 2006 que impactó los precios al usuario final y al marco institucional del sector. Con la Ley 554 de 2005 de Estabilización Energética se atrasó aún más la aplicación de nuevos pliegos tarifarios y se aplicó subsidio público directo e indirecto por medio de las empresas públicas de generación. En 2007 se reformó la misma ley y se adicionó tiempo transitorio a los pliegos tarifarios continuando con el subsidio, con lo cual la tarifa promedio de ENATREL continuó muy baja, limitando aún más su capacidad de inversión y operación.

Distribución. Las pérdidas de energía en el segmento de distribución en 2006 se situaron en 26.6%, un nivel muy alto en cualquier estándar de la industria, traducándose en un problema financiero para la empresa de distribución que se propagaba a toda la cadena del sector eléctrico, generando señales negativas para la atracción de nueva inversión en el largo plazo. Las altas pérdidas de energía resultaban de una combinación de factores tales como posibles fallas en la gestión de las empresas privadas, así como falta de mecanismos jurídicos claros para la penalización del robo de energía y otros factores socioeconómicos como la mala cultura de pago y la incapacidad de pago.

Alineación. El programa fue consistente con la Estrategia de País del Banco (EPB) con Nicaragua 2003-2005 (GN-2230-1), vigente durante la aprobación del NI-L1021, bajo su enfoque estratégico de crecimiento económico. El programa guardó consistencia con la EPB 2008-2012 (GN-2499) vigente durante la aprobación de NI-L1022 y NI-L1036 y la ejecución. La EPB tenía entre sus objetivos principales, mejorar la cantidad, calidad y confiabilidad del suministro de energía para tornarlo eficiente, sostenible y compatible con la promoción de la inversión privada. La EPB 2012-2017 (GN-2683), define al sector energético como uno de los cuatro sectores prioritarios de intervención y continúa considerando entre sus objetivos, cambiar la matriz energética por medio de la promoción de fuentes de energía renovable (ER) de generación eléctrica e incrementar la confiabilidad del servicio.

El diseño del programa fue consistente con los objetivos de financiamiento contenidos dentro del Noveno Aumento General de Capital (AB-2764), el cual tuvo dentro de sus alcances: incrementar el apoyo a países pequeños y vulnerables, financiar desarrollo de programas de ER, mitigación y adaptación al cambio climático, intensificar actividades que tiendan a reducir la pobreza y que generen condiciones para aumentar la equidad social. El programa guardó consistencia con los objetivos establecidos en la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (OP-708) y con las Políticas de Energía (OP-733), de Energía Eléctrica (OP-733-1) y otras iniciativas del BID relacionadas con el sector. La OP-733 establecía entre sus objetivos "satisfacer en forma eficiente las necesidades energéticas derivadas del proceso de desarrollo económico de sus países miembros". En particular, la OP-733-1 promovía el financiamiento de proyectos que permitieran aumentar la disponibilidad y seguridad del abastecimiento de energía. El programa se alineó con ambos objetivos al buscar aumentar la capacidad de transmisión de energía eléctrica, la eficiencia y confiabilidad del SNT y de distribución y mejorar la oferta de ER.

El diseño del programa apoyó las acciones de la estrategia del Gobierno de Nicaragua (GNI) de hacer frente a los problemas internos del sector derivados de la transición hacia un modelo del sector de electricidad moderno, y de darle sostenibilidad. Incluyó los siguientes elementos relevantes: (i) normalización del servicio eléctrico e inclusión a usuarios en condiciones apremiantes; (ii) fortalecimiento del SNT; (iii) en el campo de generación, asegurar el suministro en conjunto con sector público y privado e impulsar las inversiones prioritarias.

Durante la ejecución del programa, el GNI mediante su “Plan de Acción del Sector Energético y Minero en Nicaragua 2012-2017” continuó considerando prioritario transformar la Matriz de Generación Eléctrica, impulsando y promoviendo inversiones en proyectos basados en fuentes de ER autóctonas y desarrollando el SNT de forma armonizada y confiable e incrementar la cobertura eléctrica a nivel nacional a través de la electrificación rural y la normalización del servicio eléctrico en los asentamientos. Las obras incluidas en el programa formaban parte del Plan de Expansión de ENATREL (2005-2015), que presentaba 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 SNT y abastecer el crecimiento del mercado eléctrico del país. De igual manera se incluían en el Plan de Obras (2009-2015), para atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y nuevas fuentes de generación, que garantizaran un servicio confiable a los agentes del mercado eléctrico.

c. Descripción del Proyecto

i. Objetivos de Desarrollo

El objetivo, o fin general del programa fue contribuir al mejoramiento de las condiciones de cantidad, confiabilidad y calidad del suministro de energía que el crecimiento de la economía nicaragüense requiere. Los objetivos específicos fueron la realización de inversiones necesarias en transmisión, transformación y rehabilitación de plantas de generación para asegurar e incrementar la confiabilidad del suministro actual y enfrentar la demanda de mediano plazo; y el fortalecimiento institucional del sector público en el corto plazo que permita sostener y mejorar las condiciones del servicio eléctrico en el país.

ii. Componentes

El programa tuvo los siguientes componentes: (i) rehabilitaciones y expansión de la red de transmisión de electricidad de ENATREL; (ii) modernización de las fuentes de ER, principales fuentes de generación de la Empresa Generadora Hidroeléctrica S.A. (HIDROGESA), subsidiaria de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL); y (iii) actividades encaminadas a reducción de pérdidas de energía, a través del Ministerio de Energía y Minas (MEM). Estos tres componentes permitirían mejorar la Eficiencia Energética (EE) de todo el sistema eléctrico nicaragüense, desde la generación hasta la distribución.

Componente 1: Transmisión y transformación. Este componente, a cargo de ENATREL, financió obras consideradas prioritarias en el corto plazo para mantener la confiabilidad en el suministro de la red de transmisión y atender el crecimiento inmediato de la demanda dentro de los parámetros de calidad exigidos por la normativa nacional.

Las siguientes obras de este componente se financiaron con recursos del primer financiamiento (NI-L1021):

- (i) Construcción del Anillo Occidente a 138 kV, cerrando en 138 kV el anillo de subestaciones que en la actualidad suministran la mayor parte de la demanda a un nivel de 69 kV; para lo anterior este proyecto contiene la conversión y adaptación de las subestaciones Chinandega y Chichigalpa de 69 kV, así como la construcción de la línea a 138 kV entre la Subestación el Viejo y Chinandega sobre la línea L6090 existente en la actualidad a 69 kV; con lo anterior se cierra el circuito en 138 kV entre las subestaciones Chinandega-Chichigalpa-León I-El Viejo-Chinandega;
- (ii) Suministro y montaje de transformadores de potencia en diferentes niveles de tensión, para aliviar sobrecargas actuales, reemplazar transformadores en límite de vida útil y expansiones de demanda. Se incluyeron dos transformadores para la subestación Los Brasiles (150 MVA a 230/138 kV); cuatro transformadores para las subestaciones Tipitapa, Portezuelo, Altamira y Oriental (30, 40, 15, 25 MVA en 138/13.8 kV); uno para la subestación Rivas (30/40 MVA a 138/24.9 kV); cuatro para la subestación Matiguás, Siuna, Planta Centroamérica y Mulukuku (15 MVA 138/24.9 kV); uno para la subestación Acahualinca (40 MVA 138/69 kV); 2 para las subestaciones Boaco y Las Banderas (15/20/25 MVA a 138/24.9 kV) y dos para Villa Nueva y Santa Clara (15 MVA 69/24.9 kV);

- (iii) Modernización de equipos de interrupción y control en subestaciones, sustituyendo cortacircuitos fusibles por interruptores así como la modernización de los sistemas de protección de doce segmentos de transmisión y de los sistemas de protección en veinte diferentes transformadores de potencia del sistema. Estas obras se consideraron necesarias para mejorar la coordinación de protecciones en la red de acuerdo con las necesidades de la nueva configuración del sistema de transmisión; y
- (iv) Programa de fortalecimiento de ENATREL que incluyó: (a) un programa de entrenamiento y suministro de herramientas de análisis de redes eléctricas que permita a ENATREL y el CNDC fortalecerse en el área de análisis dinámico de redes eléctricas que permita mejorar su entendimiento y operación de la red eléctrica de Nicaragua e incrementar la confiabilidad de sus futuros planes de expansión; (b) el suministro de software y capacitación de modelos de segunda generación para el manejo del despacho de corto plazo en el CND que mejorarán la operatividad y eficiencia de las herramientas actualmente utilizadas y que no tienen capacidades de modelado suficientes; y (c) el suministro de software y entrenamiento en aspectos de diseño de sistemas de transmisión y coordinación de protecciones

Con recursos del segundo financiamiento (NI-L1022), para este mismo componente se financió:

- (i) Conversión de la Línea de transmisión San Ramón a Matiguás de 69 kV a 138 kV de 41 km, incluyendo las bahías en las subestaciones San Ramón y Matiguás, su equipamiento de reactores 5 MVAR en cada subestación y la instalación de cable de guarda y accesorios de medición menores;
- (ii) Modernización del taller de transformadores de ENATREL, que consistió en reubicar y modernizar la sala de grúas, áreas de trabajo y suministro de equipos de prueba;
- (iii) Programa de reemplazo de postes de madera por concreto, dirigido a reemplazar aproximadamente el 30% de los postes de madera en mal estado con más de veinte años en operación dentro de los 663 km de líneas de transmisión de 69 kV; con el fin de mejorar la disponibilidad de transmisión afectada por fallas en las líneas con postes de madera que llegaron a su fin de vida útil; y
- (iv) Suministro de equipos de protección y control en subestaciones, incluyendo reemplazo de seccionadores e interruptores en niveles de 230 kV a 13.8 kV en diferentes subestaciones para mejorar la confiabilidad del sistema, y el suministro de equipos de protección y control, en especial suministro de equipos de protección diferencial y sobre corriente, su instalación y sintonización necesarias para modernizar el esquema de protección en las redes de 230 y 138 kV derivadas de las inversiones del programa.

Los recursos del tercer financiamiento (NI-L1036) se destinaron en su totalidad a este componente del programa que incluyó la Línea San Ramón - Matiguas a 138-kV y otras obras relacionadas con la rehabilitación de esta línea, suministro de equipos de control y protección de subestaciones, sustitución de postes de madera por concreto en líneas de 69-kV y construcción del taller de transformadores.

Componente 2: Rehabilitación de la Planta Hidroeléctrica Centroamérica - Santa Bárbara (actualmente denominada Carlos Fonseca). Este componente estuvo bajo la responsabilidad de HIDROGESA, subsidiaria de ENEL. Fue financiado con el segundo financiamiento del Banco (NI-L1022) y cofinanciado con recursos del BCIE. Estuvo dirigido a la modernización de las fuentes de ER, principales fuentes de generación de HIDROGESA. El plan detallado de la rehabilitación se definió en los estudios técnicos detallados financiados por el BCIE. Los estudios tenían el objetivo de definir el plan más rentable de rehabilitación que incidiera en el incremento de la vida útil de la planta en por lo menos 25 años adicionales. Los recursos se destinaron a la rehabilitación del complejo hidroeléctrico formado por las CHCA y CHSB, con una capacidad nominal de 100 MW, representando la fuente de generación más importante para el sistema eléctrico de Nicaragua; y la construcción del Bypass de la CHCA. Se financiaron las obras de rehabilitación de los componentes electromecánicos de los grupos turbina y generador, equipo de excitación, control de velocidad, tableros de control y obras de interconexión de ambas CHCA y CHSB. Debido a los costos del proyecto no se pudieron financiar obras civiles de vertido tanto en la presa Mancotal como en la presa El Dorado.

Se financió la construcción del Bypass desde la CHCA, la obra que permite el paso de un caudal de 11 m³/s hacia el Rio Viejo por medio de la Quebrada El Cacao cuando la CHCA se encuentre fuera de servicio, posibilitando que este caudal sea aprovechado por las plantas Larreynaga y CHSB (ahora Carlos Fonseca). En su primera fase esta obra comprendió la tubería que inicia al final de la tubería instalada en la ventana de construcción del Túnel de Aducción de la CHCA, una válvula de cierre tipo mariposa de 1200 mm de diámetro se localiza cuando la tubería pasa bajo el camino existente cerca del puente de acceso a la CHCA, en un punto unos 50.0 m antes de la llegada a la casa de máquinas, hasta un sitio cercano a la casa de máquinas de la CHCA, en donde se localiza un primer sistema disipador de presiones compuesto por válvulas Monovar y seguidamente, un segundo sistema de disipación compuesto por válvulas de diafragma. La descarga se realiza a un tanque disipador de energía que entrega el agua a la quebrada. La quebrada requirió un reacondicionamiento de unos 300 m de longitud para asegurar la capacidad requerida de 11 m³/s. La segunda fase incorporó: (i) aprovechamiento de las cuatro (4) válvulas Monovar instaladas; (ii) instalación de dos líneas de disipación, compuesta cada una de ellas por dos válvulas Monovar en paralelo y cuatro diafragmas multi orificios en serie, instalados sobre la conducción de 1300 mm de diámetro, que desembocará en una torre de doble cuerpo de concreto reforzado; (iii) obra de descarga de doble cuenco amortiguador, tipo VI de USBR, integrada en la obra de disipación; y (iv) interconexión directa entre las tuberías forzadas de CHCA y el Bypass.

Componente 3: Apoyo al programa conjunto entre sector público y privado para la normalización del servicio eléctrico a usuarios en barrios desprotegidos. Este componente, a cargo del MEM, financió dos subcomponentes: (a) el programa conjunto de reducción de pérdidas, incluyendo medidas por parte del sector público para colaborar con las empresas privadas de distribución en la reducción de pérdidas de energía, normalización de instalaciones para el suministro de energía eléctrica y mejora de la cultura de pago en las zonas urbanas desprotegidas de la ciudad capital (conocidas como agrupaciones o asentamientos) de acuerdo con el Programa de Grupo de Trabajo que para tal efecto establecieron el MEM, las Distribuidoras y el INE. Las acciones dentro del plan trabajo que financió el componente estaban limitadas a las medidas de apoyo por parte del sector público como: (i) encuestas de capacidad de pago; (ii) comunicación social; (iii) campañas de capacitación y educación sobre uso y ahorro de energía en el hogar; (iv) equipos menores de cableado y conexión dentro de los hogares; (v) otras medidas como mejoras visuales o arreglos mínimos en las zonas seleccionadas; (vi) soporte técnico de expertos en el tema para el Grupo de Trabajo. La estrategia aplicada fue comenzar a actuar en agrupaciones piloto y el Grupo de Trabajo decidiría el mecanismo de replicación para otras agrupaciones dentro de las 51 identificadas por las distribuidoras dentro de las denominadas Fase I y Fase II que en ese momento mostraban un índice global de cobranza de sólo el 22%; y (b) fortalecimiento institucional que incluyó las siguientes actividades: (i) programa de entrenamiento y suministro de herramientas de análisis de redes eléctricas para fortalecer a ENATREL y el CNDC en el área de análisis dinámico de redes eléctricas para mejorar su entendimiento y operación de la red eléctrica de Nicaragua, e incrementar la confiabilidad de sus planes de expansión; y (ii) suministro de software y capacitación de modelos de segunda generación para el manejo del despacho de corto plazo en el CND, que mejoran la operatividad y eficiencia de las herramientas utilizadas.

iii. Financiamiento, Presupuesto y Ajustes

El primer financiamiento del Banco se destinó a los Componentes 1 y 3. El segundo financiamiento a los Componentes 1, 2 y 3. El tercer financiamiento se aplicó al Componente 1. Los recursos del BEI (USD 20.4 millones) fueron aprobados en marzo 2009 para cofinanciar el Componente 1³. El financiamiento del BCIE se procesó de forma paralela al financiamiento del BID para cofinanciar el Componente 2. En agosto de 2010 se firmó el contrato de préstamo entre BCIE y el Gobierno de Nicaragua, por USD 25.4 millones.

