

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

## **NICARAGUA**

### **PROGRAMA PARA FORTALECER EL SECTOR ELÉCTRICO EN NICARAGUA III**

**(NI-L1144)**

#### **PROPUESTA DE PRÉSTAMO**

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Héctor Baldivieso (ENE/CNI), Jefe de Equipo; Alberto Levy (INE/ENE) Co-jefe de Equipo; Rodrigo Aragón, Stephanie Suber (INE/ENE); Priscilla Gutiérrez y Alma Reyna Selva (CID/CNI); Osmin Mondragón y Santiago Castillo (FMP/CNI); y Maria Cristina Landázuri (LEG/SGO).

De conformidad con la Política de Acceso a Información, el presente documento se divulga al público de forma simultánea a su distribución al Directorio Ejecutivo del Banco. El presente documento no ha sido aprobado por el Directorio. Si el Directorio lo aprueba con modificaciones, se pondrá a disposición del público una versión revisada que sustituirá y reemplazará la versión original.

## ÍNDICE

<b>RESUMEN DEL PROYECTO.....</b>	<b>1</b>
<b>I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS.....</b>	<b>2</b>
A. Antecedentes, Problemática y Justificación .....	2
B. Objetivos, Componentes y Costo.....	12
C. Indicadores Claves de Resultados.....	15
<b>II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS .....</b>	<b>16</b>
A. Instrumentos de Financiamiento .....	16
B. Riesgos Ambientales y Sociales .....	17
C. Otros Riesgos.....	17
<b>III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN.....</b>	<b>18</b>
A. Resumen de los Arreglos de Implementación .....	18
B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados.....	18
<b>IV. CARTA DE POLÍTICAS .....</b>	<b>19</b>

ANEXOS	
Anexo I	Matriz de Efectividad en el Desarrollo (DEM) - Resumen
Anexo II	Matriz de Políticas

ENLACES ELECTRÓNICOS	
<b>REQUERIDOS</b>	
1.	<a href="#">Carta de Políticas</a>
2.	<a href="#">Matriz de Medios de Verificación</a>
3.	<a href="#">Matriz de Resultados</a>
<b>OPCIONALES</b>	
1.	<a href="#">Evaluación Económica</a>
2.	<a href="#">Plan de Monitoreo y Evaluación</a>
3.	<a href="#">Estudio de Actualización de Diagnóstico y Estatus de los Subsidios en el Sector Eléctrico de Nicaragua. Informe Consultor A. Zoratti.</a>
4.	<a href="#">Evaluación de Indicadores Financieros de ENEL incluidos en las Metas de la Estrategia de País. Informe Consultor A. Zoratti</a>
5.	<a href="#">Evaluación de Indicadores Financieros de ENATREL incluidos en las metas de la estrategia de país. Informe Consultor A. Zoratti.</a>
6.	<a href="#">Anexo Técnico: Justificación Integración Regional del Programa</a>
7.	<a href="#">Anexo Técnico: Análisis del Cumplimiento de la Política de los Servicios Públicos Domiciliarios</a>
8.	<a href="#">Matriz Comparativa</a>

ABREVIATURAS	
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BEI	Banco Europeo de Inversiones
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CGR	Contraloría General de la República
CNDC	Centro Nacional de Despacho de Carga
CO	Capital Ordinario
CRI	<i>Cash Recovery Index</i> (Índice de Recuperación de Efectivo)
DN	DISNORTE (Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte)
DS	DISSUR (Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur)
EBITDA	<i>Earnings Before Interests, Taxes, Depreciations and Amortizations</i>
ENATREL	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica
ENEL	Empresa Nicaragüense de Electricidad
FEP	Factor de Expansión de Pérdidas
GNI	Gobierno de Nicaragua
GWh	Gigavatio-hora
INE	Instituto Nicaragüense de Energía
INIDE	Instituto Nacional de Información de Desarrollo de Nicaragua
IVA	Impuesto al Valor Agregado
km	Kilómetros
kWh	Kilovatio-hora
Mbep	Millones de barriles equivalentes de petróleo
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MER	Mercado Eléctrico Regional
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
MW	Megavatios
MWh	Megavatio-hora
OE	Organismo Ejecutor
PBP	<i>Programmatic Policy Based Loan</i> (Préstamo de Apoyo a Reformas de Política Programático)
PCR	Informe de Terminación de Proyecto
PIB	Producto Interno Bruto
PNESER	Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIN	Sistema Interconectado Nacional

**RESUMEN DEL PROYECTO**  
**NICARAGUA**  
**PROGRAMA PARA FORTALECER EL SECTOR ELÉCTRICO EN NICARAGUA III**  
**(NI-L1144)**

Términos y Condiciones Financieras			
Prestatario:	Fuente	Monto (US\$)	%
República de Nicaragua	BID (Capital Ordinario-CO Regular):	39.000.000	60
Organismo Ejecutor:	BID (CO Concesional):	26.000.000	40
Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP)	Total:	65.000.000	100
	CO Regular (FFF) <sup>(a)</sup>	CO Concesional	
Plazo de amortización:	20 años	40 años	
Período de desembolso:	1 año		
Período de gracia:	5,5 años	40 años	
Tasa de interés:	Basada en LIBOR	0,25%	
Comisión de crédito:	(b)	N/A	
Comisión de inspección y vigilancia:	(b)	N/A	
Vida Promedio Ponderada (VPP):	12,75 años	N/A	
Moneda de aprobación:	Dólares estadounidenses con cargo al CO		
Esquema del Proyecto			
<b>Objetivo del proyecto/descripción:</b> el objetivo general del programa es apoyar al Gobierno de Nicaragua (GNI), en la consolidación de un marco sectorial que garantice la sostenibilidad financiera y operativa del sector. Esta es la tercera de una serie de tres operaciones de Préstamo Programático en Apoyo a Reformas de Política (PBP), cuyos objetivos específicos son: (i) estabilidad macroeconómica; (ii) garantizar la sostenibilidad financiera del sector eléctrico; (iii) mejorar la transparencia de resultados en la gestión del sector; (iv) promover una matriz energética sostenible, fomentando las energías renovables, la inversión privada y la eficiencia energética; y (v) impulsar la integración regional del sector eléctrico.			
<b>Condiciones contractuales especiales previas al único desembolso del financiamiento:</b> el desembolso de este tercer préstamo bajo un PBP está condicionado al cumplimiento, a satisfacción del BID, de las condiciones de política señaladas en el Anexo II (Matriz de Políticas), en adición al cumplimiento de las demás condiciones establecidas en el Contrato de Préstamo (¶2.1).			
<b>Excepciones a las políticas del Banco:</b> Ninguna			
Alineación Estratégica			
<b>Desafíos<sup>(c)</sup>:</b>	SI <input type="checkbox"/>	PI <input checked="" type="checkbox"/>	EI <input checked="" type="checkbox"/>
<b>Temas Transversales<sup>(d)</sup>:</b>	GD <input type="checkbox"/>	CC <input checked="" type="checkbox"/>	IC <input type="checkbox"/>

- <sup>(a)</sup> Bajo los términos de la Facilidad de Financiamiento Flexible (FN-655-1), el Prestatario tiene la opción de solicitar modificaciones en el cronograma de amortización, así como conversiones de moneda y de tasa de interés. En la consideración de dichas solicitudes, el Banco tomará en cuenta aspectos operacionales, de manejo de riesgos, las condiciones prevalecientes de mercado, así como el nivel de concesionalidad del Préstamo, de acuerdo con las políticas aplicables y vigentes del Banco en la materia.
- <sup>(b)</sup> La comisión de crédito y la comisión de inspección y vigilancia serán establecidas periódicamente por el Directorio Ejecutivo como parte de su revisión de los cargos financieros del Banco, de conformidad con las políticas correspondientes.
- <sup>(c)</sup> SI (Inclusión Social e Igualdad); PI (Productividad e Innovación); y EI (Integración Económica).
- <sup>(d)</sup> GD (Igualdad de Género y Diversidad); CC (Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental); y IC (Capacidad Institucional y Estado de Derecho).

## I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS

### A. Antecedentes, Problemática y Justificación

- 1.1 **Contexto macroeconómico.** Durante los últimos años, Nicaragua ha logrado mantener una posición macroeconómica relativamente sólida, que se espera se mantenga en el corto y mediano plazo. El crecimiento económico ha sido sostenido (en promedio, la economía creció 5,2% en los últimos cinco años), cerrando en 2016 en 4,7%. El déficit fiscal del Sector Público Consolidado se encuentra en niveles moderados, alcanzando 2,3% del Producto Interno Bruto (PIB) en 2016, debido principalmente al contexto electoral y a la inversión pública en infraestructura productiva. La deuda pública, como proporción del PIB, es sostenible y se encuentra en una trayectoria decreciente, disminuyendo de 45,3% en 2015 a 45,0% en 2016. Por su parte, la inflación se ha mantenido en niveles históricamente bajos, cerrando en 3,1% en 2015 y 2016. En el sector externo, el déficit de cuenta corriente se redujo de 9,0% del PIB en 2015 a 8,6% del PIB en 2016; no obstante, la sostenibilidad de la posición externa en el mediano plazo sigue siendo vulnerable a la volatilidad de los precios de los *commodities*, incluyendo el petróleo. Adicionalmente, el sistema financiero es sólido, con indicadores de cobertura y rentabilidad por encima de los estándares internacionales.
- 1.2 **Sector eléctrico.** La institucionalidad del sector eléctrico está conformada por: (i) Ministerio de Energía y Minas (MEM), encargado de la planificación de las estrategias de desarrollo del sector eléctrico; (ii) Instituto Nicaragüense de Energía (INE), ente regulador y fiscalizador del sector energía; (iii) Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDG), entidad operadora, encargada de la administración del mercado eléctrico y de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN); y (iv) agentes que participan en las actividades de la industria eléctrica: generadores, transmisor, distribuidores y usuarios.
- 1.3 El SIN concentra 98,8% de la generación eléctrica de Nicaragua. En 2016 la generación de energía bruta en el SIN alcanzó 4.541-Gigavatios-hora (GWh), de los cuales 52,8% fueron con fuentes renovables (i.e., hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas y de bagazo de caña), y la diferencia fue cubierta por energía térmica no renovable (fueloil y diésel). En 2016 el sistema de transmisión reporta 2.297 kilómetros (km) de líneas nacionales y 305,6km del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)<sup>1</sup>. La cobertura eléctrica pasó de 72,3% en 2012 a 85,4% en 2016, beneficiando principalmente a poblaciones rurales con altos niveles de pobreza<sup>2</sup>. En Nicaragua, el costo del suministro de electricidad es el más alto de

---

<sup>1</sup> Nicaragua, a través del SIEPAC importó 204,8GWh y exportó 17,9GWh en 2016, suma equivalente a 5,4% de la generación anual, muy cercano al 6% del promedio de participación de los países en el Mercado Eléctrico Regional (MER). El sistema de distribución lo conforman la DN y DS, en tanto que las zonas aisladas son cubiertas por cooperativas y agencias encargadas de la distribución. Las pérdidas totales (técnicas y no técnicas) se han reducido de 28,8% a 23,9% en el período 2006-2016.