³ Para los proyectos Modernización SE Matagalpa, Anillo de 230 KV, SE. Brasiles – SE. San Benito – SE. Masaya y Línea de Transmisión SE.Brasiles-SE.San Rafael del Sur y obras conexas.

El monto originalmente presupuestado de los costos totales del programa al aprobar el primer financiamiento se incrementó de USD 118.5 millones, a USD 144.2 millones al aprobar el segundo financiamiento, como resultado de la actualización de costos en los estudios técnico-económicos para la rehabilitación de las CHSB y CHCA que formaban el Componente 2 del programa; y de la actualización de costos de las obras de transmisión que forman el Componente 1, para reflejar los incrementos de costos presentados en los insumos y materiales.

El 19 de marzo de 2009, el GNI y el BID suscribieron el contrato modificadorio 1933/BL-NI-1 que incrementó el monto del programa y del Componente 2 a USD 62,611,100, de los cuales USD 34,000,000 corresponden a financiamiento del BID, USD 25,400,00.00 al BCIE y USD 3,211,100 de aporte local a cargo de ENEL (para cubrir gastos financieros del préstamo del BCIE). Este financiamiento brindó apoyo a los tres componentes: En el Componente 1 se incluyó bajo este financiamiento el proyecto de modernización de las SE Acoyapa, Nagarote, La Esperanza, San Miguelito y Corinto a cargo de ENATREL. Posteriormente dado que el presupuesto original del proyecto del Bypass de la planta CHCA se determinó como insuficiente, se incrementó el monto del aporte local en USD 4,785,589 para cubrir los costos adicionales, quedando el costo total del Componente 2 en USD 67,478,394.

Para cubrir el incremento de costos las autoridades de Nicaragua solicitaron al BID incorporar un Tercer Financiamiento (NI-L1036) por USD 20 millones para 2009; y se incrementó el monto del financiamiento del BCIE en USD 5 millones para pasar de USD 20.4 millones a USD 25.4 millones. Con este esquema se cubrió la totalidad del Programa de Apoyo al Sector Eléctrico y se mantuvo la integralidad y concesionalidad requerida para los acuerdos del GNI con otras instituciones multilaterales. Este presupuesto se mantuvo hasta el final de la ejecución.

Otros ajustes realizados incluyen el traslado de dos obras por USD 3.4 millones previstas en el Primer Financiamiento (NI-L1021) para ser financiadas con el Segundo Financiamiento (NI-L1022). De esta forma se liberaron recursos para cubrir el incremento de costos de las otras obras de transmisión financiadas con el NI-L1021; y se aumentó el monto del Componente 1 de generación, financiado con recursos del NI-L1022 desplazando obras de transmisión al Tercer Financiamiento (NI-L1036) a ser considerado en el 2009.

El Cuadro 1 muestra el presupuesto del programa por fuente de financiamiento y componentes.

Cuadro 1 - Presupuesto y Financiamiento del Programa (USD Miles)

Categoría de Inversión	Financiamiento BID				Cofinanciadores					
	BID 1 NI-L1021 (2007)	BID 1 NI-L1022 (2007)	BID 1 NI-L1036 (2007)	Total Fondos BID	Local	BCIE	BEI	Total Planificado	Total Ejecutado	%
SUB PROGRAMA TRANSMISIÓN (ENATREL)										
1. Ingeniería y Administración	2,420	250	2,000	4,670	0	0	0	4,670	1,973	42.3%
2. Costo Directo de Construcción	26,637	3,409	12,869	42,916	0	0	19,038	61,954	71,508	115.4%
3. Gastos sin asignación específica	1,365	663	4,074	6,103	2,283	0	1,362	9,748	1,362	14.0%
4. Gastos Financieros	1,697	241	1,056	2,994	0	0		2,994	4,602	153.7%
Subtotal	32,119	4,564	20,000	56,683	2,283	0	20,400	79,366	79,446	0.10%
SUB PROGRAMA GENERACIÓN (ENEL/HIDROGESA)										
1. Ingeniería y Administración	0	2,639	0	2,639	0	2,061	0	4,700	5,558	118.3%
2. Costo Directo de Construcción	0	26,486	0	26,486	0	20,810	0	47,296	49,567	104.8%
3. Gastos sin asignación específica	0	3,079	0	3,079	0	2,529	0	5,608	2,529	45.1%
4. Gastos Financieros	0	1,796	0	1,796	3,213	0	0	5,009	4,959	99.0%
Subtotal	0	34,000	0	34,000	3,213	25,400	0	62,613	62,613	0%
SUB PROGRAMA PILOTO PERDIDAS (MEM)										
1. Ingeniería y Administración	50	50	0	100	0	0	0	100	171	171.1%
2. Costo Directo de Construcción	500	1,500	0	2,000	0	0	0	2,000	1,906	95.3%
3. Gastos sin asignación específica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4. Gastos Financieros	31	86	0	118	4	0	0	122	64	52.4%
Subtotal	581	1,636	0	2,218	4	0	0	2,222	2,141	-3.66%
TOTAL PROGRAMA										
1. Ingeniería y Administración	2,470	2,939	2,000	7,409	0	2,061	0	9,470	7,702	81.3%
2. Costo Directo de Construcción	27,137	31,395	12,869	71,402	0	20,810	19,038	111,250	122,981	110.5%
3. Gastos sin asignación específica	1,365	3,742	4,074	9,182	2,283	2,529	1,362	15,357	3,892	25.3%
4. Gastos Financieros	1,727	2,123	1,056	4,907	3,217	0	0	8,124	9,626	118.5%
Total	32,700	40,200	20,000	92,900	5,500	25,400	20,400	144,200	144,200	0.0%

d. Revisión de la Calidad del Diseño

La contribución del programa al logro de los objetivos propuestos demuestra la efectividad del diseño para la solución del problema planteado.

Componente 1: El diseño tomó en consideración la problemática del sector y concibió el desarrollo de obras en función del plan de expansión del GNI, producto de análisis técnicos rigurosos. Las obras de mejora de la transmisión y transformación de energía realizadas permitieron absorber la creciente capacidad de generación del sistema nacional en sus diferentes fuentes renovables y no renovables, principalmente las ER, para satisfacer las necesidades crecientes de demanda. Un aspecto destacable durante el diseño fue la capacidad de trabajar en conjunto con otros organismos de financiamiento internacional como el Banco Europeo de Inversiones, con lo cual se amplió el alcance de las obras y los beneficios por la realización de obras de transmisión.

Un tema relevante para esta evaluación es la gestión de servidumbres para las líneas de transmisión como factor problemático que incidió en la ejecución de algunos proyectos, debido a que los periodos de negociaciones duran de 6 meses a 1 año en promedio, dependiendo del alcance del proyecto. En muchos casos se observó que existe una percepción negativa por parte de la población cuando su propiedad se ve afectada por la ruta de la Línea de Transmisión, por lo cual como lección aprendida para futuros contratos, se sugiere incluir en el proyecto campañas de sensibilización a la población y publicidad acerca del beneficio que traen a la comunidad los proyectos de transmisión eléctrica y el tiempo asociado a esta gestión. Un ejemplo de esta circunstancia es lo sucedido en la Línea de Anillo de Managua, que provocó atrasos en el contrato.

Componente 2: El programa mejoró la disponibilidad del sistema de generación de energía eléctrica del país, mediante la rehabilitación de plantas hidroeléctricas. Un obstáculo encontrado en el esquema del programa estuvo relacionado con el Programa de Gestión Integrada de la Cuenca Hidrográfica de los Lagos Apanás y Asturias (NI-X1005; GRT/FM-12993-NI), financiada con recursos del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF por sus siglas en inglés) y manejada por el BID, que se llevó a cabo entre 2012 - 2018 para conservar y disponer el uso del recurso hídrico de los embalses que abastecen a las centrales. Uno de los principales obstáculos encontrados en el manejo óptimo del recurso hídrico en la CHSB (ahora Carlos Fonseca), aguas debajo de la CHCA, fue el reto de balancear las necesidades del sector agrícola, principalmente arrocero, con el uso de agua para fines hidroeléctricos. Este desafío sigue manifestándose al no tener definido un esquema de uso compartido del recurso, afectando la producción de energía estimada de la CHCA.

Componente 3: El diseño de este componente respondió directamente a un problema crucial en la prestación del servicio eléctrico en los asentamientos y barrios desprotegidos que contribuyen a las pérdidas de energía, producto de su uso inadecuado y de una cultura de no pago. Este componente articuló una serie de acciones complementarias dirigidas a apoyar el Plan Conjunto Público- Privado para la normalización del servicio eléctrico. Las experiencias extraídas han servido de aplicación estratégica para ser replicadas a mayor escala en diferentes territorios del país, las cuales fueron ejecutadas con mayor alcance en uno de los componentes del Programa PNESER 2342/BL-NI. El diseño del Componente 3 se vincula causalmente a los objetivos de desarrollo del programa al contribuir a la calidad y a la confiabilidad del servicio eléctrico. Las actividades y productos esperados del componente apuntan a fortalecer la institucionalidad del sector y la sostenibilidad financiera, al mejorar la cultura de pago, elevar el índice de recuperación de caja y reducir las pérdidas.

Revisión de la Calidad del Diseño

☐ Muy Satisfactorio (MS) ☒ Plenamente Satisfactorio (PS) ☐ Menos que Satisfactorio (MS) ☐ Insatisfactorio (I)

Durante la ejecución del programa no se realizaron cambios sustanciales del diseño original.

III. Resultados

a. Efectos Directos

La estructura del programa se mantuvo durante la ejecución de los tres financiamientos, manteniendo los objetivos tanto general como específicos o de desarrollo establecidos originalmente y reflejados en el Marco de Resultados. Los productos se ejecutaron con menores ajustes a su diseño y/o al presupuesto expuestos en la sección anterior. Con base en los sistemas de información del Banco para el seguimiento del programa, los efectos principales de la ejecución de los productos a los que se les atribuyen los logros se clasifican bajo dos Objetivos de Desarrollo (OD) definidos de la siguiente manera:

OD1: Calidad del suministro de energía eléctrica mejorada

Este OD incluye en el Marco de Resultados los indicadores que reflejan los resultados de las mejoras en la calidad del servicio derivadas de las inversiones en los diferentes componentes del sistema de transmisión; y en la capacidad de reducir las pérdidas de la energía distribuida por medio de las inversiones en el programa de normalización de usuarios.

Calidad de la transmisión. El objetivo de realizar las mejoras en el sistema de transmisión de ENATREL fue reducir la energía no servida, disminuyendo la probabilidad de falla, permitiendo así suministrar energía de mejor calidad y seguridad a los usuarios. El sistema de transmisión presentó mejoras desde el inicio del programa, mostrando avances en sus indicadores eléctricos entre 2007 y 2008. Las pérdidas del sistema disminuyeron 14.4%, pasando de 2.4% a 2.1%. El índice de fallas en líneas de transmisión en 230-kV (por cada 100-km) se redujo en 53%, pasando de 21.1% a 9.9%; y la energía anual no servida por fallas en transmisión disminuyó en 49%, pasando de 2163 MWh a 1313 MWh. A mediano plazo, al finalizar la inversión en mejoras de transmisión el sistema obtuvo avances significativos, fortaleciendo el transporte de la energía que se consume en el país y la que se exporta. Los racionamientos de energía disminuyeron considerablemente. El tiempo promedio anual de salidas de líneas de 230 kV llegó de 6.96 horas en 2006 a 0.09 horas en 2014. El número de interrupciones promedio anual de líneas de 230 kV llegó de 30 en 2007 a 10 en 2014, con una duración promedio que llegó de 4 horas en 2006 a 1.27 horas en 2013. En 2014 este indicador deterioró a 4.46 horas, en gran parte como resultado del proceso de montaje de los nuevos equipos, el cual requería la interrupción del fluido eléctrico al Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y coordinación con la empresa distribuidora, con gran incidencia sobre la población que se abastece de energía de las subestaciones.

Las mejoras en el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), permitió avanzar en el nivel de transacciones eléctricas. Nicaragua a través de este sistema importó 20 GWh y exportó 3.2 GWh en 2012. El volumen combinado de exportaciones e importaciones equivalente al 1.8% de la energía neta generada en el SIN en 2013 mostró un avance importante en 2016 con 5.4% y 8.0% en 2017, lo que muestra un significativo incremento en el intercambio de energía a un precio competitivo en el mercado regional.

Reducción de pérdidas. El programa conjunto entre sector público y privado para la normalización del servicio eléctrico a usuarios en barrios desprotegidos por medio del Componente 3 se ejecutó con un modelo de gestión llevado en estrecha relación entre el MEM, las distribuidoras, alcaldías, organizaciones representativas de los pobladores y otras organizaciones. Las distribuidoras realizaron las inversiones en los sistemas de control y medición y en redes de media y baja tensión, mientras se realizó trabajo social incluyendo aspectos organizativos de la comunidad, capacitación en uso responsable del servicio y cultura de pago, e integración de las autoridades municipales al proyecto, con el acompañamiento constante del MEM. El modelo de gestión resultó muy efectivo en el logro de los objetivos, permitiendo que las pérdidas técnicas y no técnicas en la distribución de energía se redujeron significativamente. Desde 2007, cuando se registraban pérdidas de 28.4%, se ha logrado una continua reducción que se reflejó en un nivel de 23.3% en 2012 y a 20.69% en 2015. Las lecciones aprendidas de esta experiencia piloto llevaron al GNI a aprobar legislación para estimular la gestión de pérdidas de las distribuidoras, comprometer inversión en esa línea y aplicar las disposiciones de la Ley Antifraude, penalizando el hurto de energía a todos los clientes, consumidores y usuarios del servicio eléctrico.

OD2: Confiabilidad del sistema de suministro de energía eléctrica mejorada

Este OD incluye en el Marco de Resultados los indicadores que miden los resultados por mejoras en la capacidad del sistema eléctrico para proveer el servicio con mayor confiabilidad de suministro: energía no servida, generación y disponibilidad de energía hidráulica, y recuperación de cartera en distribución.

Energía anual no servida. Como resultados de las inversiones realizadas, la energía anual no servida en el sistema eléctrico nacional bajó considerablemente, pasando de 77.1 GWh en 2006 a 8.05 GWh en 2014. Esto refleja una gran mejora en la confiabilidad del suministro de energía a nivel de transmisión. La disponibilidad efectiva promedio de generación de energía hidroeléctrica subió de 72 MW a 90 MW en 2018. La energía hidráulica generada subió de 299.2 en 2006 a 421 GWh en 2013, para luego descender a 330 GWh en 2014; a 255 GWh en 2017; y a 228 GWh en 2018.

Generación y disponibilidad de energía hidráulica. La producción de energía de la CHSB (ahora Carlos Fonseca) durante 2019 fue de 70.16 GWh (año de baja hidrología). Las mediciones después de la rehabilitación muestran una mejora media de la eficiencia de aproximadamente 0.8% para la Unidad 1 y 1.2% para la Unidad 2 de la planta. La mejora de la eficiencia media en ambas unidades trabajando al mismo tiempo es del 1.0%, aumentando la producción de potencia en la misma proporción en 1.0%⁴.

El bypass construido permite evacuar un caudal de 11 m³/s para abastecer la planta Larreynaga⁵, aún mientras fue operado manualmente durante un período en 2018 debido a una falla del sistema⁶, y en atención a los requerimientos del CNDC, permitiendo la operación de una de las unidades de Larreynaga.

La Central Centroamérica se encuentra en operación comercial desde el 20 de Diciembre del 2019. No obstante, se presentaron algunos problemas en la turbina de la Unidad No. 1 de la Central con lo cual el aporte en condiciones normales al sistema se produce desde el 29 de Junio del 2020.