<sup>2</sup> De acuerdo al informe del Instituto Nacional de Información de Desarrollo de Nicaragua (INIDE) de pobreza en Nicaragua, 2014, en el área urbana el 14,8% de la población vive en condiciones de pobreza, mientras que en el área rural la pobreza afecta al 50,1% de la población. <http://www.inide.gob.ni>.

Centroamérica<sup>3</sup>; en 2015 el precio medio regulado al usuario en Nicaragua fue US\$20,41/ kilovatio hora (kWh), superior al promedio de los restantes cinco países de Centroamericanos que alcanzó US\$17,98/kWh. Esta situación es explicada principalmente por el peso de la generación térmica en la matriz de generación y por las elevadas pérdidas en el sistema, siendo ambos factores los segundos más altos de la región, solo superados por Honduras. En 2005, el Gobierno de Nicaragua (GNI) introdujo un mecanismo de compensación<sup>4</sup> a las distribuidoras para financiar los desvíos tarifarios entre la tarifa mayorista reconocida en el cálculo del pliego tarifario y los costos de generación en el mercado mayorista; igualmente se establecieron mecanismos de subsidios sobre el precio de la energía eléctrica para amortiguar el efecto del aumento pronunciado del precio de los combustibles fósiles a los usuarios finales<sup>5</sup>, siendo que 24,9% de los hogares en Nicaragua están bajo el índice de pobreza<sup>6</sup>; las compensaciones significaron transferencias del GNI a la Empresa Distribuidora del Norte (DN o DISNORTE) y la Empresa Distribuidora del Sur (DS o DISSUR) de US\$198,6 millones en el período 2010-2013<sup>7</sup>, equivalente a 9,7% del valor de las ventas de energía en el SIN durante ese período; con un proceso de repago de dichas transferencias por US\$84,2 millones en el período 2014-2016; en tanto que el subsidio más importante, que está dirigido a los consumidores residenciales con consumo hasta 150-kWh/mes, significó US\$61,4 millones en 2016, equivalente a 11,3% del valor de las ventas de energía en el SIN.

- 1.4 **Retos del sector eléctrico.** El Programa para Fortalecer el Sector Eléctrico en Nicaragua ha venido apoyando, con su primero y segundo préstamos, las acciones del GNI para asegurar la estabilidad y sostenibilidad del sector eléctrico, lográndose importantes avances en superar los siguientes retos:
- 1.5 **Vulnerabilidad de los costos del servicio eléctrico en función a la matriz energética.** En el período 2009-2016, la generación con derivados del petróleo ha ido reduciendo su preponderancia en la generación eléctrica nicaragüense. En 2016, la electricidad generada con combustibles fósiles representó 47,2% de la generación bruta del sistema, presentando una caída desde 68,7% que marcó en 2009. Este avance se produjo debido a la incorporación en el SIN de 266MW de capacidad efectiva en energía renovable, representando un incremento de

---

<sup>3</sup> CEPAL (2017). Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana, 2015. <http://www.cepal.org/es/publicaciones/>.

<sup>4</sup> Ley No. 554. Ley de Estabilidad Energética. La Gaceta No. 224 del 18 de noviembre de 2005. El mecanismo de compensación establece una tarifa mayorista que compensa parcialmente el costo de generación real y la diferencia es cubierta mediante financiamiento externo. Las distribuidoras pagan a los generadores el costo de generación real con el apoyo de dicho financiamiento.

<sup>5</sup> Ver anexo opcional número 3, Punto 4, Evolución de la Situación Financiera del Sector Eléctrico.

<sup>6</sup> INIDE. Reporte de Pobreza y desigualdad EMNV 2016. <http://www.inide.gob.ni>.

<sup>7</sup> En 2014 el INE reporta que no hubo montos a pagar por las compensaciones a la tarifa.

33%<sup>8</sup> que define un marco de crecimiento consistente, con margen de reserva incluido, cuando se compara con el crecimiento de la demanda en ese mismo período que alcanzó 28,1%. El primer y segundo préstamo programático permitieron definir las bases que apoyen el cambio de la matriz eléctrica con acciones en materia de: seguridad operativa y planificación de largo plazo para generación y transmisión; marco de acción para incorporar generación distribuida en el sistema; y lineamientos para implementar procesos competitivos que incorporen nueva generación renovable en el sistema. La presente operación asegura la vigencia y ejercicio periódico de la planificación, incorpora en la Ley de la Industria Eléctrica la Generación Distribuida y aprueba su normativa, y aprueba las acciones regulatorias para la competencia en generación.

- 1.6 **Alto costo del servicio eléctrico en función a las pérdidas del sistema.** El GNI cuenta con una estrategia para la reducción de pérdidas no técnicas en las empresas de distribución mediante la normalización de clientes irregulares y acciones directas a partir de la normativa antifraude<sup>9</sup>. Desde 2007, cuando se registraban pérdidas de 28,4%, se ha logrado una continua reducción que se reflejó en un nivel de 23,9% en 2016, que sigue siendo relativamente alto. El nivel de pérdidas impacta en los costos promedio de electricidad, produciendo un desbalance permanente para las finanzas del sector, ya que al consumidor final solo se le transfiere una porción del costo total. En 2016, el 11,6% de pérdidas en exceso del promedio de países vecinos significaron energía no vendida por valor de US\$82,5 millones, equivalente al 3,7% de los recursos presupuestarios. El primer y segundo préstamo programático permitieron aprobar la legislación para estimular la gestión de pérdidas de las distribuidoras, comprometer inversión en esa línea y aplicar las disposiciones de la Ley anti-fraude penalizando el hurto de energía a todos los clientes, consumidores y usuarios del servicio eléctrico. La presente operación asegura la continuidad de dichas acciones aplicando nuevos incentivos a la gestión de pérdidas, escalando proporcionalmente la exigencia de inversión, y manteniendo la aplicación de las disposiciones anti-fraude.
- 1.7 **Falta de consolidación del marco sectorial para inversión privada.** La Ley No. 272, Ley de la Industria Eléctrica tiene un marco amplio para la contratación de energía y potencia, siendo su Reglamento el que establece la posibilidad de utilizar procesos de licitación o contratación directa en el sector. Como resultado de la crisis energética que afectaba al país en 2006 se dio preferencia a los

---

<sup>8</sup> Bajo la misma estrategia de priorización de energía renovable e inversión privada, el Plan de Expansión de la Generación 2016-2030 prevé la incorporación de 1.223MW en ese período, de los cuales 64% son a partir de fuentes renovables, incidiendo en la diversificación de la matriz energética y en los costos de generación. Para consolidar la reducción de la dependencia de generación en base a fueloil y diésel – que mantiene al país muy vulnerable a las variaciones de los precios internacionales de los combustibles – el Plan de Expansión de la Generación prevé 25% de nueva generación a partir de gas natural. En el pasado, altos precios de los derivados del petróleo han implicado una gran presión sobre el costo de generación, con la tensión resultante para la transferencia de dichos costos a los consumidores finales en un país donde el ingreso per cápita está entre los más bajos de la región. Los altos costos de generación aun definen elevados precios de la energía eléctrica para el consumidor final, con un precio medio regulado en Nicaragua de US\$204,1/Megavatio-hora (MWh) en 2015, 13,5% mayor que los US\$179,8/MWh promedio de los restantes países del SIEPAC.

<sup>9</sup> La normativa antifraude establecía penalidades solamente a los usuarios con un consumo superior a los 300 kWh/mes; actualmente ha extendido su aplicación a todo el universo de usuarios.



procesos de contratación directa, que al momento, tomando en cuenta que se ha alcanzado una capacidad de generación con amplio margen de reserva, ya no constituye una alternativa porque no permite contar con señal de precio competitivo para la energía transada en el mercado mayorista. El primer y segundo préstamo programático han cumplido con el objetivo de promover la discusión sobre este tema a nivel del Gabinete de Energía, partiendo de la elaboración de un [estudio](#) para mejorar la competencia que ha permitido sentar las bases de la propuesta regulatoria que se aprobará en esta operación. El restablecimiento de los procesos de licitación, bajo una normativa específica y clara, ofrecería ventajas jurídicas al país y a la inversión privada.

- 1.8 **Escasa participación en el mercado regional.** El avance en la adecuación de la legislación nacional para armonizarla con el Mercado Eléctrico Regional (MER)<sup>10</sup> ha permitido una mayor participación del país en el comercio de energía. La integración de Nicaragua con los demás países centroamericanos, muy incipiente hasta 2015<sup>11</sup> debido a la suficiencia en capacidad de abastecimiento interno y limitaciones en capacidad de exportación, con exportaciones e importaciones que en conjunto alcanzaron 1,3% de la energía neta generada en el SIN, muestra un incremento paulatino, alcanzando 5,4% en 2016. Es necesario continuar avanzando en este campo, para maximizar el beneficio de acceder a precios competitivos de energía en el mercado regional. Mediante las acciones del primer y segundo préstamo programático se armonizó la legislación nacional con la regional y la presente operación consolida el ejercicio continuo de seguimiento e identificación de áreas de armonización.
- 1.9 **Transparencia de resultados en la gestión del sector.** La transparencia en la publicación de resultados de los agentes del sector eléctrico es una condición esencial para su buen funcionamiento, proporcionando señales claras para la inversión, permitiendo a las empresas públicas y privadas estar informadas del desempeño de otros agentes, y posibilitando la adaptación de sus operaciones de manera óptima. Con las acciones del primer y segundo préstamo, las empresas públicas<sup>12</sup> y los distribuidores privados han publicado resultados financieros y de gestión aprobados por la Contraloría General de la República (CGR) y el INE, respectivamente. La continuidad de esta práctica, en esta tercera operación, permitirá la construcción de una fuente de información clave para monitorear la salud del mercado eléctrico.
- 1.10 **Elevado subsidio de electricidad.** En 2016 el monto de subsidios en el sector alcanza US\$87,4 millones, que representa 11,3% de la facturación total por electricidad y 3,9% de los recursos presupuestarios de la nación. Actualmente se pueden identificar cuatro tipos de subsidios que tienen impacto directo sobre las cuentas fiscales de la nación, dirigidos a: (i) clientes residenciales que consumen menos de 150 kWh/mes<sup>13</sup>; (ii) asentamientos precarios<sup>14</sup>; (iii) jubilados<sup>15</sup>; y

---

<sup>10</sup> Reflejado en el [EEO#6](#).