La capacidad instalada de generación con fuentes de ER del sistema eléctrico de Nicaragua evolucionó positivamente desde el inicio del programa. A finales de 2007 la capacidad total era de 822 MW, compuesta en su mayoría por plantas a base de combustibles fósiles (63%). La capacidad instalada proveniente de ER era de 192 MW (23%). La generación neta total de energía ascendió a 2935 GWh, 65% proveniente de fuentes fósiles. La demanda máxima de sistema fue 506 MW. En el período 2009-2019, la generación con derivados del petróleo fue reduciendo su preponderancia en la generación eléctrica nicaragüense. En 2012 la generación de energía neta en el SIN alcanzó a 3.626 GWh, de los cuales el 40.2% se generó a través de unidades de generación de ER (hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas y de bagazo de caña) y la diferencia, fue cubierta por energía térmica no renovable (fuel-oil y diésel). En 2019 la generación de energía neta en el SIN alcanzó a 4057 GWh, de los cuales el 57 % se generaron a través de ER.

El crecimiento de la capacidad instalada de ER en el periodo 2009 -2019 fue de 374 MW (106%) para abastecer el crecimiento de la demanda que durante el mismo periodo fue del 50%.

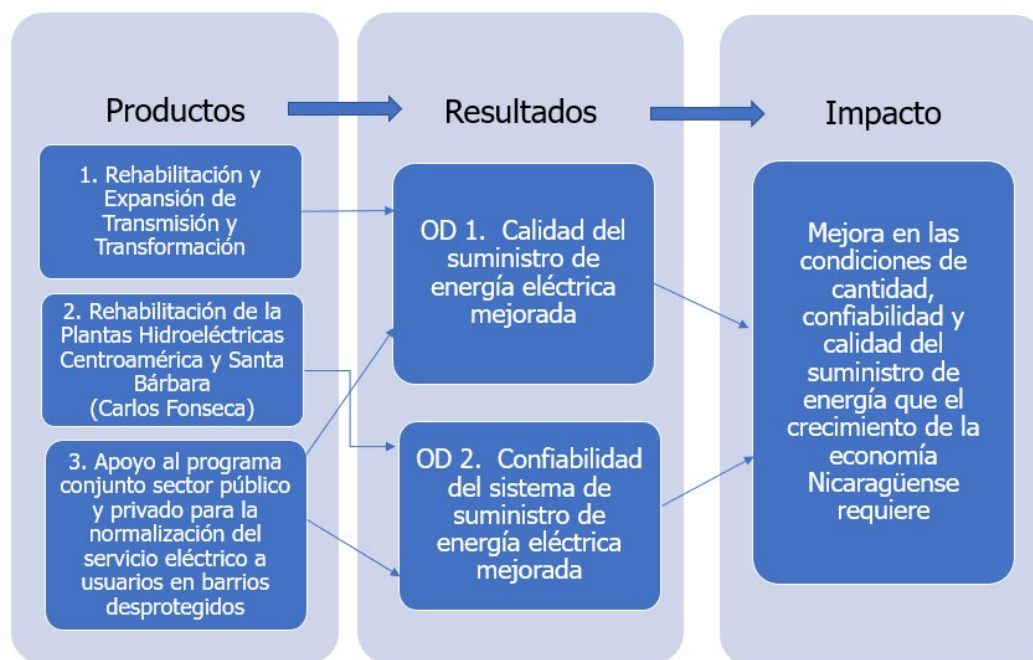
Recuperación de cartera. El componente de Normalización de Asentamientos Urbanos intervino en ocho asentamientos para un total de 4,600 viviendas beneficiadas (23,460 habitantes). El MEM implementó un modelo de gestión integral para la normalización del servicio eléctrico, el cual incluye una gestión social que promovió la sensibilidad de la población a una mayor cultura de pago mediante campañas educativas y capacitaciones, integrado con una adecuada gestión comercial desarrollada por las empresas distribuidoras que garantizan el uso responsable y eficiente del servicio eléctrico en estos sectores. La efectividad de este modelo se vio reflejada en el indicador de resultado: Índice de Recuperación de Caja, que ha ido incrementándose sensiblemente con la aplicación del modelo en los barrios y asentamientos beneficiados. Se aumentó la tasa de recuperación de caja llegando a 88.2% en promedio en 2012 en estos asentamientos, alcanzando hasta 95% en algunos casos.

⁴ Planta Carlos Fonseca – Reporte Técnico - HSK/2018-0125- Prueba de Eficiencia Termodinámica - Reporte de Prueba después de la modernización.

⁵ Central Hidroeléctrica de ENEL con capacidad de 17 MW, ubicada aguas debajo de la CHCA.

⁶ Problema solucionado en Octubre 2018.

Fig 1. Programa de Apoyo al Sector Eléctrico - Cadena Causal



CUADRO 2 - LOGRO DE LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO (OD)⁷

OD 1. Calidad del suministro de energía eléctrica mejorada						
Clasificación: P						
Indicadores Claves de Efectos Directos OD1						
Indicador	Unidad de medida	Línea de Base	Año Línea Base	P	P (a)	A
1.1 Tiempo promedio anual de interrupción por usuario	Horas	4.0	2006	2.25	2.0	4.46 (2014)
1.2 Tiempo promedio anual de salidas de líneas de 230kV	Horas	6.96	2006	4.75	4.0	2.36 (2013)
1.3 Número de interrupciones promedio anual de líneas de 230 kV	Interrupciones	30.0	2007	25.0	20.0	10.0 (2014)
1.4 Nivel de pérdidas técnicas y no técnicas en la distribución de energía	%	27.0	2007	20.0	20.0	20.69 (2015)
OD 2. Confiabilidad del sistema de suministro de energía eléctrica mejorada						
Clasificación: P						
Indicadores Claves de Efectos Directos OD2						
Indicador	Unidad de medida	Línea de Base	Año Línea Base	P	P (a)	A
2.1 Energía anual no servida en el sistema eléctrico nacional	GWh	77.1	2006	23.0	22.0	8.05 (2014)
2.2 Energía hidráulica anual generada	GWh	299.2	2006	300.0	320.0	227.99 (2018)
2.3 Disponibilidad efectiva promedio de generación de energía hidroeléctrica	MW	72.0	2006	80.0	90.0	72.0 (2018)
2.4 Índice de recuperación de caja en tres agrupaciones /asentamientos piloto	%	22.0	2006	50.0	65.0	88.2 (2012)

⁷ Cuadro elaborado con información de los sistemas del BID. Los valores A se reportan para las fechas de meta de cada operación.

Reformulación. NO
Reajuste ISDP (Convergencia - PMR): Los valores en las columnas P y P (a) muestran los valores establecidos como meta al momento de aprobación y meta ajustada durante la ejecución. La columna A muestra los logros alcanzados y el año del logro.
Resumen de los Objetivos de Desarrollo Clasificación (OD):
[X] Muy Probable (MP) [] Probable (P) [] Poco Probable (PP) [] Improbable (MI)
La clasificación de "Muy Probable" para el logro de los objetivos de desarrollo se basa en los siguientes hechos:
<ol style="list-style-type: none"> 1) Para el OD1 el proyecto demostró mejora en los indicadores de calidad del suministro al sobrepasar las metas propuestas en dos de los indicadores (1.2 y 1.3) en 95% y 100% respectivamente; y el logro de 90% de la meta en el indicador 1.4 de reducción de pérdidas. En cuanto al indicador 1.1, el sistema había logrado reducir el tiempo promedio anual de interrupción a 1.27 horas en 2013, sobrepasando la meta propuesta de 2 horas, demostrando la viabilidad del logro. En 2014 el montaje de los nuevos equipos requirió interrupciones del fluido eléctrico al CNDC, afectando a los usuarios. 2) Para el OD2 el proyecto demostró mejoras en los tres indicadores técnicos de confiabilidad: 2.1, 2.2 y 2.3 relacionados con las inversiones en el Componente 2. El indicador 2.2 tuvo una baja en 2018 como resultado de los siguientes factores: (i) Al iniciar los trabajos de rehabilitación en las unidades 1 y 2 de CHCA a partir de marzo 2018 y julio de 2018, respectivamente fue necesario sacar de servicio las unidades de generación, con lo cual el aporte se redujo; (ii) se realizó la finalización de pruebas en la CHCF; y (iii) fue un año de baja hidrología en el país lo que afectó a nivel general la producción de energía. Desde Julio 2020 las centrales están operando a capacidad. Se espera que la contribución de las dos centrales rehabilitadas sea la programada post rehabilitación. El indicador 2.4 relacionado con el efecto financiero de las inversiones del Componente sobrepasó en 54% la meta propuesta, evidenciando la comprensión y adopción de una mayor cultura de pago en los pobladores de los asentamientos y barrios desprotegidos.
Estrategia de País: El programa fue consistente con la Estrategia de País del Banco (EPB) con Nicaragua 2003-2005 (GN-2230-1), vigente durante la aprobación del NI-L1021, bajo su enfoque estratégico de crecimiento económico. El programa guardó consistencia con la EPB 2008-2012 (GN-2499) vigente durante la aprobación de NI-L1022 y NI-L1036 y la ejecución. Esta EPB tenía entre sus objetivos principales, mejorar la cantidad, calidad y confiabilidad del suministro de energía para tornarlo eficiente, sostenible y compatible con la promoción de la inversión privada. La Estrategia 2012-2017 (GN-2683) define al sector energético como uno de los cuatro sectores prioritarios de intervención.

b. Externalidades

La población del país en general se beneficia de una notable mejoría en la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico por el fortalecimiento del SNT y mayor seguridad de la generación hidroeléctrica, favoreciendo con mayor incidencia en las áreas de influencia de los proyectos incluidos en el programa. La ejecución del proyecto presenta un impacto positivo en términos de flujo de emisiones evitadas de gases de efecto invernadero al aumentar la participación de ER en la matriz energética. Como complemento a los efectos directos obtenidos de la intervención realizada con el programa, se identifican los siguientes efectos adicionales:

Las actividades que viene desarrollando el GNI en el sector eléctrico con este programa, acompañadas del apoyo sistemático del BID y de los otros donantes, han logrado un impacto positivo en el sector. La confianza en la institucionalidad del sector está impactando de manera efectiva a través de la atracción de inversiones en generación de energía, el margen de reserva está mejorando y los racionamientos de energía se han disminuido considerablemente.

Las ventas de energía durante 2007 fueron de 2,096 GWh, mostrando un crecimiento de 2.1% con relación al año anterior. La distribución por sectores de consumo fue 31% para el sector residencial, 28% Comercial, 27% Industrial y 14% otros. Las pérdidas de energía fueron del 28,4%. En 2018 se presentaron eventos socio políticos que provocaron una reducción del PIB del 3.9% y consecuentemente la demanda de energía. La demanda de energía en 2018 se mantuvo similar a la de 2017 a pesar de que en el periodo 2010 -2017 tuvo en crecimiento anual del 6%.

Los eventos socio políticos de 2018 mencionados en el párrafo anterior provocaron retrasos en la ejecución de trabajos del Componente 3. Los mayores retrasos se generaron en la modernización de las dos unidades de la CHCA, donde se tenía previsto finalizar obras en febrero de 2020, pero el equipo de la firma contratista Andritz Hydro con residencia en Italia, no pudo trasladarse al sitio del proyecto a causa de restricciones asociadas con el COVID-19. Si bien esto generó retrasos, las obras pendientes en la CHCA

continuaron ejecutándose, siguiendo protocolos de seguridad ocupacional exigidos por el Contratista⁸ lo cual permitió que la operación de las dos unidades se efectuó con normalidad a finales de junio 2020.

El programa contribuyó al fortalecimiento institucional de ENATREL en la medida en que, mediante su asistencia y acompañamiento técnico, realizó una transferencia de conocimientos y buenas prácticas a personal administrativo y técnico que trabajó en la implementación del proyecto. Con fondos del programa se adquirieron equipos y programas informáticos que han permitido mejorar el desempeño del ejecutor en los procesos de seguimiento y monitoreo a los contratos con las empresas proveedoras de bienes y servicios así como del CNDC.

En cuanto a ENEL, la experiencia adquirida en el desarrollo del proyecto ante las dificultades experimentadas con el primer contrato del proyecto, han generado el conocimiento en la gestión de contratos en condiciones difíciles. El equipo de ENEL ha demostrado la capacidad técnica para la supervisión de proyectos como el citado, así como el de la Central Hidroeléctrica Larreynaga (17.5 MW), para la cual desarrolló su construcción durante la ejecución de la operación.

Las actividades del programa contribuyeron significativamente a la estrategia del BID hacia la promoción de la ER contenidas en la "Iniciativa de Energía Sostenible y Cambio Climático" del Banco (SECCI por sus siglas en inglés)⁹ vigente durante la aprobación, cuyo propósito principal fue apoyar a los países de la región para encontrar opciones de generación de energía económica y ambientalmente viables y preferiblemente de fuentes de ER. Con los recursos del financiamiento se logró la rehabilitación electromecánica y mejoras en la eficiencia de las mayores fuentes de energía de ER de Nicaragua con las CHSB y CHCA, con capacidad para desplazar de la matriz generación a partir de fuentes de generación fósiles y por consiguiente, contribuir a la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y mejorar las condiciones locales de emisión de contaminantes.

Los resultados del Componente 3 han derivado externalidades positivas propias del acceso a electrificación confiable y de calidad. Entre ellas están la apertura de nuevos pequeños negocios de comercio de alimentos y artículos de necesidades básicas del hogar que demandan uso de energía. El uso de servicio de comunicaciones como telefonía y de internet se hizo posible, trayendo la presencia de proveedores de estos servicios, al igual que el abastecimiento directo y a mejor precio de bebidas y carnes y otros tipos de alimentos a través de pequeños negocios instalados por los beneficiados de proyectos del sector para la distribución y venta de sus productos.

Los esfuerzos de la gestión social implementada por el Componente 3 a través de las capacitaciones, campañas de ahorro de energía y de cultura de pago por el servicio en los barrios desprotegidos, junto con la participación coordinada con el Programa de EE del MEM ha fortalecido los efectos esperados de las acciones de normalización.

Se fortaleció la capacidad institucional del MEM para identificar demandas de la población como el alumbrado público para mejorar la seguridad de los barrios en general y el cuidado de las inversiones.

La experiencia desarrollada por el Componente 3 sirvió de base para diseñar la estrategia de mayores inversiones en la normalización del servicio eléctrico en 648 asentamientos al nivel nacional en el marco del PNESER.