<sup>11</sup> En 2014, año de cierre de la segunda operación, se reporta que las exportaciones e importaciones alcanzaron el 1,8% de la energía neta generada en el SIN.

<sup>12</sup> Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) en el área de generación y Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) en el área de transmisión.

<sup>13</sup> El costo del subsidio para clientes residenciales con consumo hasta 150 kWh/mes pasó de US\$38,4 en 2011 a US\$61,4 millones en 2016.

<sup>14</sup> El costo del subsidio de asentamientos precarios pasó de US\$6,0 en 2011 a US\$7,6 millones en 2016.

(iv) exoneración del Impuesto al Valor Agregado (IVA)<sup>16</sup>. El costo de los subsidios ha mantenido una tendencia creciente debido a: uso de tarifas base históricas no ajustables, baja focalización de los principales subsidios y ausencia de planes de ajuste para su sostenibilidad financiera. El subsidio a clientes residenciales que consumen menos de 150kWh/mes proviene de la Ley No.554, “Ley de Estabilidad Energética” (2005), que estableció que a dichos consumidores se les congelaría la tarifa a valores de junio/2005; beneficio que alcanza a 84,9% de usuarios residenciales. Al cierre de 2016 existen 767.500 clientes subsidiados, que representa US\$61,38 millones en subsidios. El subsidio a los asentamientos precarios proviene del protocolo firmado por el GNI y las distribuidoras DN-DS que estableció una transferencia del GNI por consumo de asentamientos precarios<sup>17</sup> en el área de concesión de las dos distribuidoras<sup>18</sup>. El subsidio a jubilados deriva de la aplicación de las Leyes No.160 y No.720. En 2016 este subsidio se tradujo en US\$5,0 millones, con 39.236 beneficiarios. La exoneración del IVA se deriva de las Leyes No.667 y No.554, que establecen que los clientes con consumos hasta 300 kWh/mes no pagan el impuesto y los clientes con consumo entre 300 y 1.000kWh/mes pagan 7%, estando la tasa impositiva establecida en 15%. En 2016 esta exoneración representó US\$13,4 millones. El financiamiento externo a la tarifa constituyó un fondo de compensación que durante el período 2010-2013 acumuló US\$198,5 millones, destinados a cubrir la diferencia entre el costo real de la energía y la tarifa aplicada a los usuarios; en el periodo 2014-2016 la tendencia se invierte alcanzándose una tarifa aplicada superior al costo real de la energía, lo que permite que el repago del financiamiento por US\$84,2 millones. Las acciones del primer y segundo préstamo programático permitieron establecer los lineamientos de ajuste a los subsidios y consolidar una propuesta de medidas de ajuste; y con la presente operación se alcanza la aprobación de las medidas de ajuste a los subsidios a nivel de los Gabinetes Económico y de Energía.

- 1.11 **Experiencia del Banco en el Sector y Lecciones Aprendidas.** Esta operación continúa los esfuerzos bajo el Primer y Segundo Programáticos “Programa para Fortalecer el Sector Eléctrico en Nicaragua” aprobado en 2013 ([3068/BL-NI](#)) y 2015 ([3493/BL-NI](#)), respectivamente. Asimismo<sup>19</sup>, el BID tiene un amplio conocimiento del sector eléctrico nicaragüense; mediante el Programa de Apoyo al Sector Eléctrico [I](#), [II](#) y [III](#) ([1933/BL-NI](#)) y Modificatorios aprobados entre 2007 y 2009), se está apoyado actividades en las áreas de generación con energía renovable, transmisión con expansión y mejora, y un proyecto piloto de normalización del servicio. Además, el Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER) [I](#), [II](#) y [III](#) ([2342/BL-NI](#)) y Modificatorios

---

<sup>15</sup> El costo del subsidio a jubilados pasó de US\$2,6 en 2011 a US\$5,0 millones en 2016.

<sup>16</sup> El costo del subsidio por exoneración del IVA fue de US\$13,4 millones en 2016.

<sup>17</sup> Asentamientos informales con servicio no normalizado, de baja calidad, inseguro y sin continuidad.

<sup>18</sup> El objetivo de este subsidio es cubrir por 60 meses, a partir de julio/2013, el costo de abastecimiento a usuarios en asentamientos precarios, apoyando la sostenibilidad financiera de las empresas de distribución. En julio 2014 la alícuota fue reducida de 2,5% a 2,0% del valor de la energía vendida, lo que se tradujo en una reducción del subsidio de US\$10,38 millones en 2014 a US\$7,62 millones en 2015.

<sup>19</sup> Desde 1973 cuando el BID apoyó un primer programa de energía renovable. En 1998, mediante el préstamo [1017/SF-NI](#), el BID participó de las reformas a la Ley de Electricidad que transformaron el sector. A través del préstamo Refuerzos Nacionales de Transmisión para Integración con el Proyecto SIEPAC ([1877/BL-NI](#)), se financiaron obras para reforzar la red de transmisión nacional que permitan su adaptación a la red centroamericana del SIEPAC.

aprobados entre 2010 y 2012), es un programa multianual apoyado por múltiples organismos de financiación y cooperación internacional<sup>20</sup> que busca tener un efecto transformacional en la cobertura eléctrica nacional<sup>21</sup>. En 2015 se aprueba el Programa de Ampliación y Refuerzos en el Sistema de Transmisión de Electricidad de Nicaragua ([3611/BL-NI](#)), con acciones en refuerzos de transmisión para atender la demanda y la nueva generación, así como la adaptación al sistema regional; y en 2016 se aprueba el Programa de Exploración Geotérmica y Mejoras en Transmisión en el Marco del Plan de Inversiones de Nicaragua<sup>22</sup>, que complementa los refuerzos de transmisión por requerimientos locales y regionales, y promueve la exploración del potencial geotérmico. Las experiencias y lecciones aprendidas por el BID en el sector eléctrico le han permitido identificar que para avanzar hacia un sector eléctrico sostenible es necesario profundizar las reformas en las áreas de gestión financiera del sector, transparencia de la información, sostenibilidad de la matriz energética e integración regional<sup>23</sup>. El primer y segundo préstamos de la serie programática han permitido identificar los mecanismos de superación de los principales retos para el cumplimiento de los compromisos de política. El diálogo constante y plural con las autoridades permitió superar los retos de coordinación interinstitucional y el profundo análisis técnico en el diagnóstico y en el diseño de las propuestas de acciones y políticas facilitó su aceptación e implementación. En esta tercera operación se han logrado los objetivos del programa manteniendo las acciones previstas desde el inicio. La experiencia del BID, ejecutando operaciones de Préstamo Programático de Apoyo a Reformas de Política (PBP) para apoyar reformas del sector e implementar marcos regulatorios o actualizar instrumentos existentes, se ve reflejada satisfactoriamente en casos como: Ecuador (3420/OC-EC), Panamá (PN-L1145), Surinam (2848/OC-SU), serie de cuatro operaciones PBP de Perú (2847/OC-PE y sucesivos), serie de tres operaciones PBP de Guyana (GY-L1017 y sucesivos), y serie de dos operaciones PBP de Barbados (2609/OC-BA; 2410/OC-BA).

- 1.12 **Coordinación con otros financiadores/donantes.** El Banco lidera tres programas en el sector con la participación de otros financiadores, con los cuales se ha coordinado a partir de las sinergias que se originan por 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

---

<sup>20</sup> Organismos Financieros y de Cooperación Internacional que acompañan al BID: *Korean Eximbank*; Facilidad de Inversión para América Latina (UE/LAIF); Banco Europeo de Inversiones (BEI); Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE); Fondo Nórdico para el Desarrollo; Agencia de Cooperación Internacional de Japón; y Fondo para el Desarrollo Internacional de la OPEC.

<sup>21</sup> A través del aumento significativo de la cobertura del servicio eléctrico, el escalamiento del uso de las energías renovables y la promoción de la eficiencia energética y optimizando la gestión técnica y comercial en los sistemas aislados.

<sup>22</sup> Cuenta con una combinación de financiamiento BID, KIF, SREP y CTF (3727/BL-NI, 3728/KI-NI, 3729/OC-NI, GRT/SX-15741-NI, GRT/SX-15742-NI y GRT/TC-15743-NI).

<sup>23</sup> La implementación del PNESER ha permitido construir un marco de trabajo y coordinación eficiente, tanto a nivel de las entidades de gobierno a cargo de la ejecución, como a nivel de los organismos financiadores y ha mostrado la importancia de apoyar al sector en un marco integral que cubre aspectos de infraestructura de generación, transmisión y distribución, así como herramientas normativas y de desarrollo del sector eléctrico, que permiten alcanzar resultados de impacto para el sector. Dicho marco beneficia la ejecución del programa en curso y ha sentado las bases para la preparación de futuros programas.

de manera que los programas puedan ejecutarse bajo objetivos y metas integrales. El Programa de apoyo al Sector Eléctrico (1933/BL-NI y Modificatorios) cuenta con la participación de BCIE y BEI; el PNER (2342/BL-NI y Modificatorios) cuenta con la participación de otros siete co-financiadores<sup>24</sup>; y el Programa de Exploración Geotérmica y Mejoras en Transmisión en el Marco del Plan de Inversiones de Nicaragua cuenta con tres fuentes adicionales de financiamiento<sup>25</sup>.