⁸ El equipo de Andritz desde el 16 de marzo incorporó equipos y materiales de seguridad en el lugar de trabajo como termómetros digitales, mascarillas, jabón gel, guantes y los equipos convencionales de limpieza, seguridad industrial e higiene ocupacional convencionales. El Supervisor de seguridad vigilaba el distanciamiento, se redujeron al máximo reuniones en ambientes cerrado y se incrementaron las videoconferencias, se incrementaron las frecuencias de limpieza y se coordinó con ENEL para adoptar medidas adicionales

⁹ Sustainable Energy Climate Change Initiative.

c. Productos

CUADRO 3 - PROGRESO EN LA IMPLEMENTACION (PI) AVANCE FÍSICO				
Producto	Unidad de Medida	P	P (a)	A
Componente 1: Transmisión y transformación fortalecida				
Clasificación: S				
1.1 Línea de Transmisión Anillo de Occidente 138 kV (incluye SEs) construida	Líneas de transmisión y distribución instaladas	8	8	8
1.2 Transformadores de potencia instalados	Transformadores	19	19	19
1.3 Subestaciones Modernizadas. controladas con nuevo equipamiento	Subestaciones	7	7	7
1.4 Línea de Transmisión 138 KV San Ramón - Matiguás construida	Líneas de transmisión y distribución instaladas	41	41	41
1.5 Taller de Transformadores construido	Taller	1	0	0
1.6 Subestaciones remodeladas con nuevos equipos de Protección y Control	Subestaciones	26	26	26
1.7 Línea de Transmisión de 69 kV. SE Acahualinca-SE Nagarote rehabilitada.	km	0	0	0
1.8 Subestación Matagalpa 15 MVA modernizada (Banco Europeo de Inversión-BEI)	Subestación	1	1	1
1.9 Línea de Transmisión Anillo de 230 kV. SE Brasiles - SE San Benito - SE Masaya. construida (BEI)	Líneas de transmisión y distribución instaladas	90	90	90
1.10 Línea de Transmisión 138 kV. SE Brasiles - SE San Rafael del Sur. construida (BEI)	km	42	0	0
1.11 Sistemas de Ingeniería y Proyectos. y Centro Nacional de Despacho de Carga. fortalecidos con software especializados	Sistema	1	1	1
1.12 Estudios de Impacto Ambiental de las SE en Yalaguina-Ocotol. El Sauce y Estelí	Estudios	3	3	3
1.13 Rehabilitación de bancos de capacitores en subestaciones	Subestaciones	0	5	5
Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales. Los productos planeados fueron alcanzados.				
Reestructuración. Indique si este componente del proyecto ha sido reestructurado [X] NO				
Componente 2. Rehabilitación de Plantas Hidroeléctricas				
Clasificación: S				
2.1 Plantas Hidroeléctricas Centroamérica y Santa Bárbara (Carlos Fonseca) rehabilitadas (BID-BCIE)	Planta Hidroeléctrica	2	2	1
2.2 Bypass Planta Centroamérica construido (BID-BCIE)	Bypass	1	1	1
2.3 Planta Hidroeléctrica Carlos Fonseca (antes Santa Bárbara) rehabilitada (BID-BCIE)	Planta Hidroeléctrica	0	1	1
2.4 Planta Hidroeléctrica Centroamérica rehabilitada (BID-BCIE)	Planta Hidroeléctrica	0	1	0.84
Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales. Los productos planeados fueron alcanzados.				
Reestructuración. Indique si este componente del proyecto ha sido reestructurado [X] NO				

CUADRO 3 - PROGRESO EN LA IMPLEMENTACION (PI) AVANCE FÍSICO				
Producto	Unidad de Medida	P	P (a)	A
Componente 3. Apoyo al programa de normalización de barrios <i>Clasificación: S</i>				
3.1 Viviendas de barrios desprotegidos normalizadas con servicio eléctrico	# Hogares	4.160	4.618	4.618
Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales. Los productos planeados fueron alcanzados.				
Reestructuración. Indique si este componente del proyecto ha sido reestructurado [X] NO				

d. Costos del Proyecto

El alcance de los productos fue posible debido a los ajustes en la asignación de recursos entre financiamientos, movimientos de presupuesto entre componentes y a incrementos en el aporte local. Estos ajustes fueron necesarios, en respuesta a la identificación de costos por encima de los originalmente calculados, en los procesos de licitación y de inicio de obras.

CUADRO 4 - PROGRESO EN LA IMPLEMENTACION (PI) – AVANCE FINANCIERO (USD)					
Producto	P	P (a)	A	Diferencia	
				A vs. P	A vs. P(a)
Componente 1. Transmisión y transformación fortalecida					
1.1 Línea de Transmisión Anillo de Occidente 138 kV (incluye SEs) construida	10,918,625.00	11,683,886.00	11,683,886.00	7.0%	0.0%
1.2 Transformadores de potencia instalados	20,156,418.88	20,301,578,88	20,378,112,88	1.1%	0.4%
1.3 Subestaciones Modernizadas. controladas con nuevo equipamiento	2,704,983.00	2,796,818.23	2,796,818.23	3.4%	0.0%
1.4 Línea de Transmisión 138 KV San Ramón - Matiguás construida	6,968,200.00	12,734,830.39	12,734,830.39	82.8%	0.0%
1.5 Taller de Transformadores construido	1,590,669.00	90,668.88	90,668.88	-94.3%	0.0%
1.6 Subestaciones remodeladas con nuevos equipos de Protección y Control.	5,376,104.46	6,758,486.00	6,752,399.00	25.6%	-0.1%
1.7 Línea de Transmisión de 69 kV. SE Acahualinca-SE Nagarote rehabilitada.	3,465,000.00	0	0	-100.0%	0.0%
1.8 Subestación Matagalpa 15 MVA modernizada (Banco Europeo de Inversión-BEI)	3,698,097.00	4,134,654.06	4,091,070.06	10.6%	0.0%
1.9 Línea de Transmisión Anillo de 230 kV. SE Brasiles-SE San Benito-SE Masaya. construida (BEI)	11,310,250.00	16,867,134.45	16,867,134.45	49.1%	0.0%
1.10 Línea de Transmisión 138 kV. SE Brasiles - SE San Rafael del Sur. construida (BEI)	4,111,923.00	0	0	-100.0%	0.0%
1.11 Sistemas de Ingeniería y Proyectos. y Centro Nacional de Despacho de Carga. fortalecidos con software especializados	175,127.35	175,127.35	175,127.35	0.0%	0.0%
1.12 Estudios de Impacto Ambiental de las SE en Yalaguina-Ocotal. El Sauce y Estelí	67,500.00	67,500.00	67,402.00	-0.1%	-0.1%
1.13 Rehabilitación de bancos de capacitores en subestaciones	0	548,905.00	548,905.00	100.0%	0.0%
Sub Total Componente 1	70,542,898.00	76,159,589.00	76,186,354.00	8.0%	0.1%

CUADRO 4 - PROGRESO EN LA IMPLEMENTACION (PI) – AVANCE FINANCIERO (USD)					
Producto	P	P (a)	A	Diferencia	
				A vs. P	A vs. P(a)
Componente 2. Rehabilitación de Plantas Hidroeléctricas					
2.1 Plantas Hidroeléctricas Centroamérica y Santa Bárbara rehabilitadas (BID-BCIE) ¹⁰	52,658,222.00	20,753,238.94	20,753,238.94	-60.6%	0.0%
2.2 Bypass Planta Centroamérica construido (BID-BCIE)	5,926,776.00	10,510,460.63	10,360,460.63	74.8%	-1.4%
2.3 Planta Hidroeléctrica Carlos Fonseca (antes Santa Bárbara) rehabilitada (BID-BCIE) ¹¹	0	27,937,709.00	24,502,459.00	100.0%	-12.3%
2.4 Planta Hidroeléctrica Centroamérica rehabilitada (BID-BCIE) ⁹	0	20,966,472.00	14,261,802.00	100.0%	-32.0%
Sub Total Componente 2	58,584,998.00	80,167,881.00	69,877,961.00	19.3%	-12.8%
Componente 3. Apoyo al programa de normalización de barrios desprotegidos					
3.1 Viviendas de barrios desprotegidos normalizadas con servicio eléctrico	2,000,500.00	1,373,708.00	1,966,458.00	100.0%	43.1%
Sub Total Componente 3	2,000,500.00	1,373,708.00	1,966,458.00	100.0%	43.1%
Otros Costos					
Gastos Financieros Componente 1	5,279,100	4,971,707	4,971,607	-5.8%	0.0%
Administración del Componente 1. Transmisión y Transformación	750,000	5,847,149	5,847,149	679.6%	0.0%
Gastos Financieros del Componente 2	5,007,000	5,621,797	5,135,607	2.6%	-8.6%
Sin asignación específica	0	210,000	140,000	100.0%	-33.3%
Gastos de Ingeniería y Administración del Componente 2	0	3,005,534	2,799,474	100.0%	-6.9%
Gastos Financieros del Componente 3. Apoyo al programa de normalización de barrios desprotegidos	120,800	0	0	-100.0%	0.0%
Administración del Componente 3. Apoyo al programa de normalización de barrios desprotegidos	100,000	0	164,000	64.0%	100.0%
Sub Total Otros Costos	11,256,900	19,656,187	19,057,837	69.3%	-3.0%
TOTAL	142,385,295.69	177,357,364.81	167,088,609.81	17.4%	-5.8%

IV. Implementación del Proyecto

a. Análisis de los factores críticos

El primer financiamiento (NI-L1021) financió los Componentes 1 y 3. Terminó su ejecución en el segundo semestre de 2014. El segundo financiamiento brindó apoyo a los tres componentes y su ejecución concluyó en 2020. Los recursos del tercer financiamiento (NI-L1036) se utilizaron en su totalidad para financiar actividades del Componente 1 y se terminó de ejecutar en 2015. El costo total ejecutado por componente se presenta en el Cuadro 4. El proyecto debió afrontar los siguientes factores críticos:

¹⁰ Producto vinculado en el primer periodo de trabajos de rehabilitación de las dos centrales, durante la ejecución del Contrato con Franco Tossi Meccanica S.p.A (FTM).

¹¹ Producto asociado con el segundo periodo de rehabilitación de las centrales, posterior a la ejecución del contrato con FTM y ejecutadas por el contratista Andritz Hydro.

El Componente 1: Este componente se ejecutó dentro del tiempo original de vigencia del préstamo. Los procesos de licitación y ejecución de obras se realizaron, en general, de acuerdo con lo planificado o realizando ajustes en forma oportuna donde era necesario. Algunos proyectos sufrieron demoras iniciales menores por retrasos en los trámites para permisos ambientales. Para evitar mayores retrasos, se adelantaron los estudios de topografía y suelos, previos a la construcción de la línea San Ramón - Matiguas a 138-kV antes de la aprobación de los recursos, con el fin de iniciar las obras a comienzos de 2010. Algunas actividades del componente como la realización de estudio geológico y geotécnico para SE San Benito-SE. Masaya-SE. Los Brasiles, sufrieron demoras adicionales debido a que el contratista presentó una garantía bancaria emitida por una entidad no autorizada por la Superintendencia de Bancos.

Como parte de una iniciativa de fortalecimiento de capacidades para el desarrollo de obras de transmisión a nivel nacional ENATREL estableció alianzas interinstitucionales y estratégicas que contribuyeron al éxito en la ejecución. Una ilustración fue la firma del acuerdo de financiamiento con el Gobierno de Japón para la adquisición de maquinaria y equipos para la Unidad de Montaje de ENATREL por USD 39.6 millones. El programa y otros proyectos ejecutados por ENATREL se beneficiaron de esta iniciativa.

La disponibilidad de servidumbres fue uno de los grandes obstáculos en la ejecución del componente, principalmente en los proyectos de la SE Matagalpa y la Línea de Anillo de Managua, lo que causó algunos atrasos en el cumplimiento de la fecha contractual. Con el Ministerio de Transporte e Infraestructura (MTI), ENATREL suscribió el primer Convenio de Colaboración Interinstitucional con un plazo de tres años cuyo objeto fue establecer las cláusulas de regulación de la actuación del MTI y ENATREL en que convergen sus competencias específicas y atribuciones para la constitución de servidumbre de líneas de transmisión eléctrica en todo el territorio nacional sobre el derecho de vía, bien del dominio público del Estado de Nicaragua, administrado y supervisado por el MTI. Este convenio formalizó la cooperación interinstitucional para lograr en forma oportuna la aprobación de los permisos que emite MTI para el avance de las obras.

En las etapas finales de ejecución del componente se identificaron recursos sin asignación. El equipo técnico de ENATREL propuso potenciar la utilización de esos recursos disponibles en un proyecto de compensación de potencia reactiva por un monto de US\$ 548 mil. Se acordó reponer las unidades de capacitores que se habían dañado en las subestaciones Los Brasiles, Altamira, El Periodista, Portezuelo, y Benjamín Zeledón, así como asegurar mantener dentro de los niveles de calidad los voltajes en las subestaciones, para evitar caídas de voltaje en los circuitos de derivación y aumento de trabajo en los transformadores de potencia.

El Componente 2. La ejecución de este componente sufrió serias demoras resultantes de los problemas que se mencionan a continuación en esta sección. El componente incluyó el Proyecto de Rehabilitación de las CHSB (ahora Carlos Fonseca) y CHCA y la construcción del Bypass en CHCA. El estudio de factibilidad fue realizado por la firma consultora APPLUS-NORCONTROL-NIPSA, con las alternativas de rehabilitación y la definición del alcance de las obras de rehabilitación, incluidas las opciones de licitación para la rehabilitación electromecánica y obras civiles de las dos centrales hidroeléctricas.

El componente presentó un desfase de casi 6 años con respecto a la programación inicial para la obtención del producto, deteriorando aún más la vida de los equipos existentes e incrementando el nivel de riesgo de fallas de las plantas hidroeléctricas, afectando durante este periodo los ingresos del Ejecutor al dejar de recibir ingresos por la reducción en la generación de energía de las plantas.

La ejecución del Componente 2 terminó se realizó en dos períodos. El primer periodo comprendió desde 2010 hasta 2014. Durante este período se realizaron inversiones por USD 29.6 millones en el avance de la rehabilitación de la CHCA y en el Bypass. El segundo periodo comprendió entre 2015 y 2018, implicando una nueva programación de los recursos para la reactivación del proyecto de rehabilitación de las plantas hidroeléctricas. Durante este período se realizó la rehabilitación de la CHSB (ahora Carlos Fonseca), se concluyeron las obras el Bypass y se continuaron con las obras de la CHCA, más allá del tiempo de duración de la Operación NI-L1022. La inversión en esta fase fue de USD 45.9 millones, incluyendo USD 5.2 millones en supervisión, administración y costos financieros. En el segundo semestre de 2018 se desembolsó y

ejecutó el 100% de los recursos del financiamiento BID para este componente. Los principales problemas encontrados durante la ejecución del Componente 2 fueron:

Problemas con el Bypass. Este proyecto sufrió serias demoras en su ejecución. El proyecto contó con un presupuesto inicial de USD 5.7 millones, con el cual ENEL llevó a efecto licitación pública internacional, la cual fue declarada desierta a comienzos de 2010 debido a que las ofertas recibidas sobrepasaron el presupuesto estimado por ENEL. Posterior a una revisión de los alcances, ENEL decidió aumentar la contrapartida local del proyecto, procediendo a realizar una nueva licitación pública internacional a fines de 2010, la cual se adjudicó a la empresa Cobra Infraestructura Hidráulicas (CIH), firmando el contrato respectivo el 5 de agosto de 2011 por el monto de US\$7,322,000. Este contrato fue ampliado en 2013 en US\$639,355.75 quedando finalmente en US\$7,961,355.75. En marzo del 2010 se obtuvo la autorización ambiental del proyecto por parte del Ministerio de Recursos Naturales (MARENA), mediante la aprobación del Plan de Gestión Ambiental.

Finalizadas las obras, los resultados de las pruebas del sistema Bypass no cumplieron con las especificaciones relativas al caudal a erogar, nivel de vibraciones y cavitación, por lo cual el proyecto no fue aceptado como terminado y se solicitó al contratista la remediación de la obra. ENEL contrató a la firma Consultora APPLUS NORCONTROL S.L.U. para la evaluación del problema. En diciembre 2015 esta firma presentó el informe "Bypass en Planta Centroamérica. Análisis de problemática y propuestas correctivas" con recomendaciones para: (i) remediar los problemas de cavitación en la parte inferior del bypass que se presentaban en el sistema de disipación, tales como la modificación del sistema de disipación, del tanque de desfogue y de los diafragmas; y (ii) para los problemas en la parte superior del sistema propuso las siguientes alternativas: aprovechamiento de la infraestructura de cabecera, ampliación a 1400 mm el diámetro en la infraestructura de cabecera y la interconexión directa a la tubería forzada de Planta Centroamérica.

Con el objeto de que el Contratista iniciase las obras con la solución técnica consensuada para la remediación del proyecto, se acordó un costo de las obras de remediación de USD 2,958,430.78. Las obras se ejecutarían en un plazo de doce meses contados a partir del 13 de Agosto de 2016. Este plazo tuvo que ser prorrogado 2 meses adicionales con el fin de asegurar la entrega de repuestos y manuales de operación y mantenimiento por parte del contratista, y por demoras en la fabricación y envío de componentes electrónicos de sustitución en los actuadores de las válvulas Monovar. Las obras de remediación del Bypass fueron concluidas en el último trimestre 2017. El sistema inició con su función de evacuación de caudal de 11 m³ en julio de 2018, cuando se presentó falla en el funcionamiento del sistema por daños en las válvulas Monovar. La firma CIH presentó y ejecutó un plan de restablecimiento operacional del sistema, concluido en enero 2019. Entretanto, el Bypass fue operado manualmente. Los problemas con las válvulas fueron solucionados satisfactoriamente y desde febrero 2019 el sistema opera satisfactoriamente.

Problemas con las plantas hidroeléctricas. ENEL inició la licitación de los proyectos de rehabilitación de CHCA y CHSB (Carlos Fonseca) en 2009, adjudicada a la empresa Franco Tosi Meccanica S.p.A (FTM) con la que ENEL firmó el contrato respectivo el 10 de noviembre de 2010 por un precio fijo de USD 50.7 millones, 56% financiado con recursos BID y 44% con recursos BCIE. La orden de inicio se dio el 24 de enero de 2011 con plazo de ejecución de 33 meses, y fecha de finalización 24 de octubre de 2013.

Durante la ejecución del contrato, FTM presentó reiterado y persistente incumplimiento, situación agravada por su posterior declaración de insolvencia, intervención y puesta en venta, eventos que incrementaron la incertidumbre sobre su capacidad para cumplir con los compromisos derivados de este contrato, habiendo entregado solamente equipos por valor de € 2,375,931 (menos del 10% del valor contractual de los equipos). Ante esta situación, ENEL tomó la decisión de rescindir el contrato, y ejecutar las garantías de anticipo y cumplimiento de contrato de manera exitosa por valor total de € 17,887,535. FTM no se presentó a la liquidación del contrato, por tanto ENEL realizó el cierre unilateralmente en noviembre de 2014. El BID y BCIE acompañaron al ejecutor en este proceso, siempre se dio seguimiento al mantenimiento de ofertas.

A finales de 2014, ENEL presentó al BID y BCIE una propuesta de reconducción del proyecto y seguidamente inició actividades para un nuevo proceso de licitación, tras una revisión detallada del nuevo alcance. La propuesta fue discutida con el BID/BCIE acordándose que se incluyera el fortalecimiento institucional de la Unidad Ejecutora de ENEL como parte del Manual de Procedimientos del Programa.

Después de una suspensión de la ejecución desde finales de 2013, el proyecto se ejecutó a partir de 2015 teniendo como contratista principal a la empresa ANDRITZ Hydro s.r.l Unipersonale (AH) y la supervisión por parte del Consorcio Applus/Setecoop, sin contratiempos mayores. El Banco autorizó las contrataciones vinculadas al desarrollo del proyecto de: (i) una Firma Auditora Independiente; (ii) un Especialista Financiero; (iii) un Especialista en Adquisiciones, con el fin de garantizar que los recursos de la operación se administrasen y utilizasen de acuerdo con los términos y condiciones acordados en los convenios de préstamos, reducir el alto riesgo fiduciario de la empresa y promover que los organismos ejecutores adoptasen y observasen sólidas prácticas de administración financiera.

La implementación de la CHSB (ahora Carlos Fonseca) se completó en 2018. Sufrió demoras menores debido a desfases entre actividades de suministro y de montaje, impactando la programación financiera. La implementación de la CHCA se extendió hasta junio 2020, para lo cual fue necesario realizar varias enmiendas de extensión de plazo al contratista (ver Externalidades). Con la sustitución del contratista principal la rehabilitación y modernización de ambas centrales fue completada en forma satisfactoria.

El Componente 3. Las actividades fueron financiadas con recursos de las operaciones NI-L1021 y NI-L1022, con los cuales se contrataron las consultorías de los proyectos piloto para el diagnóstico y normalización del servicio eléctrico en los barrios desprotegidos. El componente se desarrolló exitosamente dentro del período de vigencia del contrato de préstamo. Inicialmente el componente contempló la ejecución de inversiones en redes de distribución externas por parte de las empresas distribuidoras de energía, las cuales presentaron insuficiencia financiera para la ejecución de dichas obras. Por ello, el Gobierno a través del MEM, ENATREL, ENEL y con el apoyo de las Alcaldías Municipales, llevó a cabo las inversiones en redes de distribución en los barrios "Mariana Sansón" y "Lino Argüello" del Municipio de León. Esto confirmó la importancia de las inversiones en redes de distribución externa, complementando las obras de instalaciones internas en las viviendas beneficiadas, como condición necesaria para la normalización del servicio eléctrico y para el cumplimiento de los objetivos del programa. Los procesos de licitación para la realización de estas inversiones tomaron más tiempo del programado, retrasando la ejecución del componente, pero los obstáculos fueron superados en el contexto del período global de ejecución del programa.

El esfuerzo coordinado del MEM con los involucrados en la aplicación del modelo de gestión integral (social, comunitario y comercial) fue un elemento crítico para el éxito de la normalización del servicio eléctrico, ya que a diferencia de la gestión desarrollada por las empresas distribuidoras separadamente, este modelo incorpora una gestión social orientada al uso responsable y eficiente para lograr la sostenibilidad del servicio eléctrico. Los esfuerzos de la gestión social implementada por el Componente 3 a través de las capacitaciones, campañas de ahorro de energía y de cultura de pago por el servicio en los barrios desprotegidos, se complementaron con los Programas de EE tanto del MEM como de las empresas distribuidoras. Todo ello impactó en el logro de las metas de incremento del índice de recuperación de caja.

Un factor crítico para el alcance del éxito en la ejecución del Componente 3 fue la participación de los pobladores a través de sus líderes y organizaciones locales como consecuencia de la aplicación del modelo de gestión integral, quienes contribuyeron a la sensibilización de la población, organizándola para su participación en las actividades de capacitación y en el control del cumplimiento de los compromisos. Asimismo, se fortaleció la capacidad institucional del MEM para identificar demandas de la población, tales como el alumbrado público para mejorar la seguridad de los barrios en general y el cuidado de las inversiones.

El cambio de estrategia en la gestión comercial por parte de las empresas distribuidoras a través de la desconcentración de los mecanismos de cobro y acción comercial, acercándose a los barrios y asentamientos permitió mayor efectividad en la recuperación de caja.

b. Desempeño del Prestatario/Agencia Ejecutora

A nivel general se considera que el desempeño de las agencias ejecutoras fue satisfactorio, en la medida en que se logró cumplir con la mayoría de los objetivos y las metas estipuladas en el Marco de Resultados. La muy buena capacidad técnica de los ejecutores fue demostrada con la supervisión de las obras. Los ejecutores dieron muestra de su compromiso con el programa al incrementar el monto de los recursos financieros propios comprometidos a aportar según establecido en el Contrato de Préstamo. Un aspecto que reporta oportunidades de mejora es el fiduciario. Tal como reportan los informes de evaluación anual del programa, se presentaron debilidades en la implementación de los procesos de licitación que provocaron retrasos en la ejecución de ciertas obras. En repuesta, durante la ejecución de los programas se buscó fortalecer las capacidades de las unidades fiduciarias de los ejecutores.

ENATREL fue responsable de la ejecución del Componente 1. Este ejecutor tiene fortaleza técnica con una gerencia de proyectos que ha fortalecido sus capacidades en aspectos técnicos, ambientales y sociales y de administración de contratos. El programa contribuyó al fortalecimiento institucional de la agencia ejecutora mediante asistencia y acompañamiento técnico, realizó una transferencia de conocimientos y de buenas prácticas al personal administrativo y técnico que trabajó en la implementación del proyecto. Con fondos del programa se adquirieron equipos y programas informáticos que permitieron mejorar el desempeño del ejecutor en los procesos de seguimiento y monitoreo a los contratos con las empresas proveedoras de bienes y servicios. También se adquirieron equipos y maquinaria para la supervisión y mantenimiento de obras.

Según los informes de Auditorías de la operación ENATREL presentó errores leves en los registros contables del Programa. Se estableció un plan de acción para enmendar oportunamente la aplicación de las transacciones en el sistema nacional, y fue correctamente implementado.

En adición a los trabajos desarrollados en este contrato de préstamo, ENATREL ha llevado a cabo un programa significativo de inversiones en la red transmisión nacional con diferentes fuentes de financiamiento mostrando un buen nivel de ejecución y cumplimiento de los objetivos de los programas, incluyendo el PNSER. El BID también aprobó dos nuevas operaciones relacionadas con el fortalecimiento del sistema nacional de transmisión NI-L1091 y NI-L1094.

ENEL/HIDROGESA¹² actuaron como ejecutores del Componente 2, teniendo como marco el Contrato de Asociación Comercial en Participación mediante el cual las dos entidades establecieron la explotación comercial de los activos de las centrales hidroeléctricas. ENEL demostró su compromiso en la supervisión interna para los trabajos en las dos CHCA y CHSB y en la ejecución de la operación de Manejo Integral de la Cuenca Hídrica de los Lagos Apanás y Asturias (NI-X1005), poniendo en ejecución el mecanismo de pagos por servicios ambientales (MCSA) con la finalidad de realizar medidas que permitan asegurar el suministro de agua en las CH. El ejecutor también llevó a cabo la construcción de la CH Larreynaga con capacidad de 17.5 MW lo cual le permitió fortalecer sus competencias técnicas en diseño y supervisión de centrales hidroeléctricas. ENEL también ha desarrollado los estudios de preinversión de los proyectos hidroeléctricos La Sirena (17.5 MW) y El Barro (32.5 MW) que forman parte de la misma cuenca de las CHCA y CHSB y adquirió la concesión del proyecto hidroeléctrico Tumarín que fue desarrollado por inversionistas Brasileños. ENEL participa activamente en el desarrollo de proyectos geotérmicos. La experiencia desarrollada en la gestión de los proyectos hidroeléctricos le será de beneficio para los nuevos proyectos geotérmicos.

En la primera fase de ejecución del Componente 2 cuando se presentaron problemas con el contratista FTM fue muy importante el apoyo brindado por el Banco y del BCIE para asegurar que temas críticos como el mantenimiento de Garantías se realice. El acompañamiento del Banco fue importante pero también la apertura del ejecutor para rencausar la operación en la segunda fase de ejecución del Componente 2,

¹² La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) de 1998 instituye la segmentación de la Empresa Nicaragüense de Electricidad en Sociedades Anónimas de los diferentes segmentos. Se crean la Empresa Generadora Hidroeléctrica S.A. (HIDROGESA), Generadora Central (GECSA), Generadora de Occidente (GEOSA). Hidrogesa y Gecsa como parte de las empresas de generación que formaban parte del Holding ENEL. Posteriormente mediante reforma de 2011 se reformulan los objetivos de ENEL e HIDROGESA, y GECSA y la empresa de geotermia de Momotombo pasan a ser parte de ENEL, la cual que concentra su negocio en generación.

posterior a la reprogramación de recursos. ENEL mantuvo un nivel de exigencia en el cumplimiento de las fechas y períodos de ejecución del cronograma encaminado a la efectiva ejecución y a las previsiones necesarias en cuanto a una supervisión y mano de obra calificadas.

Con relación a las auditorías financieras del programa en el periodo 2010 – 2015 se reporta que la interrupción temporal del proyecto no fue afectada por falta de competencia de ENEL ni por debilidades de control interno en administración y ejecución del proyecto. Se generó debido a incumplimiento del contratista, aspecto fuera de control del Ejecutor. También se resaltó que ENEL no se encontró desprotegida financieramente al estar vigentes las garantías bancarias emitidas por el contratista y que fueron ejecutadas en un 100%. La cancelación del contrato con el contratista ocasionó realizar un nuevo proceso de licitación. Ya en el nuevo periodo de ejecución y en los resultados del ejercicio de auditoría del programa en el 2019 se reporta “el Programa cumplió en todos los aspectos importantes con las cláusulas de los contratos, leyes y regulaciones aplicables al Programa (Componente II)”, adicionalmente se reporta que no observaron deficiencias de control interno y la operación se realiza de conformidad con normas internacionales

Los detalles de la capacidad financiera de ENATREL y ENEL se reportan en la sección sostenibilidad

La Dirección de Mercado Eléctrico del MEM ejecutó el Componente 3. El equipo desarrolló habilidades técnicas-operativas en la ejecución de las inversiones del componente con fondos del Banco, aplicando los procedimientos tanto del Banco como del MEM. Los equipos técnicos implementaron herramientas de planificación, gestión financiera y de adquisiciones conforme a las políticas del Banco. También se realizó la gestión de riesgos del programa, y seguimiento y monitoreo a la matriz de resultados del programa. El buen cumplimiento de resultados y productos esperados califica como positiva la evaluación de la capacidad institucional. En complemento la Dirección de Mercado Eléctrico integró esfuerzos con el Programa de EE del MEM para optimizar recursos y acciones, lo que hizo más efectiva y eficiente la ejecución del componente. Lo aprendido por la Dirección ha sido incorporado a su quehacer institucional y ha sido compartido con otras áreas del Ministerio. Esto es un aporte del programa del Banco al Ministerio que queda incorporado a su gestión interna propia.

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

El programa se enmarcó en una estrategia de apoyo del BID al sector energía que incluyó además de estas tres operaciones de préstamo de apoyo al desarrollo de la transmisión y rehabilitación de las plantas hidroeléctricas, el préstamo para los Refuerzos de Transmisión para el Proyecto SIEPAC (NI-L1015); Cooperación Técnica (CT) para apoyo al programa (NI-T1053), y una CT (NI-M1011) para fortalecimiento de INE, el organismo regulador, y para el Ministerio de Energía y Minas (MEM).

El Banco jugó un papel determinante en la búsqueda y obtención de los recursos necesarios para implementar el programa con los objetivos y los alcances definidos en el Contrato de Préstamo. El BID brindó apoyo a ENATREL en la preparación *Project Design Document* (PDD) relacionado con el Cambio de Transformadores, el cual inicialmente se determinó tendría un impacto de reducción anual de emisiones de 23,081 tCO₂-equivalente. El BID brindó apoyo a ENEL en el desarrollo del *Project Idea Note* (PIN) para la rehabilitación de la CHSB y de la CHCA con el objeto de presentar estas dos operaciones al Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto; y en la preparación del “Programa de Manejo Integral de la Cuenca Hídrica de los Lagos Apanás y Asturias” (U\$6,05m), a través del *Global Environmental Facility* (GEF), correspondiente a la cuenca donde se encuentran la CHSB y la CHCA.

El Banco también tuvo un importante rol de coordinación con el BCIE y BEI que fueron entidades que cofinanciaron los componentes 1 y 2 del Programa, el Banco llevó un rol importante de coordinación. En el marco de la Operación se llevaron reuniones para dar seguimiento a la ejecución de los Proyectos. La estrecha coordinación con el personal del BCIE fue importante en momentos críticos como el caso de

ejecución de Garantías a FTM. La coordinación con el BCIE fue importante también en el periodo posterior al último desembolso de la Operación NI-L1022 debido a que el BCIE continuó financiando la ejecución de obras en la CHCA, pero el Banco continuó brindando asistencia y supervisión técnica.

Para futuras operaciones cuando se presenten problemas en el cumplimiento de cronogramas de ejecución es importante coordinar con especialistas de la región o con otros organismos de financiamiento sobre el desempeño financiero de contratistas que reporten retrasos con la finalidad de poder alertar al organismo ejecutor sobre complicaciones con Contratistas que tienen problemas financieros como en el caso de FTM.