- 1.13 **Resultados y avances del primer y segundo préstamo del programa.** Los resultados a 2016 muestran un avance importante, la sostenibilidad financiera del sector alcanzó un equilibrio entre el costo de abastecimiento y el precio de venta al consumidor final en septiembre 2013, y proporcionó ahorros en el primer semestre de 2014. A partir de abril 2015, como resultado de la revisión y ajuste periódico de tarifas, estos ahorros han proporcionado capacidad de repago de la deuda acumulada en años previos, permitiendo asegurar el escenario de estabilidad planificado para la segunda y tercera operación del PBP para avanzar hacia la fase de ajuste a los subsidios, mejora de la competitividad de mercado y seguridad operativa en la planificación de la expansión del sistema, como elementos clave del programa. Por otra parte, la evolución de los indicadores de impacto permite inferir que las metas de 2016 se alcanzaron o ya presentan una perspectiva positiva en la mayoría de los casos. Específicamente, los indicadores de impacto muestran que: (i) la proporción de energía renovable en el SIN alcanza el 52,8% en 2016 (meta 56,4%)<sup>26</sup>; (ii) margen *Earnings Before Interests, Taxes, Depreciations and Amortizations* (EBITDA) de Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) y Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), registran 24,6%<sup>27</sup> y 3,6%, respectivamente en 2016 (metas 5% y 10%); y (iii) índice de recuperación de efectivo de DN y DS alcanzó 78,3% en 2016 (meta 80,0%). Las metas específicas de los componentes muestran un comportamiento igualmente satisfactorio. Para más detalles ver [Matriz de Resultados](#)<sup>28</sup>.
- 1.14 **Balance de cumplimiento de compromisos de política**<sup>29</sup>. Como resultado de la serie programática de tres operaciones, el balance muestra que los compromisos reflejados en la matriz de políticas original se mantuvieron sin variación y las condiciones de la primera y segunda operación se cumplieron según lo planificado. En esta tercera operación la condición relacionada con el

---

<sup>24</sup> Ver pie de página 22.

<sup>25</sup> Ver pie de página 24.

<sup>26</sup> El Plan de Expansión de la Generación 2016-2030 proyecta alcanzar 57% de energía renovable en 2019.

<sup>27</sup> Desde 2014 ENATREL ha mejorado significativamente sus ingresos operativos, manteniendo controlados los costos operativos, lo que ha permitido incrementar su EBITDA y reportar un margen elevado.

<sup>28</sup> La Matriz de Resultados muestra el margen EBITDA de ENATREL y ENEL periodo 2012-2016 y el índice de recuperación de efectivo de DN-DS periodo 2009-2016. En el caso de ENEL se incluye también el margen EBITDA excluyendo la Dirección de Operación de Sistemas Aislados, con un valor de 29,4% para 2016 y mostrando que en el periodo 2012-2016 la actividad de generación de ENEL ha mantenido un EBITDA superior a la meta del 10%. El INE ha realizado una actualización del cálculo del índice de recuperación de efectivo para las distribuidoras privadas y esa información ha quedado reflejada en la matriz de resultados. El índice de recuperación de efectivo es una combinación del índice de pérdidas y el índice de cobro, y muestra un avance significativo, pasando de 72,5% en 2010 a 78,3 en 2016; siendo el índice de pérdidas el que tiene mayor margen de mejora y asumiendo que el índice de cobro se mantiene constante, la meta de 80% para el índice de recuperación de efectivo puede alcanzarse en 2019 con el aporte del PNER en la reducción de pérdidas.

<sup>29</sup> El [EEO#8](#) muestra la matriz comparativa de compromisos de política establecidos para las tres operaciones.

compromiso de aprobación de la normativa de generación distribuida (§1.24) refleja la reforma a la Ley de la Industria Eléctrica que se identificó como base legal necesaria para que la normativa desarrollada pueda ser aprobada. Dicha reforma fue aprobada por la Asamblea Nacional y la aprobación de la normativa se espera para noviembre de este año. En el caso del compromiso de enviar la propuesta de Ley de Eficiencia Energética a la Asamblea Nacional (§1.24), se ha avanzado adicionalmente con la aprobación y promulgación de la respectiva ley y en el caso de la propuesta sobre medidas de ajuste sobre los subsidios del sector eléctrico (§1.21) se refleja que las mismas fueron aprobadas no solo por el Gabinete Económico sino también por el Gabinete de Energía. Los ajustes realizados permiten alcanzar los objetivos de desarrollo de esta tercera operación y de la serie programática.

- 1.15 **Estrategia del programa.** El programa se estructura como un PBP de tres operaciones y busca: (i) acompañar al GNI con acciones orientadas a recuperar la sostenibilidad financiera del sector eléctrico; (ii) apuntalar la sostenibilidad técnica y operativa; (iii) establecer mecanismos que mejoren la transparencia de resultados en la gestión del sector eléctrico; (iv) promover el uso de fuentes renovables; (v) promover la participación privada y la eficiencia energética para alcanzar una matriz energética sostenible; y (vi) impulsar la integración eléctrica regional, incrementando la participación del sector eléctrico de Nicaragua en el mercado regional. El carácter amplio de las acciones del programa define a todos los usuarios del sector eléctrico, así como a aquellos susceptibles de acceder al servicio por efecto de esas acciones, como la población beneficiaria y asegura el mantenimiento de las reformas realizadas desde la primera operación a fin de lograr su consolidación. Los componentes del programa son consistentes con las metas y logros de programas de infraestructura ya ejecutados o en ejecución, como el 2342/BL-NI que mediante la normalización de usuarios irregulares para la reducción de pérdidas y la implementación de proyectos masivos de eficiencia energética apoyan la sostenibilidad financiera del sector eléctrico, y a través de estudios de pre-inversión establece una cartera de proyectos que promueven el uso de fuentes renovables y la participación privada, así como con el 3611/BL-NI y el 3727/BL-NI que mediante proyectos de transmisión refuerzan la capacidad del sistema regional impulsando la integración eléctrica, y a través de exploración geotérmica promueve el uso de una fuente renovable estratégica. Esta tercera operación asegura el mantenimiento de los avances alcanzados y continúa expandiendo la profundidad de las reformas para alcanzar las metas del programa. Las acciones incluyen: avanzar en la consolidación de la sostenibilidad financiera de las distribuidoras, actualizar anualmente las tarifas, divulgar ampliamente los indicadores de gestión y finanzas de las empresas por parte del INE, aprobar y divulgar el plan de expansión que fomenta las energías renovables, y adoptar la normativa de operación para la integración con el mercado regional. Asimismo, este tercer PBP continúa apoyando las medidas de política que produzcan cambios estructurales en el sector y contribuyan a su sostenibilidad de largo plazo, incluyendo la aprobación de un plan de ajuste a los subsidios orientado a focalizarlos hacia la población más necesitada, la aprobación de un plan para conducir la contratación de nueva generación en el mercado mayorista mediante procesos competitivos, fomentar la inversión privada y la participación de los renovables, el ordenamiento de la generación eléctrica distribuida mediante una reforma a la Ley de la Industria Eléctrica, la legislación de la eficiencia



energética, medidas de aumento de la transparencia de la información, y medidas que aseguren el cumplimiento de las reglas y el funcionamiento eficiente del sector eléctrico. El BID, a través de un diálogo continuo, y con recursos de cooperación técnica<sup>30</sup>, apoya estas acciones. La estrategia de este tercer PBP consiste en mantener y profundizar el proceso de reforma con medidas de política que sirvan de base para los cambios institucionales, de planeamiento y regulatorios que el sector necesita para asegurar que: (i) se aplique una adecuada política eléctrica; (ii) se fortalezca el proceso de planeamiento de la expansión de la generación y la transmisión; (iii) se continúe el proceso que busca hacer una supervisión más efectiva del mercado eléctrico; y (iv) se continúe el proceso de verificación de la mejora en los indicadores, tanto financieros como operativos.

- 1.16 **Estrategia del País y del Banco.** La Estrategia del Gobierno de Nicaragua en el sector energético, el “Plan de Acción del Sector Energético y Minero en Nicaragua 2012-2017”<sup>31</sup> define como ejes estratégicos: (i) el acceso universal a la energía; (ii) la eficiencia energética; y (iii) la diversificación de la matriz energética. Asimismo, establece que la política energética se basa en leyes, decretos y en el Plan Nacional de Desarrollo Humano, que cuenta como principales objetivos: (i) fortalecer y hacer más efectivo el desempeño del Estado en el sector energético; (ii) garantizar el abastecimiento seguro, confiable y de calidad de energía del país; y (iii) promover un desarrollo ambientalmente sostenible del sector energético. La operación propuesta se relaciona directamente con el Plan de Acción de gobierno para el sector mediante el Componente IV dirigido a promover una matriz energética sostenible, fomento a energías renovables, inversión privada y eficiencia energética; y se relaciona con el Plan Nacional de Desarrollo Humano mediante el Componente II dirigido a la sostenibilidad financiera del sector eléctrico y el Componente III para la transparencia de resultados en la gestión del sector, que hacen efectivo el desempeño del Estado en el sector energético; y el Componente V de impulso a la integración regional del sector eléctrico que permite garantizar un abastecimiento eléctrico seguro, confiable y de calidad. La Estrategia de País con Nicaragua 2012-2017 (GN-2683) define al sector energético como uno de los cuatro sectores prioritarios de intervención. El programa es consistente con los objetivos estratégicos que definen la participación del BID en el sector eléctrico para: (i) contribuir a la adecuación del marco sectorial para asegurar la eficiencia y sostenibilidad financiera y operativa del sector, mediante la reducción del subsidio en asentamientos y estableciendo un programa de medidas de ajuste para los subsidios mayores; (ii) apoyar al país en ampliar la cobertura eléctrica, mediante la implementación de un plan de inversiones con las distribuidoras; (iii) aumentar la confiabilidad y eficiencia del suministro, mediante acciones que incentivan la reducción de pérdidas; (iv) incrementar la generación eléctrica de fuentes renovables, mediante acciones que permitan mejorar los procesos en la contratación de energía y la aprobación de una normativa de generación distribuida; y (v) apoyar acciones que fortalezcan el

<sup>30</sup> El BID aprobó la cooperación técnica ATN/FI-14624-NI, Apoyo al Programa para Fortalecer el Sector Energía en Nicaragua, que financia los estudios adicionales necesarios que el GNI se ha comprometido. Así mismo, se está procesando la cooperación técnica NI-T1242 para apoyar la implementación de los procesos competitivos en el mercado eléctrico.

<sup>31</sup> Preparado por la [Dirección General de Políticas y Planificación Energética y Minera del Ministerio de Energía y Minas](#), septiembre de 2012.

marco sectorial en materia de mercado eléctrico regional, mediante la armonización y adaptación de las regulaciones nacionales al marco regulatorio regional<sup>32</sup>.

- 1.17 **Alineación Estratégica.** El programa contribuirá a superar los desafíos principales reflejados en la Actualización de la Estrategia Institucional (UIS, por su sigla en inglés) 2010-2020 (AB-3008) de: (i) bajo nivel de productividad e innovación por medio del aumento del uso de energías renovables y la implementación de un programa nacional de eficiencia energética; y (ii) integración económica rezagada a través del apoyo a la interconexión eléctrica regional de acuerdo con la clasificación GN-2650 y GN-2733 en el marco de los criterios de: focalización multinacional por su contribución a la inserción del sistema nacional en el regional; adicionalidad por impulsar el incremento de participación nacional en el MER; y subsidiaridad por el apoyo a la armonización del marco regulatorio nacional con el regional. El programa también se alinea con el área transversal de cambio climático y sostenibilidad ambiental, a través de la promoción de una matriz energética sostenible, fomentando las energías renovables, la inversión privada y la eficiencia energética reduciendo pérdidas de energía en el sistema de transmisión. Asimismo, contribuirá a las metas de desarrollo de país del Marco de Resultados Corporativos (CRF, por sus siglas en inglés) 2016-2019 (GN-2727-6) de: (i) reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (CO<sub>2</sub>); y (ii) capacidad de generación de fuentes de energía renovable. Aproximadamente el 31,25% de los recursos de la operación se asocian con políticas que promocionaran actividades de mitigación al cambio climático, según la [metodología conjunta de los BMD de estimación de financiamiento climático](#). Estos recursos contribuyen a la meta del Grupo BID de aumentar el financiamiento de proyectos relacionados con el cambio climático a un 30% de todas las aprobaciones de operaciones a fin de año 2020. Igualmente, el programa se alinea con la estrategia para la Competitividad Global y Regional para la Integración (GN-2565-4) ([EEO#6](#)) y con la Estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (GN-2710-5) en su área prioritaria de “Apoyar la construcción y el mantenimiento de una infraestructura social y ambientalmente sostenible para que contribuya a aumentar la calidad de vida”. Adicionalmente, el programa está alineado con el Marco de Resultados Corporativos (CRF) 2016-2019 a través de los indicadores de reducción de emisiones y generación proveniente de fuentes de energía renovable.
- 1.18 De igual forma, el programa está alineado con los principios de la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (GN-2716-6) ([EEO#7](#)) en referencia al subsector eléctrico, apoyando las acciones de política del GNI que contribuyen a la sostenibilidad técnica, operativa y financiera del sector, al promover políticas para focalizar los subsidios, para reducir pérdidas en el sistema de distribución; promover la competencia y la participación del sector privado, promover la transparencia financiera y de gestión de las entidades del sector y en general

---

<sup>32</sup> La estrategia de país del BID es concordante con la estrategia del GNI. La presente operación apoyará principalmente la sostenibilidad financiera del sector, complementando acciones en la línea de fortalecimiento del marco sectorial para estimular la inversión privada, sostenibilidad de la matriz energética y promoción de la integración regional.

para contribuir al suministro suficiente de electricidad, satisfacer al crecimiento de la demanda, el incremento de la calidad del servicio, y fomentar el acceso al mismo.

## **B. Objetivos, Componentes y Costo**

- 1.19 **Objetivos.** El objetivo general del programa es apoyar al GNI, en la consolidación de un marco sectorial que garantice la sostenibilidad financiera y operativa del sector. Esta es la tercera operación de una serie de tres operaciones de PBP, cuyos objetivos específicos son: (i) estabilidad macroeconómica; (ii) garantizar la sostenibilidad financiera del sector eléctrico; (iii) mejorar la transparencia de los resultados en la gestión del sector; (iv) promover una matriz energética sostenible, fomentando las energías renovables, la inversión privada y la eficiencia energética; y (v) impulsar la integración regional del sector eléctrico.
- 1.20 **Componente I. Estabilidad macroeconómica.** El objetivo de este componente es asegurar un contexto macroeconómico congruente con los objetivos del programa según establecido en el Anexo II.
- 1.21 **Componente II. Sostenibilidad financiera del sector eléctrico.** Apoya la sostenibilidad institucional financiera del sector eléctrico, a través de la elaboración e implementación de políticas y/o acciones dirigidas a adoptar un programa de medidas para recuperar la sostenibilidad financiera del sector. En este componente para esta tercera operación del PBP se busca profundizar y consolidar las acciones regulatorias de ordenamiento y equilibrio del sector que permitan asegurar la sostenibilidad financiera a nivel de distribución que fueron ejecutadas bajo la primera y segunda operaciones del PBP. Específicamente las acciones requeridas al INE son: (i) aplicar la modificación del Factor de Expansión de Pérdidas (FEP)<sup>33</sup> reconocido en tarifas de 1,15 a 1,14; en el marco de la continuidad al proceso de ajuste desde 1,13 (vigente en 2013) a 1,16 y reducción gradual a 1,14 en cinco años contados a partir del año 2013, a fin de facilitar la recuperación financiera de la distribuidora y darle los incentivos para gestionar la reducción de pérdidas en los próximos años; (ii) mantener el subsidio de los asentamientos en 2% de la energía vendida valorada al precio medio de compra; (iii) emitir los títulos de deuda<sup>34</sup> que permitirán incluir los costos financieros por retraso de pago a los generadores en el período 2009-2013 y los intereses corrientes en la base de cálculo de la tarifa a nivel de distribución hasta el efectivo pago de las deudas generadas en dicho período, de acuerdo con el numeral 5 del Artículo 113 de la Ley No. 272, manteniendo los términos de la conciliación realizada por parte de los generadores y las distribuidoras (DISNORTE y DISSUR); (iv) continuar aplicando las disposiciones Anti-Fraude<sup>35</sup> contenidas en la Ley No. 661 “Ley para la Distribución y el uso responsable del servicio público de energía eléctrica” que penaliza el hurto de energía a todos los clientes, consumidores y usuarios del servicio eléctrico; (v) continuar implementando el acuerdo con las distribuidoras (DN y DS)

<sup>33</sup> El FEP es el multiplicador del precio de compra de energía en media tensión, por lo tanto, un FEP de 1,15 incrementa en 15% dicho precio, es decir reconoce pérdidas en esa proporción.

<sup>34</sup> El monto total conciliado y asignado a los títulos de deuda es de US\$70,9 millones.

<sup>35</sup> Las inspecciones anti-fraude permitieron identificar 9.886 casos de fraude en 2013; 12.275 en 2014; 23.318 en 2015 y 21.562 en 2016.



ejecutando el plan de inversiones por la suma de US\$75 millones en un período de 5 años (2013- 2018)<sup>36</sup> para mejorar la calidad y el control de suministro eléctrico, ampliar la cobertura beneficiando a poblaciones rurales con altos niveles de pobreza y contribuir a reducir pérdidas; (vi) realizar las revisiones periódicas de la tarifa en el sector eléctrico y que se hayan emitido por parte del INE, las correspondientes resoluciones de ajuste tarifario para la actualización del costo de abastecimiento, transmisión y distribución, que permiten mantener el precio promedio de venta al consumidor igual al precio promedio de venta indicativo, con lo que se asegura que el precio de energía compensa el 100% de los costos de abastecimiento, transmisión y distribución<sup>37</sup>; y (vii) aprobar por el Gabinete de Energía y Gabinete Económico, la propuesta de medidas de ajuste sobre los subsidios del sector eléctrico que le fueron remitidas por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) y remitir a la Presidencia juntamente con las metas a alcanzar, las acciones y el cronograma para su implementación.

- 1.22 El marco referencial de la propuesta para los subsidios incluirá, entre otros: (i) un periodo de ajuste que inicia en el año 2018 y concluye en el 2022; (ii) se elimina la base de subsidios con referencia a tarifas históricas y se pasa a determinar los subsidios como un porcentaje de la tarifa plena en vigencia; (iii) hasta el final del periodo de ajuste, año 2022, el subsidio social para el segmento de consumo igual o menor a 150kWh/mes, actualmente subsidiado en una proporción superior al 50% de la tarifa plena, no será superior a los siguientes porcentajes de la tarifa plena vigente: 50% para los primeros 50kWh, 45% para los siguientes 50kWh y 25% para los últimos 50kWh; (iv) hasta el cuarto año del periodo de ajuste, año 2021, el segmento de consumo mayor a 150kWh/mes, actualmente subsidiado en un rango de 53% a 100% en materia de IVA, elimina por completo dicho subsidio; y (v) hasta el final del periodo de ajuste, año 2022, el subsidio al segmento de jubilados actualmente definido en un 50% de la tarifa eléctrica para los primeros 150kWh consumidos, no será superior a 25% para los consumos hasta 300kWh y se elimina para los consumos mayores a 300kWh. Los compromisos de políticas establecidos para el tercer PBP en este componente (Ver Anexo II) ya se han cumplido satisfactoriamente.
- 1.23 **Componente III. Transparencia de resultados en la gestión del sector.** Permitirá mayor transparencia de resultados de gestión del sector, estableciendo mecanismos que mejoren la visibilidad de resultados de las empresas públicas y concesionarias. En esta tercera operación del PBP se busca la continuación de las condiciones de la primera y segunda operación que han permitido aumentar la transparencia del sector, en específico se prevé: (i) publicar, en el sitio web del INE los contratos que el INE haya suscrito para el financiamiento de la tarifa eléctrica y su balance actualizado; (ii) publicar en el sitio web de ENEL y ENATREL respectivamente, sus estados financieros auditados por auditores

---

<sup>36</sup> En el período 2013-2015 el INE verificó una inversión de US\$52,9 millones por parte de las distribuidoras y está en proceso de verificación la inversión declarada por las distribuidoras para 2016 en un monto de US\$29,9 millones. El total alcanza a US\$82,8 millones, con lo que se alcanza el compromiso de inversión.

<sup>37</sup> El INE es la entidad encargada de revisar y emitir nuevas tarifas y por Ley está autorizado a realizar ajustes mensuales a la tarifa, si fuera necesario. El ajuste tarifario puede originarse por cambios en el precio del petróleo o en la participación de los renovables, lo que provoca un ajuste en el precio de compra mayorista que luego es transferido a la tarifa. El peaje de transmisión y el valor agregado de distribución que compensan los costos de transmisión y distribución, respectivamente, tienen un comportamiento más estable y están sujetos a revisiones anuales.

independientes y aprobados por la CGR, correspondientes a cada año del periodo 2012 hasta el año inmediatamente anterior de aquel en que se realice el desembolso; (iii) publicar anualmente, por parte del INE, el Índice de Recuperación de Efectivo (índice combinado), Índice de Pérdidas, e Índice de Cobre según sea suministrado por DN y DS; y (iv) publicar, por parte del INE, los desvíos de costos mayoristas – que reflejan la diferencia entre el precio de compra de electricidad real y el precio reconocido en tarifa – para el periodo 2013 hasta el año inmediatamente anterior a aquel en que se realice el desembolso. Estos compromisos de políticas a la fecha se han cumplido satisfactoriamente.