Adicionalmente, el Banco aprobó una serie de CTs adicionales, orientadas al desarrollo de la generación eólica en sistemas aislados, programas de EE y de biocombustibles en el marco de la Iniciativa SECCI. El Banco ha continuado su apoyo al sector mediante el PNESER para la ampliación de la cobertura, ampliación de uso de ER, reducción de pérdidas y refuerzos de transmisión; un Préstamo Programático de Apoyo a Reformas de Políticas, en serie de tres operaciones; asistencia técnica en temas como el fortalecimiento de capacidades de ENATREL (NI-T1272); Desarrollo de la EE en Nicaragua (ATN/JF-9884-NI); EE en el Teatro Nacional (NI-T1202); Apoyo a investigaciones eólicas en Corn Island (ATN/SU-9576-NI); y Desarrollo de Sistemas de Generación Eólica en Sistemas Aislados (ATN/SF-9634-NI).

Para lograr un efecto importante en el logro de los objetivos del programa, el BID buscó capitalizar su experiencia para canalizar recursos de diversas fuentes, manteniendo la concesionalidad requerida por los acuerdos macroeconómicos del país. El Banco lideró este y los importantes programas en el sector con la participación de otros financiadores, con los cuales se coordinó su aporte de acuerdo con la característica de cada financiamiento y prioridad de atención temática por parte de cada fondo, permitiendo maximizar los beneficios para los distintos proyectos y estableciendo al mismo tiempo mecanismos de coordinación para la ejecución.

El Banco brindó apoyo técnico continuo a los ejecutores durante la ejecución y mostró flexibilidad en la realización de ajustes y reasignación de recursos entre las actividades desarrolladas, en respuesta a variaciones de costos y a prioridades cambiantes, dentro de los objetivos establecidos.

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

V. Sostenibilidad

a. **Análisis de Factores Críticos**

Aspectos técnicos

Generación

El Gobierno de Nicaragua ha realizado un importante esfuerzo para fortalecer la sostenibilidad del sector eléctrico y con el apoyo financiero del Banco implementó la serie programática para Fortalecer el Sector Eléctrico¹³ buscando consolidar el marco sectorial que garantice la sostenibilidad operativa y financiera del sector. Las distintas acciones que se han tomado en el sector han contribuido a la meta. No obstante, al ser un país que presentaba importantes brechas en el desarrollo de infraestructura existen desafíos en el financiamiento de proyectos de infraestructura energética bajo contextos de limitaciones de endeudamiento. El programa de apoyo al sector eléctrico se enmarca en esta área.

¹³ La serie programática consistió de 3 préstamos 3068/BL-NI, [3493/BL-NI](#), [4313/BL-NI](#) ejecutadas en el periodo 2013-2017. Para mayor detalle de la Operación favor revisar el [PCR](#) de la Operación.

En materia de generación Nicaragua en la última década incrementó la capacidad instalada de 969 MW en el 2009 a 1,600 MW en 2019. El crecimiento, para atender la creciente demanda de energía 3% anual, se produjo principalmente por el incremento de participación de fuentes de generación renovables destacando la eólica, hidroeléctrica y geotérmica¹⁴, seguidos de la biomasa y energía solar. Los esfuerzos en participación de energía renovable variable ubican a Nicaragua dentro de los diez países¹⁵ del mundo con más alta participación de energía renovable variable en su matriz de generación. Al igual que varios países del mundo la mayor participación de ER se alcanzó promoviendo un esquema de incentivos a la generación renovable producida por el sector privado que afecta la sostenibilidad financiera del sector¹⁶.

La rehabilitación de las plantas CF permitirá seguir aportando a la participación de energía renovable en dos vías, brindando aporte de generación hidroeléctrica estatal y brindando los servicios auxiliares para contar con una participación de energía renovable variable (solar fotovoltaica y eólica). ENEL cuenta con el recurso humano especializado y capacitado para asegurar la operación y mantenimiento de las dos CH, inclusive tal como se reportó en la sección de desempeño del Ejecutor en el mismo periodo de ejecución de esta operación el personal de ENEL supervisión de la construcción y puesta en marcha de la Central Hidroeléctrica Larreynaga (capacidad 17.5 MW), que se encuentra aguas debajo de la CH CA. El Equipo de planificación de ENEL ha elaborado estudios de ingeniería básica para el desarrollo de CH de la misma cuenca de las centrales CA y CF para el desarrollo de las centrales La Sirena (17.5 MW) y el Barro (32.5 MW), actualmente en búsqueda de financiamiento.

El principal desafío en la operación de las CH CF y CA están en asegurar el abastecimiento del recurso hídrico y se debe dar una principal atención a la Central CF por la competencia del recurso hidroeléctrico con agricultores de arroz. Por lo anterior es muy relevante continuar con el programa de conservación de cuencas de los Lagos Apanás y Asturias.

Transmisión

El subsector de transmisión presentaba rezagos de inversión en el SNT y consecuentemente en la posibilidad de adquirir energía del Mercado Eléctrico Regional empleando el SIEPAC, posicionaba a Nicaragua en el país de región con mayores necesidades de inversión para reforzar el SNT para potenciar el uso del SIEPAC. El gobierno nacional mediante la normativa de transporte 004-2000 mediante el cual el regulador reconoce un costo medio de transmisión (peaje) de US\$ 9.32/MWh la cual permite reconocer las anualidades de las inversiones realizada en el SNT a cargo de ENATREL y aprobadas por el ente regulador. Este valor incluye los costos de operación y mantenimiento, este valor se actualiza anualmente y se recauda en la tarifa. En base a lo anterior ENATREL invirtió en los últimos 10 años US\$ 277 millones. Producto de las inversiones públicas en el SNT ha incorporado 137 km en 230 kV; 514 km en 138 kV producto de migración de nivel de tensión en 69 kV, de parte del sector privado se adicionaron 373 km en su mayoría en 230 kV. Se adicionaron 1,772 MVA en el SNT. Lo anterior ha permitido que Nicaragua refuerce su SNT y se convierta en el segundo país de la región que más energía importa en la región para obtener energía a mejores precios a los que se ofertan localmente. ENATREL tiene un plan de inversión para los próximos cinco años financiado con recursos del BID, BCIE, Gobierno de la India y con recursos propios con lo cual se confirma la continuidad en el desarrollo de las obras.

El Banco ha brindado un importante aporte en el financiamiento de obras para el refuerzo de la red de transmisión eléctrica de Nicaragua que permiten su adaptación a la integración con el SNT y con el Mercado Eléctrico Regional del Proyecto SIEPAC. Con el Programa de Refuerzos Nacionales de Transmisión para Integración con el Proyecto SIEPAC (NI-L1091) aprobado en 2015, se han realizado inversiones para subsanar las limitantes del SNT en la provisión de un servicio eléctrico con calidad que atiende el

¹⁴ De acuerdo al levantamiento de recursos del programa PNESER se evaluaron con estudios de prefactibilidad 480 MW de potencial eólico, 595 MW hidroeléctricos y 95 geotérmicos.

¹⁵ Renewables 2020 Global Status Report, [REN21- Renewables now](#).

¹⁶ El GNI está tomando acciones para mitigar el impacto de los incentivos económicos a la generación con ER y continua en su esfuerzo de incrementar la generación con ER. Ilustraciones de esto son el proyecto geotérmico Cosiguina y futuras licitaciones para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica;

crecimiento de demanda y la conexión de nueva generación y que permita la adaptación del sistema de transmisión nacional para que el SIEPAC alcance su nivel de transferencia de 300MW. En 2016 se aprobó el Programa de Exploración Geotérmica y Mejoras en Transmisión en el Marco del Plan de Inversiones de Nicaragua (NI-L1094) y sus CT de apoyo (NI-T1232 y NI-T1272) para complementar los refuerzos de transmisión por requerimientos locales y regionales y promueve la exploración del potencial geotérmico como fuente de ER.

Distribución y comercialización

En el subsector de distribución y comercialización Nicaragua ha realizado un importante esfuerzo en incrementar la cobertura eléctrica en el periodo 2009 -2019 la cobertura incrementó de 65.6% al 97.7%. Esta ha sido una iniciativa liderada por el Gobierno que la ha financiada junto con ENATREL. En el mismo periodo se adicionaron 550 mil usuarios. Para poder realizar todo este trabajo adicional a las obras de transmisión expuestas en la sección transmisión se incorporaron en la red de distribución 8,140 km.

Bajo el componente 3 se ejecutó el proyecto piloto de normalización de asentamientos mediante el cual se normalizaron 4,618 asentamiento. Sobre la base de los resultados del proyecto piloto se escalaron los resultados en el Programa PNESER logrando normalizar 80,042 hogares (27,447 nuevos clientes y 52,595 de clientes en asentamientos existentes). El componente indicado sigue en ejecución con PNESER con el financiamiento del BCIE con lo cual continua su ejecución.

El esfuerzo coordinado del MEM en la aplicación del modelo de gestión integral (social, comunitario y comercial) fue un elemento crítico para el éxito de la normalización del servicio eléctrico, ya que este modelo a diferencia de la gestión desarrollada por las empresas distribuidoras incorpora una gestión social orientada al uso responsable y eficiente para lograr la sostenibilidad del servicio eléctrico. La participación de las Alcaldías Municipales da mayor fortaleza a la sostenibilidad institucional y financiera.

La normalización del servicio eléctrico en los asentamientos no solo es importante para la reducción de las pérdidas de energía eléctrica, sino que constituye un factor de estabilidad para todo el sector de la industria eléctrica, recupera la confiabilidad y atrae inversiones en nuevas fuentes de generación aportando al cambio de la matriz energética.

Con apoyo del Banco, el MEM ha incorporado dentro de sus planes de desarrollo, a través del PNESER, la ejecución de proyectos de normalización del servicio eléctrico a nivel nacional en todos los barrios y asentamientos. Se han incorporado herramientas de gestión como los planes de ejecución, matriz de resultados, matriz de riesgos y planes de seguimiento y control. Esto ha sido complementado con la intervención y participación del programa de EE del MEM, que ha permitido desde el punto de vista institucional, mayor fuerza integradora de las acciones de capacitación, dando prioridad al uso responsable del servicio y a la cultura de pago, base de la sostenibilidad de la normalización del servicio eléctrico.

Pérdidas de energía

De acuerdo al reporte de estadísticas eléctricas de Centroamérica las pérdidas totales de electricidad en el 2018 en los países que forman parte del MER fueron 16.8%, mientras que en Nicaragua en el mismo año fueron 21.2%. El Gobierno ha tomado acciones para reducir las pérdidas, empleando un enfoque integral incluyendo la realización de inversiones en transmisión (migrando sistemas a niveles de tensión más elevados y reconfiguración de la red de transmisión para reducir pérdidas en transporte) y distribución para reducir pérdidas técnicas (balanceando el posible crecimiento de pérdidas técnicas producto de la expansión de la cobertura) y programas de reducción de pérdidas comerciales mediante la implementación del programa de normalización. Esto ha permitido reducir las pérdidas de 26.4% en el 2009 a 20.6% en 2019. El BCIE está financiando un programa de reducción de pérdidas que contribuirá a reducir las pérdidas técnicas en xx%.

La entrada en vigencia de la Ley 661 para la Distribución y el Uso Responsable del Servicio Público de Energía Eléctrica y su reforma (Antifraude) permite a las empresas distribuidoras detectar, regularizar y facturar la energía sustraída. Las relaciones del GNI con las distribuidoras eléctricas han mejorado,

lográndose importantes acuerdos, los cuales ya han sido ratificados por la Asamblea Nacional, para atender las deudas vencidas, que mejorarán las condiciones financieras del sector eléctrico en general.

La creciente confianza del mercado en la institucionalidad del sector está impactando de manera positiva a través de la atracción de inversiones privadas en generación de energía eléctrica como resultado de implementación de las reformas a la Ley de Electricidad.

Aspectos financieros¹⁷

Sobre ENEL. Los ingresos de ENEL provienen de la comercialización de energía producida en su parque de generación¹⁸, y por comercialización de energía en los sistemas aislados mediante la Dirección Operativa de Sistemas Aislados – DOSA¹⁹. Los precios de generación son fijados conforme a la legislación nacional. Los mayores ingresos de venta de energía provienen de las centrales de generación hidroeléctrica. La modernización de las centrales ha representado una caída en los ingresos. Esta situación se revertirá desde la entrada en operación comercial de las CH CF y CA en el sistema nacional. Adicionalmente ENEL es responsable de atender los sistemas aislados. ENEL ha sido responsable de operar y financiar el déficit ocasionado por la operación de la DOSA, que opera los sistemas aislados en la costa caribe y se caracterizan por tener elevados costos de generación de centrales térmicas de generación con combustible fósiles, y también poseen pérdidas en los sistemas de distribución debido al rápido crecimiento de la demanda en los lugares.

La situación financiera de ENEL se ha visto comprometida por verse obligados a llevar cargas financieras y administrativas vinculadas con la electrificación rural, incluyendo la entrega de subsidios tanto en red como en sistemas aislados a través de reducciones en precio de la hidroelectricidad (principal fuente de ingreso) para atender el mercado de los menos favorecidos.

Lo anterior explica porque de acuerdo al Informe de Auditoría de 2019 de ENEL es una empresa altamente endeudada, con altas pérdidas, plantas de generación, principalmente térmicas con costos elevados e ingresos bajos y flujo de caja negativo. Entre los principales factores determinantes de esta situación se pueden destacar: (i) incremento de déficit operativo afecta negativamente el patrimonio y la estructura de capital; (ii) nivel de endeudamiento en aumento, con deuda creciente con el gobierno y con instituciones del estado; (iii) incremento en los costos de generación por fluctuaciones en los precios de los derivados de petróleo; (iv) como parte del análisis del Estado por Resultados se puede visualizar que las plantas de generación térmica y la Dirección de Operación de los Sistemas Aislados (DOSA) responsable de electrificación en lugares aislados, generan pérdidas financieras; (v) gastos administrativos crecientes y demasiado altos con respecto a los ingresos. El Informe de Auditoría presenta Opinión Calificada y las recomendaciones sobre mejoras en control interno.

El Gobierno Nacional está desarrollando acciones con la finalidad de reducir el impacto financiero en ENEL mediante la Interconexión de los lugares aislados con el SNT. Una ilustración es la interconexión del lugar de mayor concentración de demanda del Litoral Atlántico con el último punto de la red de transmisión actualmente existente en Siuna, para lo cual está construyendo con recursos de ENATEL la línea de transmisión de Siuna a Puerto Cabezas. Esta conexión evitará mantener generación térmica costosa y por generación del SNT. En complemento, con el soporte del financiamiento de OFID el Gobierno financiará

¹⁷ Información generada sobre la base de las auditorías a los estados financieros de las instituciones, y no discutido con el ejecutor.

¹⁸ ENEL posee un parque de generación compuesto de centrales térmicas (48 MW) y renovables (hidroelectricidad 117 MW y geotermia 77 MW). Las centrales térmicas son antiguas e ineficientes pero necesarias para garantizar reserva en el Sistema nacional. Es importante recordar que el 2019 producto de la modernización de las CH la producción hidroeléctrica que generaba ingresos para la empresa fue baja.

¹⁹ En los sistemas aislados ENEL es responsable de la distribución y comercialización de energía. La generación de energía se realiza mediante generadores privados que generan con motores térmicos que usan combustibles fósiles.

obras de transmisión y de microrredes en el Litoral Atlántico que buscan reducir las pérdidas eléctricas y replicar la experiencia de Corn Island²⁰. Con esta planificación se busca mejorar la calidad de servicio en el Litoral Atlántico, reducir los costos de producción de energía y reducir la carga fiscal que ENEL asume por mantener la DOSA.