- 1.24 **Componente IV. Matriz energética sostenible, fomento de energías renovables, inversión privada y eficiencia energética.** Apoyará la promoción de fuentes renovables, generación distribuida y participación privada en el sector, para alcanzar una matriz energética sostenible. Esta tercera operación del PBP busca la continuidad de las reformas institucionales y normativas del sector eléctrico, emprendidas en la primera y segunda operación, que permite alcanzar el objetivo de promover las energías renovables, la inversión privada y la eficiencia energética; específicamente, se prevé: (i) aprobar por el Gabinete de Energía las acciones para mejorar los procesos en la contratación de energía y potencia en el mercado mayorista como estímulo a la inversión privada que le fue presentada por el MEM<sup>38</sup> incluyendo, entre otros: (a) la planeación integral del sistema para construir una matriz eléctrica eficiente; (b) la introducción oportuna de procesos competitivos para asegurar la renovación de la generación más costosa e ineficiente; (c) la definición de facilidades para la competencia en proyectos de recursos renovables con mayor riesgo de inversión; y (d) la introducción de condiciones de participación en el mercado eléctrico regional; (ii) aprobar por el MEM, como resultado de una revisión bi-anual el Plan Indicativo de Expansión de la Generación; el plan o los planes aprobados deberán incluir los proyectos de generación basados en recursos renovables y haberse elaborado con base en la metodología de seguridad operativa definida por ENATREL-CNDC con ocasión de la segunda operación bajo este serie programática; (iii) confirmar por el Centro Nacional de Despacho de Carga dependiente de la Empresa Nacional de Transmisión (ENATREL-CNDC), que con base en la metodología de seguridad operativa aprobada como condición de la segunda operación, los Planes Indicativos de Expansión de Generación y Transmisión 2017-2026 garantizarían el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño; (iv) aprobar por parte de la Asamblea Nacional las modificaciones necesarias a la Ley de la Industria Eléctrica que viabilice la aprobación de la normativa para generación eléctrica distribuida en el país y aprobar por el MEM dicha normativa. El alcance de la normativa incluirá, entre otros: (a) los niveles de potencia; (b) los mecanismos de compra y venta de energía; y (c) los mecanismos de remuneración; (v) aprobar por el Gabinete de Energía la propuesta de Ley de Eficiencia Energética, que establecerá el marco legal y regulatorio conteniendo mecanismos institucionales y financieros para incentivar la eficiencia energética, y que la misma se haya remitido como

---

<sup>38</sup> En el marco del estudio que apoya al GNI en la revisión de los procesos de contratación de energía y potencia en el mercado mayorista y propone líneas de acción para mejorar la competencia y fomentar la inversión privada, se definió que no es necesario modificar la legislación del sector – solamente introducir cambios a nivel normativo y regulatorio.

iniciativa de Ley a la Asamblea Nacional; y (vi) aprobar por el Gabinete de Energía el Programa Nacional de Eficiencia Energética remitido por el MEM, que contenga, entre otros, objetivos y metas de eficiencia energética, las responsabilidades, funciones y roles de los actores relevantes del sector, así como los mecanismos institucionales y de financiamiento necesarios. Estos compromisos de políticas ya se han cumplido satisfactoriamente, con excepción de la normativa de generación distribuida que se prevé será aprobada en noviembre/2017, una vez que se aprobaron las reformas a Ley de la Industria Eléctrica, según se explica en el ¶1.14.

- 1.25 **Componente V. Impulso a la integración regional del sector eléctrico.** Este componente impulsa la integración eléctrica regional incrementando la participación del sector eléctrico nacional en el mercado eléctrico regional<sup>39</sup>. En esta tercera operación del PBP se busca mantener la armonización de las regulaciones y normativas nacionales al marco regulatorio regional. En específico, se previó que se realicen los ajustes a las regulaciones y normativas nacionales que, como resultado de las evaluaciones periódicas que realiza la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, resulten necesarios para mantener la adecuada integración de Nicaragua con la regulación regional del sector y para garantizar que la línea del SIEPAC mantiene su capacidad de transmisión para el sistema regional<sup>40</sup>. Sin embargo, a partir del desembolso de la segunda operación individual de la serie no se han identificado regulaciones y normativas nacionales que requieran ser armonizadas y adaptadas al marco regulatorio regional. Al momento las regulaciones y normativas nacionales están acordes con el marco regional, por lo tanto, los compromisos de política se han cumplido satisfactoriamente.

## C. Indicadores Claves de Resultados

- 1.26 **Resultados esperados.** La [Matriz de Resultados](#) describe los resultados esperados y los indicadores asociados al programa, los cuales evalúan los progresos alcanzados por el programa a través de la implementación de las tres operaciones del PBP. En materia de impactos: (i) mejora de los indicadores financieros y de gestión de ENATREL, ENEL y DN-DS; y (ii) participación de la energía renovable en la matriz de generación del SIN. En materia de resultados: (i) mejora de la calidad del servicio eléctrico; (ii) mejora en el control de suministro, normalización/formalización de clientes; (iii) ampliación de la cobertura eléctrica; (iv) reducción de pérdidas totales del sistema; (v) publicación de los estados financieros de las empresas estatales del sector; (vi) publicación de indicadores de gestión de las distribuidoras; (vii) nueva capacidad de generación renovable en la matriz de generación del SIN; (viii) reducción del consumo de energía eléctrica por los programas de eficiencia energética; y

---

<sup>39</sup> Este componente ha permitido: (i) adoptar la Normativa de Operación que establece las reglas de carácter operativo, las reglas de carácter comercial y las interfaces necesarias para armonizar la normativa nacional con el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional; y (ii) aprobar las modificaciones a la Normativa de Operación y sus anexos técnico y comercial, para armonizar con el procedimiento de aplicación de los contratos regionales con prioridad de suministro y derechos firmes establecido a nivel regional.

<sup>40</sup> Las inversiones requeridas para garantizar la capacidad de la línea del SIEPAC están financiadas en su totalidad por el BID y otras entidades de financiamiento.

(ix) incremento del intercambio eléctrico de Nicaragua en el MER. Ver Matriz de Resultados para más detalles.

- 1.27 **Evaluación Económica.** Por la característica multidimensional de las actividades que se apoyan en el programa se hizo un análisis costo-beneficio de cada uno de sus objetivos. La aproximación a la evaluación económica del programa consiste en hacer la estimación de beneficios y costos económicos de los resultados identificables y cuantificables asociados con el mismo. Se identificaron cinco acciones específicas que generarán beneficios futuros y cuyos resultados del análisis económico fueron:

**Tabla 1. Acciones Específicas que Generarán Beneficios Futuros**

Componente	VPN Beneficios Millones de US\$	VPN Costos Millones de US\$	Relación B/C	TIR %
Mejoras de Calidad de Servicio	16,2	12,4	1,31	12%
Ampliación de la Cobertura Eléctrica	618	449	1,38	57%
Reducción de Pérdidas	49	15	3,2	103%
Incentivo a la Energía Renovable	1.345	1.319	1,02	12%
Eficiencia Energética	108	11,5	9,3	Indefinido

- 1.28 La reducción de consumo de energía eléctrica por medidas de eficiencia energética con una Tasa Interna de Retorno Económica indefinida puesto que los beneficios anuales superan los costos anuales a lo largo del programa.

## II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

### A. Instrumentos de Financiamiento

- 2.1 El programa está estructurado como un PBP de tres operaciones, cada una condicionada al cumplimiento de metas institucionales y de política sectorial en el corto y mediano plazo siguiendo las disposiciones de las directrices sobre preparación y aplicación de los préstamos en apoyo a reformas de política (CS-3633-1). Se ha seleccionado la estructura del PBP por la flexibilidad que proporciona en la consecución de objetivos de largo plazo mediante la implementación de medidas secuenciales de corto y mediano plazo. Esta tercera operación constituye un financiamiento de US\$65 millones, en el marco del apoyo a necesidades fiscales de carácter amplio<sup>41</sup>. Esta operación representa el 14,5% de las necesidades brutas de financiamiento<sup>42</sup> estimadas para Nicaragua en 2017. La estructura tipo PBP ofrece flexibilidad para el diseño e implementación de las medidas requeridas para alcanzar los objetivos del programa. **Las condiciones contractuales previas al único desembolso del único tramo correspondiente al tercer PBP está condicionado al cumplimiento, a satisfacción del BID, de las condiciones de política**

<sup>41</sup> CS-3633-1, párrafo 3.27, inciso (b).

<sup>42</sup> Necesidades de financiamiento del déficit después de donaciones (en dólares). Fuente: Marco Presupuestal de Mediano Plazo 2017-2021.

**señaladas en el Anexo II (Matriz de Políticas), en adición al cumplimiento de las demás condiciones establecidas en el Contrato de Préstamo.**

**B. Riesgos Ambientales y Sociales**

- 2.2 **Aspectos ambientales.** De acuerdo con las Directiva B.13 de la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias (GN-2208-20 y OP-703) del BID, y por tratarse de un préstamo sectorial de políticas, no se requiere una clasificación de impacto sobre el medio ambiente. El programa incluye actividades de política del sector y fortalecimiento institucional, por lo que no se esperan impactos sociales o ambientales negativos como resultado del mismo.

**C. Otros Riesgos**

- 2.3 **Riesgos fiduciarios.** No existe riesgo fiduciario dado las características del instrumento de préstamos adoptado. El BID apoya el programa mediante la operación, que proveerá fondos de libre disponibilidad y que no contempla adquisiciones. Se espera realizar un solo desembolso por la totalidad de los recursos de la operación en un período corto de tiempo, razón por la cual no se prevé riesgos fiduciarios y de ejecución dado que el prestatario receptor de los recursos cuenta con experiencia previa en proyectos de naturaleza similar y dispone de instrumentos de gestión financiera con sistemas de control necesarios. La gestión financiera de la operación se hará utilizando los sistemas de país, Sistema Integrado de Gestión Financiera y Administración, empleando los módulos de Presupuesto y Tesorería, y el Sistema Integrado de Gestión Financiera para Proyectos para el Registro Contable y Generación de Reportes Financieros.
- 2.4 **Riesgos de implementación.** Debido a que existen diversas agencias gubernamentales involucradas en la ejecución de las reformas de política, podría existir el riesgo de falta de coordinación entre ellas, lo cual se mitiga estableciendo al MHCP como entidad responsable del seguimiento y la coordinación, convocando reuniones de evaluación y seguimiento periódicas para determinar la evolución y resultados con miras a identificar los avances y el apoyo adicional que se requiera para satisfacer las condiciones, así como las actividades establecidas en el [Plan de Monitoreo y Evaluación](#).
- 2.5 **Sostenibilidad de las reformas.** Las reformas resultantes de los compromisos de política bajo la serie programática de tres operaciones tienen como eje de sostenibilidad los siguientes elementos: (i) compromiso del GNI, que se ha materializado mediante el cumplimiento de condiciones que se han mantenido desde la primera operación de la serie, y en el caso de la ley de eficiencia energética avanzando hasta la aprobación de la ley, que no está prevista en la condición; (ii) participación del sector privado y la sociedad civil, mediante las consultas realizadas para consolidar el consenso alrededor de nuevas leyes y normativas asociadas a los compromisos de política; (iii) apoyo del Banco desde la primera operación de la serie, a través de la Cooperación Técnica de Apoyo al Programa para Fortalecer el sector eléctrico en Nicaragua (ATN/FI-14624-NI), con atención específica para: la propuesta de focalización de subsidios, las líneas de acción para mejorar la competencia en el mercado de generación, la normativa para generación distribuida, y la implementación de herramientas para

la seguridad operativa del sistema; (iv) apoyo del Banco para la fase siguiente a la serie programática, a través de la Cooperación Técnica para la Mejora de la Competencia en el Subsector de Generación de Energía (NI-T1242), con el objetivo de desarrollar un marco complementario a la legislación vigente, cubriendo el ámbito legal, comercial y técnico para la implementación de procesos competitivos en el mercado de generación para el sistema eléctrico y de inserción del gas natural para la generación; y (v) diálogo permanente del BID con el GNI a nivel sectorial y macroeconómico para el seguimiento y acciones de apoyo.

### **III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN**

#### **A. Resumen de los Arreglos de Implementación**

- 3.1 **Beneficiario y Organismo Ejecutor (OE).** El prestatario será la República de Nicaragua, que actuará por intermedio del MHCP como OE. La Matriz de Política fue acordada con las autoridades del sector eléctrico (MHCP, MEM, INE, ENATREL y ENEL). El MHCP, trabajará conjuntamente con las entidades competentes para cumplir las condiciones acordadas en dicha matriz.
- 3.2 El MHCP se encargará, entre otras cosas, de: (i) gestionar el cumplimiento de las acciones de política, constituyéndose en la instancia de coordinación que articula la participación de las entidades del sector como MEM, INE, ENATREL y ENEL; (ii) preparar informes en los que se demuestre que se han cumplido satisfactoriamente las condiciones y cualquier otro informe que pueda requerir el BID para aprobar el desembolso; y (iii) una vez concluidos los desembolsos en el marco del programa, recopilar y preparar la información necesaria y los indicadores de desempeño para que el BID y el GNI puedan darle seguimiento a los resultados del programa, medirlos y evaluarlos.

#### **B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados**

- 3.3 El MHCP tiene la responsabilidad de coordinar con MEM, INE, ENATREL y ENEL, la ejecución y seguimiento a las acciones de política, desde la oficina de enlace del MHCP con el BID y bajo la dirección del ministro del MHCP, estableciendo la periodicidad del seguimiento en coordinación con el equipo de proyecto del BID.
- 3.4 El prestatario y el BID han acordado efectuar reuniones de seguimiento y evaluación de la Matriz de Resultados, convocadas por la oficina de enlace del MHCP con el BID en fechas a definir de común acuerdo. De conformidad con las políticas del BID, se preparará un Informe de Terminación de Proyecto (PCR) al final de la serie programática, con financiamiento del BID, concluyendo su elaboración seis meses después de que se haya desembolsado el tercer PBP en apoyo de reformas de políticas. En el PCR se evaluarán el impacto y los resultados obtenidos mediante la metodología de análisis costo-beneficio (según los criterios del [EEO#1](#)). El prestatario será responsable de cooperar con el equipo del BID y los consultores que sean contratados por éste, en todo lo relacionado con el desarrollo de un plan de seguimiento y evaluación.

#### **IV. CARTA DE POLÍTICAS**

- 4.1 El GNI envió al Banco la [Carta de Políticas](#) en la cual se describen los componentes principales de la estrategia del GNI para ejecutar el programa y donde se reafirma el compromiso del gobierno con las reformas de política del programa.

Matriz de Efectividad en el Desarrollo		
Resumen		
<b>I. Prioridades corporativas y del país</b>		
<b>1. Objetivos de desarrollo del BID</b>	<b>Sí</b>	
Retos Regionales y Temas Transversales	-Productividad e Innovación -Integración Económica -Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental	
Indicadores de desarrollo de países	-Acuerdos de integración regional, subregional y extra regional e iniciativas de cooperación apoyadas (#)* -Agencias gubernamentales beneficiadas por proyectos que fortalecen los instrumentos tecnológicos y de gestión para mejorar la provisión de servicios públicos (#)* -Hogares con acceso Nuevo o mejorado al suministro de electricidad (#)*	
<b>2. Objetivos de desarrollo del país</b>	<b>Sí</b>	
Matriz de resultados de la estrategia de país	GN-2683	Fortalecer el marco sectorial para asegurar la sostenibilidad financiera y operativa, y la atracción de inversión privada.
Matriz de resultados del programa de país	GN-2884	La intervención está incluida en el Programa de Operaciones de 2017.
Relevancia del proyecto a los retos de desarrollo del país (si no se encuadra dentro de la estrategia de país o el programa de país)		
<b>II. Resultados de desarrollo - Evaluabilidad</b>	<b>Evaluable</b>	
<b>3. Evaluación basada en pruebas y solución</b>	<b>7.4</b>	
3.1 Diagnóstico del Programa	2.4	
3.2 Intervenciones o Soluciones Propuestas	2.4	
3.3 Calidad de la Matriz de Resultados	2.6	
<b>4. Análisis económico ex ante</b>	<b>8.5</b>	
4.1 El programa tiene una TIR/VPN, Análisis Costo-Efectividad o Análisis Económico General	4.0	
4.2 Beneficios Identificados y Cuantificados	1.5	
4.3 Costos Identificados y Cuantificados	1.5	
4.4 Supuestos Razonables	0.0	
4.5 Análisis de Sensibilidad	1.5	
<b>5. Evaluación y seguimiento</b>	<b>6.5</b>	
5.1 Mecanismos de Monitoreo	2.3	
5.2 Plan de Evaluación	4.2	
<b>III. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación</b>		
<b>Calificación de riesgo global = magnitud de los riesgos*probabilidad</b>	<b>Medio</b>	
Se han calificado todos los riesgos por magnitud y probabilidad	Sí	
Se han identificado medidas adecuadas de mitigación para los riesgos principales	Sí	
Las medidas de mitigación tienen indicadores para el seguimiento de su implementación	Sí	
<b>Clasificación de los riesgos ambientales y sociales</b>	<b>B.13</b>	
<b>IV. Función del BID - Adicionalidad</b>		
<b>El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales</b>		
Fiduciarios (criterios de VPC/FMP)	Sí	Administración financiera: Presupuesto, Tesorería, Contabilidad y emisión de informes.
No-Fiduciarios		
<b>La participación del BID promueve mejoras adicionales en los presuntos beneficiarios o la entidad del sector público en las siguientes dimensiones:</b>		
Igualdad de género		
Trabajo		
Medio ambiente		
Antes de la aprobación se brindó a la entidad del sector público asistencia técnica adicional (por encima de la preparación de proyecto) para aumentar las probabilidades de éxito del proyecto		
La evaluación de impacto ex post del proyecto arrojará pruebas empíricas para cerrar las brechas de conocimiento en el sector, que fueron identificadas en el documento de proyecto o el plan de evaluación.		

Nota: (\*) Indica contribución al Indicador de Desarrollo de Países correspondiente.

Esta es la tercera y última operación de una serie PBP con el objetivo general de apoyar al GNI en la consolidación de un marco sectorial que garantice la sostenibilidad financiera y operativa del sector. En particular, el programa busca: (i) la estabilidad macroeconómica; (ii) garantizar la sostenibilidad financiera del sector eléctrico; (iii) mejorar la transparencia de los resultados en la gestión del sector; (iv) promover una matriz energética sostenible, y (v) impulsar la integración regional del sector eléctrico.

La propuesta de préstamo presenta un diagnóstico sólido de los problemas y sus determinantes que es consistente con las intervenciones propuestas. El documento incluye datos empíricos e información sobre lecciones aprendidas de otras operaciones realizadas en el país, pero no cuenta con evidencia (obtenida mediante evaluaciones de impacto) sobre la efectividad de intervenciones similares.

La matriz de resultados tiene una lógica vertical clara para los componentes propuestos, y cuenta indicadores SMART. Los resultados del programa corresponden a las condiciones de la Matriz de Política y de Medios de Verificación, y fueron todos alcanzando en 2016. Los indicadores de impacto, también indicados en la Matriz de Resultados, tienen metas con una vigencia mayor al cronograma de desembolsos de esta operación.

El proyecto incluye un análisis de costo-beneficio para resultados del programa. El mismo, cuantifica los beneficios económicos producto de las mejoras en calidad de servicio, ampliación de la cobertura eléctrica, reducción de pérdidas, e incentivos a la energía renovable. Los resultados muestran valores actuales positivos y tasas internas de retorno superiores al 12%. La rentabilidad se mantiene ante diferentes escenarios de sensibilidad.

El plan de monitoreo detalla los instrumentos de monitoreo que serán utilizados. El plan de evaluación se basa en un análisis económico ex post, incluyendo la metodología para la recolección de datos, el plan de trabajo y el presupuesto asignado.