Sobre ENATREL. ENATREL es una entidad financieramente sólida con ingresos garantizados por su operación y mantenimiento de infraestructura y reconocimiento de inversiones por aplicación de legislación aprobada por el regulador, que es revisada anualmente. ENATREL es una empresa que además de recibir ingresos por transmisión de energía ha diversificado sus ingresos con servicios de telecomunicación potenciando sus capacidades de redes de transmisión con fibra óptica para transmisión de datos y brinda servicios de transmisión al mercado en general. ENATREL ha apoyado al Gobierno a su programa de expansión de la cobertura eléctrica, que ha sido cofinanciado por el Gobierno²¹. De acuerdo con el Informe de Auditoría de 2019, ENATREL es una empresa endeudada con créditos que son altamente concesionales lo cual no amenaza el flujo de caja y presenta utilidades positivas en 2019 y flujo de caja suficiente para cubrir toda su operación. Su nivel de endeudamiento está directamente relacionado con las inversiones realizadas, con deudas crecientes en los últimos 3 años, principalmente por la ejecución del proyecto PNESER. Sin embargo, este crecimiento no se ha reflejado en un alto costo financiero. La empresa tiene un gasto financiero de alrededor 1% de sus pasivos financieros, nivel bastante bajo que refleja la importancia de los créditos con la banca multilateral y el gobierno. Se reportan deudas de la DOSA y Disnorte/Dissur.

Aspectos ambientales

El programa fue clasificado de acuerdo con la política ambiental y de salvaguardias del BID con Categoría B, requiriendo una Evaluación Ambiental y Social (EAS) realizada a la aprobación del primer financiamiento. No se requirieron modificaciones para los financiamientos subsiguientes, para las condiciones de línea de base que se tomaron en cuenta para la evaluación original de los riesgos ambientales y sociales. El Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) con la correspondiente EAS se encuentran en los archivos técnicos del programa. La estrategia del programa incluyó un Análisis Ambiental y Social (AAS) de las obras de transmisión y transformación, así como un análisis de los impactos directos, indirectos y acumulativos y los estudios ambientales y sociales complementarios requeridos por la autoridad ambiental nicaragüense para las obras de rehabilitación de la CHSB y CHCA. De acuerdo con los resultados de la EAS del programa, no se previó que las obras a financiar generaran impactos ambientales y sociales negativos significativos. Los impactos esperados serían manejados a través de un PMAS específico.

No hubo modificaciones a las condiciones de línea de base que se tomaron en cuenta para la evaluación de los riesgos ambientales y sociales realizada para el programa en sus tres financiamientos. Los mecanismos establecidos para la gestión ambiental y social de programa se mantuvieron sin variaciones. El cumplimiento de las medidas del Plan de Manejo Ambiental y Social (PMAS) se incorporó en los pliegos de licitación de los contratistas y las firmas supervisoras, con las respectivas penalidades en caso de incumplimiento. Su seguimiento fue responsabilidad de las Unidades Ambientales de ENATREL y ENEL/HIDROGESA.

Se realizaron visitas de supervisión ambiental por lo menos una vez al año, con participación del Banco (VPS/ESG, INE/ENE) y de los ejecutores.

Un tema importante en las recomendaciones fue establecer buenas prácticas en el manejo de la servidumbre particularmente para evitar afectación y fragmentación de habitats naturales y áreas

²⁰ Proyecto desarrollado en el marco del Programa PNESER, financiado por el BID y para reducir el consumo de combustible en la generación eléctrica mediante la integración de energía solar fotovoltaica.

²¹ Los aportes del Gobierno al programa de acceso de energía son determinados mediante convenios, pero considerando la capacidad financiera de ENATREL, los avances del programa de acceso de energía los aportes del Ministerio de Hacienda a ENATREL se han reducido en los últimos años.

protegidas. El estado de cumplimiento de las medidas para las salvaguardas de los proyectos del programa fue: 5 Satisfactorias, 3 Parcialmente satisfactorio y 1 pasivo ambiental.

Se fortaleció la Unidad Ambiental de ENATREL, se desarrolló el Plan de Gestión Ambiental de la empresa ENATREL en su conjunto y se realizó capacitación de los funcionarios de ENATREL en gestión ambiental y social. Las normas técnicas ambientales y sociales de esa unidad fueron compartidas con autoridades ambientales de otros países en el marco del SIEPAC para enriquecer el contenido. MARENA por su lado, brindó cooperación directa a ENEL y a ENATREL durante los procesos de aprobación de los PGAS.

Servidumbre: En aplicación del PGAS (Plan de Gestión Ambiental y Social) desde el inicio de proyecto, para la liberación de la servidumbre en la LT (Línea de Transmisión) se debe hacer una exposición a los afectados y mantener un plan de comunicación, así como, fortalecer el mecanismo de atención de quejas y reclamos por parte de ENATREL. Esto para aumentar el apoyo de las comunidades y minimizar la resistencia u oposición para los nuevos proyectos. En caso necesario, durante el diseño del proyecto se debe considerar modificar la ruta de la servidumbre para minimizar los impactos sobre habitats naturales y durante la ejecución aplicar buenas prácticas en el manejo de la brecha forestal.

Buena práctica: Se reconoce el trabajo de ENATREL ya que con apoyo del Banco (ESG) ha establecido una buena práctica estableciendo dispositivos salva pájaros en los sitios de cruce de la LT con la ruta de aves migratorias y así evitar la colisión de la avifauna. Sin embargo, esta práctica debe ser monitoreada de manera periódica, contratando un consultor local experto en avifauna, para determinar la efectividad de los dispositivos, a fin de hacer correcciones en la ubicación de los mismos o en la densidad de esas unidades en la LT.

b. Riesgos Potenciales

Los principales riesgos identificados de no mantener los resultados obtenidos son los siguientes:

- La sostenibilidad de las inversiones del programa se garantiza mediante la capacidad técnica y de gestión existente en ENATREL y ENEL. Para ello estas entidades deben contar con los recursos técnicos y financieros para el mantenimiento de las obras a mediano y largo plazo.
- La sostenibilidad financiera de ENEL y ENATREL. Problemas financieros que estas entidades pueden enfrentar se originan principalmente por la absorción de los compromisos financieros para atender los sistemas aislados. En este sentido los esfuerzos de inversión en por ejemplo, cambio de tecnología para la generación mediante micro redes (ej.: Corn Island y San Juan de Nicaragua) y participación del sector privado en la operación y mantenimiento de los sistemas aislados, contribuirán a la reducción de costos y asignación de subsidios entregados por ENEL. En complemento ENATREL está financiando la construcción de una línea de transmisión para conectar al sistema nacional interconectado con Bilwi principal centro de demanda de la Costa Caribe, con lo cual se eliminará la generación térmica costosa que actualmente se da en Bilwi. El manejo de contabilidades independientes y reconocimiento de los costos provocados por la entrega de subsidios a los sistemas aislados contribuiría a clarificar la información para mejorar la situación financiera de las empresas. Los recursos financieros de ENEL y ENATREL dependen del servicio brindado. En el caso de ENAL al estar ya en operación comercial las CH se espera que los ingresos por venta de energía aumenten; mientras que en el caso de ENATREL sus ingresos dependen de la energía transportada en el SNT, estos ingresos permiten operar y mantener la red y realizar inversiones para reforzar el SNT.
- Deterioro de las redes de distribución eléctrica y de instalaciones eléctricas internas. Este escenario podría significar un retroceso en la normalización del servicio eléctrico. Las instalaciones eléctricas internas domiciliarias son responsabilidad de los usuarios y clientes del servicio y la responsabilidad por instalaciones de redes de distribución eléctrica corresponde a la empresa distribuidora. Los estudios de capacidad económica, diagnósticos y encuestas aplicadas por el MEM bajo el Componente 3 mostraron que la capacidad de pago de los usuarios y clientes es aceptable. Sin embargo, al replicar el modelo habrá que incorporarle campañas educativas alrededor del mantenimiento de las instalaciones eléctricas internas por parte de las empresas distribuidoras, lo que significa la atención

inmediata y oportuna del usuario al momento de dañarse parcialmente cualquier conexión al interior de la vivienda.

- Falta continuidad en la aplicación del modelo de gestión integral por parte de las empresas distribuidoras del servicio eléctrico, aplicado de forma conjunta entre las Empresas Distribuidoras de Energía y la población a través de sus dirigentes y representantes – organizaciones de defensa de los consumidores. Sin la continuidad del modelo se pondría en riesgo la sostenibilidad del servicio eléctrico. El MEM tiene diseñado y concertado el modelo de Gestión Integral y con financiamiento propio, del sector privado y la participación social organizada de los asentamientos y barrios, se puede garantizar la continuidad de los esfuerzos, aún en situaciones coyunturales como el caso del COVID-19 que podrían afectar las condiciones económicas de los usuarios. Para mantener los indicadores comerciales aceptables y los niveles de pérdidas controlados, las empresas privadas de distribución deben dar continuidad sistemática a la gestión comercial dentro de los asentamientos.
- Proliferación de conexiones ilegales paralelas al desarrollo de la normalización del servicio eléctrico. Las empresas distribuidoras y la organización comunitaria deben jugar un papel fundamental en el control de la seguridad del servicio para beneficio de la comunidad, puesto que en la medida en que las pérdidas de energía se incrementen, la prestación del servicio y las tarifas aplicadas no se podría garantizar a los clientes normalizados.

c. Capacidad Institucional

ENATREL. Aunque el aumento tarifario aprobado fue menor y los gastos operativos superiores a lo proyectado, los resultados preliminares muestran que se cumplieron los indicadores financieros acordados en el Contrato de Préstamo, con una contribución de la generación interna de fondos del 60% de las inversiones (frente a un 25% comprometido), un margen operativo del 35.1% (frente a un compromiso del 35%) y un factor de cobertura del servicio de deuda superior al 1.5

El programa apoyó el Plan de Acción para realizar los ajustes institucionales con respecto a la reorganización de ENEL y las empresas resultantes de su segmentación. En diciembre de 2010, se aprobó en la Asamblea Nacional la “Ley de Reforma al Decreto Ejecutivo 46-94, Creación de la Empresa Nicaragüense de Electricidad-ENEL”, como resultado de los esfuerzos que se venían realizando para la reestructuración administrativo-financiera, bajo el marco jurídico y todos aquellos aspectos estratégicos claves para alcanzar su crecimiento sostenible como empresa estatal. Se avanzó en el inventario y revisión de los activos y bienes de las distintas unidades y en la definición de procedimientos uniformes de auditoría y de recursos humanos. Se mantuvo el personal promoviendo un ambiente de estabilidad laboral.

La sostenibilidad de las inversiones del proyecto se garantiza mediante el mantenimiento de la capacidad técnica y de gestión existente en ENATREL y ENEL y con los recursos técnicos y financieros adecuados para el mantenimiento a mediano y largo plazo de la obra.

La experiencia y lecciones aprendidas por el BID en el trabajo con el sector eléctrico y su diálogo continuo con el GNI permitieron identificar que para avanzar hacia un sector eléctrico sostenible era necesario profundizar las reformas en las áreas de gestión financiera del sector, transparencia de la información, sostenibilidad de la matriz energética e integración regional. La serie de préstamos de Apoyo a Reformas de Política Programático (PBP) compuesta por tres operaciones (NI-L1074, NI-L1089 & NI-L1144) fue diseñada e implementada incorporando la adopción e implementación escalonada de políticas sectoriales de corto, mediano y largo-plazo necesarias para alcanzar la sostenibilidad financiera y operativa del sector eléctrico. Si las reformas institucionales, regulatorias y de planificación realizadas se mantienen, el sector cuenta con un marco sectorial apropiado sobre el cual ejecutar las mejoras técnicas adicionales que la demanda requiere.

El equipo del MEM se fortaleció con la ejecución del Componente 3, desarrollando habilidades técnicas-operativas en la ejecución de las inversiones del componente con recursos BID, lo que implicó la aplicación de los procedimientos y reglas tanto del Banco como del MEM. Esto contribuyó a que sus cuadros técnicos implementasen diversas herramientas de planificación, de gestión administrativa financiera, de

procedimientos y regulaciones de adquisiciones conforme a las políticas del Banco y seguimiento y monitoreo de la matriz de resultados del programa. De igual manera desarrollaron habilidades para el manejo de riesgos en proyectos de esta naturaleza. Lo aprendido ha sido incorporado al quehacer institucional y compartido con otras áreas del MEM. Este reforzamiento institucional combinado con una ejecución exitosa dio resultados más allá de las metas establecidas en los indicadores establecidos, permitiendo incluir el efecto positivo en la capacidad institucional.

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 sistema de recolección de información se estructuró a diferentes niveles según el tipo de información, sea del nivel de indicador de desempeño o bien de los productos esperados en el Marco de Resultados del programa. Asimismo, se generó información para los procesos de adquisiciones en la ejecución del plan de trabajo de las actividades e inversiones planificadas y, finalmente, las informaciones relativas a la ejecución financiera del programa. Se utilizaron las herramientas sugeridas por el Banco desde su sistema de seguimiento a los proyectos, tales como PMR (Informes de seguimiento semestral), Informes de Fondos Rotatorios, Auditorías financieras operativas y de cumplimiento, conforme a las normas del contrato de préstamo (Cláusula 4.06: reuniones anuales y Artículo 7.03 de las normas generales).

Para el Componente 3, los reportes de las empresas privadas respecto a la facturación y recuperación de caja por la prestación del servicio de energía fue la principal fuente de información para dar seguimiento al indicador de desempeño: Índice de Recuperación de Caja. Los informes y reportes generados a través de la implementación del software MS Project, fue una de las fuentes de información que alimentaba la Dirección de Mercado Eléctrico a través del seguimiento a la ejecución de las actividades planificadas para cada uno de los productos del Componente. La preparación de informes de seguimiento semestral, solicitud de no objeción a los procesos de adquisiciones, la actualización de la matriz de riesgos y reportes sobre los riesgos, daban cuenta de la ejecución de las actividades planificadas. Durante las reuniones bajo misiones de administración y de seguimiento por parte del Banco se informaba respecto a los avances y se acordaban mecanismos que agilizaran la ejecución para el logro de las metas planteadas. Los informes de auditoría financiera y de cumplimiento anual que se implementaron evidencian el seguimiento sistemático a la ejecución del Componente 3 (Informe de Auditoría y Cumplimiento del Componente 3 - MEM-AM-IC/05/04/12).

b. Seguimiento Futuro y Evaluación Ex-Post

No se contempló la realización de una Evaluación Económica ex post, ni una Evaluación de Impacto.

VII. Lecciones Aprendidas

El programa logró los objetivos establecidos en los OD. Su ejecución tomó un tiempo mucho más extenso del planificado debido a las dificultades encontradas, las cuales han sido documentadas en este PCR. Las demoras tuvieron algunas implicaciones en los costos, siendo necesario realizar ajustes al presupuesto durante la ejecución. Estos ajustes fueron posibles debido a la estructuración del financiamiento en tres etapas, la participación de los cofinanciadore y de la contrapartida nacional. El principal obstáculo enfrentado en la ejecución se relaciona con los problemas con el primer contrato de ejecución de la rehabilitación de las centrales hidroeléctricas con el contratista Franco Tosi Meccanica S.p.A (FTM) que implicaron una demora de al menos cuatro años en el programa. Finalmente cuando la ejecución del programa de modernización de las centrales en su segunda fase se desarrollaba con normalidad, se provocaron los eventos socio políticos de 2018; y finalmente en 2020 para la finalización de los trabajos

(a pesar de que el contrato de financiamiento del BID había ya cerrado) se presentaron los efectos disruptivos del COVID-19. En esta sección se resumen lecciones extraídas de esta experiencia, las cuales ya se están teniendo en consideración en operaciones adicionales del Banco en el sector.

Factores técnicos y sectoriales

- El programa NI-L1022 registró 66 meses de extensión, impactando negativamente en los indicadores de desempeño de la cartera que el Banco utiliza en los ejercicios de asignación bianual de recursos concesionales. Por tanto, para países como Nicaragua que se benefician de este tipo de recursos, la pronta detección de riesgos y ejecución de planes de mitigación de los mismos a fin de mantener una cartera con nivel de desempeño satisfactorio no sólo es importante para cumplir con la planificación de los programas, sino también para contribuir a que el país acceda a una mayor proporción de recursos de financiación concesional.
- La administración de contratos cuyo monto sea significativo²² es muy indispensable el seguimiento que realiza el Ejecutor, y también debe ser acompañado continuamente por el Banco, debido a que retrasos en su ejecución afectan directamente al desempeño de la operación, y tal como se reporta arriba, repercute en la asignación de recursos concesionales del país. Adicional a la supervisión técnica independiente para reportar de manera neutral retrasos o incumplimientos de contratistas, se debe contar con un equipo multidisciplinario que acompañe la gestión del proyecto que incorpore profesionales de las áreas técnicas, financiera, adquisiciones y legales. Adicional a la ejecución física y financiera del proyecto, responsabilidades cotidianas del ejecutor, de manera paralela se debe realizar el control y seguimiento para asegurar la vigencia de las garantías de buen uso de anticipo y fiel cumplimiento de contrato y dar seguimiento al estado de la situación financiera del contratista en caso de que presente retrasos en el cumplimiento de compromisos. El apoyo del BID y de organismos financieros cofinanciadores, brindando asistencia técnica especializada, para la toma de difíciles decisiones, como lo fue en este caso la ejecución de garantías financieras al contratista FTM, constituye un aporte clave para una buena administración de contratos. De igual forma es importante el reencausar la ejecución de actividades cuando hay retrasos significativos como los presentados en el proyecto de rehabilitación de CH.
- El Banco durante la ejecución de las 3 operaciones mantuvo una estrecha coordinación con los organismos de cooperación financiera incluyendo los de cofinanciamiento, pero también con entidades como JICA (¶ 2 sección IV.a) y el Fondo del Ambiente Mundial – GEF (¶ comp. 2 II.d) que financiaron actividades que contribuyeron a la ejecución de las operaciones y fueron claves para la generación de credibilidad en el Banco para nuevos programas de inversión como el Programa PNESER.
- El proyecto de rehabilitación de las CHCA y CF fue co-financiada con el BCIE, pero el financiamiento del BID finalizó antes que el financiamiento del BCIE. Para la emisión de la no objeción a los informes de ejecución de obras remitidas por el BCIE fue importante el nivel de coordinación entre los dos organismos durante el periodo que finalizó el financiamiento del BID pero continuó desembolsando el BCIE. El BID continuó emitiendo su opinión técnica pero no continuó otorgando no objeción a financiamientos que solo dependían del BCIE. La coordinación de reuniones de seguimiento con el ejecutor y contratista y visitas técnicas a los proyectos fueron realizadas.
- En la estimación del presupuesto es importante tomar previsiones de incremento de precios por la inestabilidad del precio del petróleo y de los insumos utilizados en la fabricación de los equipos (hierro, cobre, acero, etc.), que afecta considerablemente en proyectos de generación y transmisión. De esta manera se evitará la anulación de los proyectos que se vean afectados por el incremento de los precios.
- Programar los desembolsos más realistas para evitar generar imprevistos no visualizados en los procesos de licitación, en las firmas de contratos, en la presentación de documentos por parte de los

²² Se entiende en contratos cuyo monto supere el 80% del valor del contrato de préstamo.

contratistas y en los desembolsos mismos. Son ejemplos de los resultados de tales programaciones optimistas, las facturas mal elaboradas, la falta de documentos soporte, etc.

- La rehabilitación de centrales hidroeléctricas es un proceso complejo desde el punto de vista técnico ya que muchos de los problemas van surgiendo y se van solucionando a medida que se avanza con la ejecución, lo cual implica retrasos en la programación de ejecución. Las dificultades son aún más frecuentes cuando se opta por un enfoque de sustitución de ciertos elementos de los equipos de generación, en lugar del enfoque de sustitución completa de los equipos, el cual requiere de una mayor inversión. Es importante contar con asignación de recursos de la contraparte para atender contingencias, prever desfases en la ejecución, y contar con el respaldo de firmas consultoras altamente especializadas y con experiencia que asesoren en el diseño y acompañen estrictamente en la supervisión de las obras. El ejecutor demostró compromiso en el financiamiento de gastos adicionales que se fueron presentando conforme el avance de la obra.
- En el caso de centrales hidroeléctricas en cascada como las CHCA y CF, es importante considerar en la planificación, el tiempo implicado en realizar los trabajos en el bypass a fin de asegurar el suministro de agua a la(s) central(es) que se encuentra aguas abajo. Como se detalla en la sección implementación del proyecto existieron problemas en la ejecución del Bypass. En el proyecto, los retrasos en la ejecución del Bypass no comprometieron las pruebas en la CHCF, pero este tipo de obras debe programarse para evitar que entre en operación cuando las obras en la central aguas abajo hayan finalizado, caso contrario no podrán contar con agua para sus pruebas.
- Es muy importante desarrollar programas de conservación de manejo de cuencas que permitan asegurar el suministro de agua en las centrales como una medida de adaptación al cambio climático y de control de la expansión de la frontera agrícola. El mecanismo de pagos por servicios ambientales diseñado de manera paralela en el marco de la Operación NI-X1005 es de ayuda para el programa, pero también es importante analizar factores asociados con el uso compartido de agua para cultivos de arroz que requieren uso intensivo del recurso y que continúa siendo un desafío para asegurar el suministro de agua en la CHCF.
- Para evitar problemas de retrasos en la ejecución de obras de transmisión, una vez realizado el trazado de la línea, y previo a la adjudicación del contrato de construcción de líneas de transmisión el ejecutor debe gestionar la aprobación de al menos el 80% de servidumbres de líneas de transmisión previo a la adjudicación de obras debido a que la obtención de servidumbres toma su tiempo por negociación con los propietarios y atención de las políticas de salvaguardas ambientales y sociales del Banco. Por experiencia no es posible tener el 100% de servidumbres saneadas por eventuales cambios en el trazado definitivo de las líneas de transmisión.
- Para asegurar que se atiendan los casos de servidumbres se recomienda asignar un tiempo máximo al contratista de seis meses desde que se realiza el levantamiento topográfico inicial y el trazado definitivo de la línea.
- El éxito del proyecto piloto de normalización sugiere la adecuación a escala de las redes del sistema de distribución de energía eléctrica y la implementación de medidas de legalización y adecuación técnica del consumo de energía eléctrica en los asentamientos espontáneos. Muchos de estos asentamientos actualmente albergan a una proporción de la población que no cuenta con acceso a energía eléctrica o usuarios ilegales que estén consumiendo energía eléctrica o usuarios que son clientes existentes pero con un servicio de baja calidad.
- La estrategia en la gestión comercial por parte de las empresas distribuidoras de desconcentración de los mecanismos de cobro y acción comercial, acercándose a los barrios y asentamientos, permitió mayor efectividad en la recuperación de caja.
- Un aspecto crítico desarrollado fue el trabajo social que promovió la participación de los pobladores a través de sus líderes y organizaciones locales en la implementación de un modelo de gestión integral

para capacitación de los beneficiarios en usos productivos y uso eficiente de la electricidad, así como en el cumplimiento de compromisos incluido el pago de los beneficiarios. Este esquema implementado en lugares de limitados ingresos fue clave para incrementar los niveles de recaudación.

- La normalización del servicio eléctrico en los asentamientos constituye un factor de estabilidad para todo el sector de la industria eléctrica, recupera la confiabilidad y atrae inversiones en nuevas fuentes de generación aportando al cambio de la matriz energética.

Organizativos y gerenciales

- La Unidad Ejecutora fue reforzada al enfrentar la crisis de ejecución del Componente 2 en 2014. Este fortalecimiento de capacidades permitió que el Componente 2 se completara a satisfacción, después de un significativo atraso.
- La elaboración e implementación continúa de instrumentos de monitoreo y seguimiento del proyecto acorde a las necesidades y contexto en que se desarrolla, convirtiéndolas en herramientas dinámicas, es un instrumento muy efectivo para el control del proyecto.
- Las comunicaciones continuas entre el Banco y el Ejecutor para analizar los problemas surgidos agilizan la ejecución y ayudan a prevenir problemas futuros. El suministro de información debe fluir durante el desarrollo de todas las etapas del proyecto, a fin de anticipar situaciones que puedan retrasar su ejecución.
- Generar a tiempo los instrumentos de control y seguimiento, así como de auditoría técnica en las diferentes etapas que componen el proyecto para poder inspeccionar el avance de las actividades y controlar adecuadamente el contrato en tiempo y forma.
- El fortalecimiento institucional del sector público apoyado con el programa estuvo focalizado al reforzamiento del conocimiento técnico para sostener y mejorar las condiciones del servicio eléctrico en el país. Este fortalecimiento debe ir acompañado con actividades de capacitación gerencial y de gestión a las autoridades sectoriales tales como el MEM, que le permitan la toma de decisiones informada para acompañar las inversiones.
- Ante dificultades de materializar el financiamiento privado de las distribuidoras acordado para instalar las redes externas en el Componente 3, se contó con el apoyo decidido y oportuno de la inversión pública para ello. El Ejecutor y el Banco concertaron oportunamente la ejecución de inversiones en redes externas, logrando estas inversiones en los barrios "Arnoldo Alemán", "4 de Abril" y tres asentamientos más, normalizándose el servicio eléctrico sin atrasos y dando cumplimiento al Componente.
- El apoyo de la población y sus dirigentes, quienes contribuyeron sensibilizando a la población, organizándola para su participación en las actividades de capacitación y en el control del cumplimiento de los compromisos, fue esencial para el éxito alcanzado en la ejecución del Componente 3. El acompañamiento técnico y social del programa estuvo presente en los diferentes momentos del proceso, lo que ayudó al éxito del modelo de gestión social y a la cultura de pago.
- La ejecución del Componente 3 conducida por el MEM por medio de una estrategia de gestión social garantizó el éxito de los resultados planificados. El análisis de los indicadores comerciales indica que a pesar de ser los barrios y asentamientos económicamente vulnerables, mediante este modelo de gestión coordinado se producen resultados positivos de sostenibilidad del servicio.
- Una vez caracterizado el barrio o agrupación de asentamiento, es recomendable focalizar las acciones de normalización en aquellos pobladores que tienen serias dificultades para honrar sus obligaciones y orientarlos conjuntamente (institución-empresa distribuidora-organización social) en la búsqueda de alternativas para la solución a su insolvencia.
- Con el fin de evitar retrasos en el diligenciamiento de servidumbres, las negociaciones con los propietarios de los terrenos deben llevarse a cabo desde el inicio de la implementación del programa.

Con el fin de superar la percepción negativa acerca de los efectos sociales y económicos que la construcción de las obras de infraestructura eléctrica en las propiedades por donde pasarán las líneas de transmisión, se recomienda la implementación, por parte del organismo ejecutor de un proceso de concientización de la población local acerca de los efectos beneficiosos de la implementación del programa.

- Considerar como parte del diseño, modificaciones factibles a las rutas de las servidumbres para minimizar impactos sobre hábitats naturales, e incluir durante la ejecución acciones específicas de monitoreo sobre manejo de la brecha forestal. Estos aspectos son esenciales para garantizar la reducción de los impactos ambientales.
- Considerar las indicaciones de las Superintendencias de Banco de cada país para la emisión de Garantías de Anticipo y de Cumplimiento, de tal manera que sólo se acepten las garantías emitidas por instituciones de prestigio internacional con corresponsalía en el país ejecutor (ver comp. 1 IV.a) . De esta manera podrán evitarse conflictos a la hora de ejecutar una garantía.
- La opción óptima para determinar el destino que se le dará a los fondos sin asignación al final de la ejecución de un programa del Banco consiste en la adopción de una decisión consensuada entre el personal administrativo y técnico de la institución ejecutora que cuente con el respaldo y el reconocimiento del Banco.
- Las experiencias de la ejecución de los proyectos de normalización a pequeña escala fueron determinantes en el diseño del programa a gran escala dentro del PNESEER, el cual está mostrando las importantes mejoras comerciales en el sector a nivel nacional
- La implementación de protocolos de seguridad e higiene ocupacional (SHO) en la ejecución de obras es muy importante en la ejecución de obras. La existencia de protocolos y presencia de supervisores de SHO en la ejecución de obras contribuye a reducir los tiempos de paralización de trabajos en situaciones como las experimentadas por COVID-19.

Procesos públicos y actores

- Sin la oportuna y decidida participación de la empresa privada haciendo inversiones en las redes distribución eléctrica en media y baja tensión no es posible normalizar el servicio eléctrico de energía en barrios o asentamientos desprotegidos. Para mantener los indicadores comerciales aceptables y los niveles de pérdidas controlados, las empresas privadas de distribución deben dar continuidad sistemática a la gestión comercial dentro de los asentamientos.
- La disponibilidad de servidumbres ha sido uno de los grandes obstáculos a la inversión en transmisión, principalmente en los proyectos de la SE Matagalpa y la Línea de Anillo de Managua. Durante la ejecución se observó que en las zonas urbanas existe mayor oposición a la ejecución de obras de transmisión que en las zonas rurales. Por tanto se requiere de mayor esfuerzo en la negociación de servidumbre en las zonas urbanas. La población rural percibe los resultados del proyecto como un beneficio, al poder disponer de energía eléctrica para el desarrollo de su localidad. Por lo tanto existe menor resistencia al desarrollo del proyecto. Como medida previsor, se recomienda como condición inicial para nuevos proyectos, tener garantizada la mayor parte de la servidumbre en la ruta trazada.
- El proceso de normalización del servicio eléctrico demanda la cooperación y coordinación público-privada para llevar a cabo las inversiones en las redes de distribución, condición necesaria para la normalización del servicio en barrios y asentamientos.
- La participación de diferentes agencias ejecutoras representa un reto de coordinación de recursos y de generación y presentación de información. La Unidad Ejecutora ejerció un rol fundamental en la coordinación inter agencial y con el Banco.

Factores fiduciarios (Adquisiciones)

- Ante los atrasos de algunos proyectos por la falta de celdas de distribución, prever en proyectos futuros la disponibilidad de la Distribuidora y suscribir acuerdos de cumplimiento de fechas de entrega

de estos. En caso de no existir disposición de la Distribuidora, ENATREL debería considerar las celdas de distribución como parte de los suministros de transmisión.

- El mayor contratiempo sufrido por el programa fue la declaratoria de insolvencia del contratista cuando ya se había iniciado la ejecución del Componente 2. En los casos de quiebra o insolvencia de los contratistas principales de las obras es importante contar con planes de contingencia de reinicio que permitan una respuesta rápida para minimizar los daños, incluyendo garantía por lucro cesante, y la necesidad de exigir garantías que brinden soporte al Contratante.
- Eventos provocados por factores socio políticos como lo experimentado en Nicaragua en 2018 tienen incidencia en el cumplimiento del cronograma de ejecución de la Operación y en la solicitud de reconocimiento de causas de fuerza mayor. La documentación de los eventos y acciones desarrolladas por cada parte a través de un tercero (supervisor externo) es importante para alcanzar acuerdos que permitan agilizar el cierre financiero de los contratos.
- En los contratos con las empresas proveedoras de bienes o servicios, establecer en las cláusulas contractuales la aplicación de multas por incumplimiento en fases intermedias tales como entrega de diseños, suministros y obras civiles.
- Establecer de manera explícita la fecha de inicio en los contratos suscritos con los proveedores. La fecha de inicio no se estableció en los contratos de bienes, lo que dificultó el monitoreo y la evaluación del cumplimiento de la entrega de los suministros.
- Organizar con contratistas talleres para explicarles la importancia de usar herramientas de seguimiento como Microsoft Project como mecanismo de control, medio de información o como el cumplimiento de un requisito administrativo; y sobre la importancia del cumplimiento de las cláusulas contractuales.