### Matriz de Políticas

<b>Objetivo:</b>	Apoyar al Gobierno de Nicaragua (GNI) en la consolidación de un marco sectorial que garantice la sostenibilidad financiera y operativa del sector.		
Objetivos	Compromisos Primer Programático	Compromisos Segundo Programático	Compromisos Tercer Programático
<b>Componente I. Estabilidad Macroeconómica</b>			
Estabilidad del marco general de políticas macroeconómicas.	1.1 Marco macroeconómico estable, conducente al logro de los objetivos del programa y los lineamientos establecidos en la Carta de Política Sectorial.	2.1 Marco macroeconómico estable, conducente al logro de los objetivos del Programa y los lineamientos establecidos en la Carta de Política Sectorial.	3.1 Marco macroeconómico estable, conducente al logro de los objetivos del Programa y los lineamientos establecidos en la Carta de Política Sectorial.
<b>Componente II. Sostenibilidad Financiera del Sector Eléctrico</b>			
Adoptar un programa de medidas para recuperar la sostenibilidad financiera del sector eléctrico.	<p>1.2 Implementar las acciones regulatorias de ordenamiento y equilibrio del sector que permitan recuperar la sostenibilidad financiera a nivel de distribución, las cuales están estipuladas en la Ley No.839 aprobada por la Asamblea Nacional (AN), en la que se incluyen:</p> <p>(1) Modificar el Factor de Expansión de Pérdidas (FEP) reconocido en tarifas de 1,13 (vigente) a 1,16 y reducción gradual a 1,14 en cinco años, a fin de facilitar la recuperación financiera de la distribuidora y darle los incentivos para gestionar la reducción de pérdidas en los próximos años.</p>	<p>2.2 Continuar implementando las acciones regulatorias de ordenamiento y equilibrio del sector que permitan recuperar la sostenibilidad financiera a nivel de distribución, las cuales están estipuladas en la Ley No.839 aprobada por la Asamblea Nacional (AN), y para este efecto:</p> <p>(1) Aplicar la modificación del Factor de Expansión de Pérdidas (FEP) reconocido en tarifas de 1,16 a 1,15; en el marco de la continuidad al proceso de ajuste desde 1,13 (vigente en 2013) a 1,16 y reducción gradual a 1,14 en cinco años, a fin de facilitar la recuperación financiera de la distribuidora y darle los incentivos para gestionar la reducción de pérdidas en los próximos años;</p> <p>(2) Aplicar la reducción al subsidio de los asentamientos de 2,5% (vigente en</p>	<p>3.2 Continuar implementado satisfactoriamente las acciones regulatorias de ordenamiento y equilibrio del sector que permiten recuperar la sostenibilidad financiera del sector eléctrico a nivel de distribución (medidas contempladas en la Ley No. 839) y para este efecto:</p> <p>(1) Aplicar la modificación del Factor de Expansión de Pérdidas (FEP) reconocido en tarifas de 1,15 a 1,14; en el marco de la continuidad al proceso de ajuste desde 1,13 (vigente en 2013) a 1,16 y reducción gradual a 1,14 en 5 años contados a partir del año 2013, a fin de facilitar la recuperación financiera de la distribuidora y darle los incentivos para gestionar la reducción de pérdidas en los próximos años.</p>

Objetivos	Compromisos Primer Programático	Compromisos Segundo Programático	Compromisos Tercer Programático
	<p>(2) Renovar el subsidio de los asentamientos por 5 años. El primer año 2,5%, los siguientes cuatro años será 2%, de la energía vendida valorada al precio medio de compra.</p> <p>(3) Incluir en la base de cálculo de la tarifa a nivel de distribución, los costos financieros por retraso de pago a los generadores en el periodo 2009 – 2013, y los intereses corrientes hasta el efectivo pago de las deudas generadas en dicho periodo.</p> <p>(4) Extender la aplicación de la Normativa Anti-Fraude (Ley No. 661 sobre el uso responsable de la energía) que penaliza el hurto de energía a todos los clientes, consumidores y usuarios del servicio eléctrico.</p>	<p>2013) a 2%, de la energía vendida valorada al precio medio de compra;</p> <p>(3) Conciliar, por parte de generadores y distribuidoras (Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte o DISNORTE, y Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur o DISSUR), los costos financieros por retraso de pago a los generadores en el periodo 2009 – 2013, y los intereses corrientes para incluir en la base de cálculo de la tarifa a nivel de distribución hasta el efectivo pago de las deudas generadas en dicho periodo;</p> <p>(4) Continuar aplicando las disposiciones Anti-Fraude contenidas en la Ley No. 661 “Ley para la Distribución y el uso responsable del servicio público de energía eléctrica” que penaliza el hurto de energía a todos los clientes, consumidores y usuarios del servicio eléctrico;</p> <p>(5) Implementar el acuerdo con las distribuidoras (DISNORTE y DISSUR), ejecutando US\$20 millones desde junio 2013 hasta diciembre 2014, en el marco de la obligación de ejecutar un plan de inversiones por la suma de US\$75 millones en un período de 5 años, para mejorar la calidad y el</p>	<p>(2) Mantener el subsidio de los asentamientos en 2% de la energía vendida valorada al precio medio de compra.</p> <p>(3) Emitir los títulos de deuda que permitirán incluir los costos financieros por retraso de pago a los generadores en el periodo 2009-2013 y los intereses corrientes en la base de cálculo de la tarifa a nivel de distribución hasta el efectivo pago de las deudas generadas en dicho periodo, de acuerdo con el numeral 5 del Artículo 113 de la Ley 272, manteniendo los términos de la conciliación realizada por parte de los generadores y distribuidoras (DISNORTE y DISSUR).</p> <p>(4) Continuar aplicando las disposiciones Anti-Fraude contenidas en la Ley No. 661 “Ley para la Distribución y el uso responsable del servicio público de energía eléctrica” que penaliza el hurto de energía a todos los clientes, consumidores y usuarios del servicio eléctrico.</p> <p>(5) Continuar implementando el acuerdo con las distribuidoras (DISNORTE y DISSUR) ejecutando el plan de inversiones por la suma de US\$75 millones en un período de cinco años (2013-2018) para</p>

Objetivos	Compromisos Primer Programático	Compromisos Segundo Programático	Compromisos Tercer Programático
	(5) Acordar con las distribuidoras (DISNORTE-DISSUR) la obligación de ejecutar un plan de inversiones por la suma de US\$75 millones en un período de cinco años, para mejorar la calidad y el control de suministro eléctrico, ampliar la cobertura y contribuir a reducir pérdidas.	control de suministro eléctrico, ampliar la cobertura y contribuir a reducir pérdidas.	mejorar la calidad y el control de suministro eléctrico, ampliar la cobertura y contribuir a reducir pérdidas,
	1.3 Actualización de las tarifas del sector eléctrico, actualizando los costos reconocidos de abastecimiento (incremento de 14,9%), transmisión (incremento de 7,18%), distribución (incremento de 1,82%), para un ajuste tarifario al precio medio de venta de 7,78%, de forma consistente con lo indicado en la Matriz de Resultados de la Estrategia del Banco con Nicaragua (GN-2683).	2.3 Realizar las revisiones periódicas de tarifa y emitir, por parte del INE, las correspondientes resoluciones de ajustes tarifarios para la actualización del costo de abastecimiento, transmisión y distribución que: (i) en 2014 permitan un incremento de 2.38% en el precio promedio de venta al consumidor, igualando el precio promedio de venta indicativo, con lo que se asegura que el precio de energía compensa el 100% de los costos de abastecimiento, transmisión y distribución; y (ii) en 2015, por efecto de la baja en los precios del petróleo, permitan una reducción de 8.47% en el precio promedio de venta al consumidor, manteniendo un precio de energía que compensa el 100% de los costos de abastecimiento, transmisión y distribución.	3.3 Realizar las revisiones periódicas de la tarifa en el sector eléctrico y que se hayan emitido por parte del INE, las correspondientes resoluciones de ajuste tarifario para la actualización del costo de abastecimiento, transmisión y distribución, que permiten mantener el precio promedio de venta al consumidor igual al precio promedio de venta indicativo, con lo que se asegura que el precio de energía compensa el 100% de los costos de abastecimiento, transmisión y distribución.

Objetivos	Compromisos Primer Programático	Compromisos Segundo Programático	Compromisos Tercer Programático
	<p>1.4 Acordar los lineamientos y alcances del diagnóstico y preparar una propuesta de plan de ajuste para los subsidios por parte del GNI, orientada a focalizar y medir los subsidios, bajo un concepto de prioridad en la asistencia a los grupos más vulnerables.</p>	<p>2.4 Remitir, por parte del MHCP al Gabinete Económico, una propuesta de medidas de ajustes sobre los subsidios del sector eléctrico, dándole sus recomendaciones de implementación sobre la base de la capacidad presupuestaria y las condiciones económicas del país para la toma de decisiones. El marco referencial de la propuesta incluirá, entre otros, lo siguiente: (i) se elimina la base de subsidios con referencia a tarifas históricas (actualmente se utiliza la tarifa 2005) y se determinan los subsidios como un porcentaje de la tarifa plena en vigencia; (ii) el segmento de consumo igual o menor a 150kWh/mes actualmente subsidiado en un 52,8% de la tarifa eléctrica, pasa a un rango de subsidio que oscila entre 0% y 50%, dependiendo del consumo; (iii) el segmento de consumo igual o menor a 300kWh/mes actualmente subsidiado en un 100% en materia de Impuesto al Valor Agregado (IVA), pasa a un rango de subsidio que oscila entre 0% y 100%, dependiendo del consumo; (iv) el segmento de jubilados actualmente subsidiado en un 50% de la tarifa eléctrica, pasa a un rango de subsidio que oscila entre 10% y 25%; y (v) como resultado, el monto total de subsidios puede reducirse en un rango de 42,3% a 53,5%,</p>	<p>3.4 Aprobar por el Gabinete de Energía y el Gabinete Económico la propuesta de medidas de ajuste sobre los subsidios del sector eléctrico que le fueron remitidas por el MHCP y remitir a la Presidencia juntamente con las metas a alcanzar, las acciones y el cronograma para su implementación. El marco referencial de la propuesta incluirá, entre otros, lo siguientes: (i) un periodo de ajuste que inicia en el año 2018 y concluye en el 2022; (ii) se elimina la base de subsidios con referencia a tarifas históricas y se pasa a determinar los subsidios como un porcentaje de la tarifa plena en vigencia; (iii) hasta el final del periodo de ajuste, año 2022, el subsidio social para el segmento de consumo igual o menor a 150kWh/mes, actualmente subsidiado en una proporción superior al 50% de la tarifa plena, no será superior a los siguientes porcentajes de la tarifa plena vigente: 50% para los primeros 50kWh, 45% para los siguientes 50kWh y 25% para los últimos 50kWh; (iv) hasta el cuarto año del periodo de ajuste, año 2021, el segmento de consumo mayor a 150kWh/mes, actualmente subsidiado en un rango de 53% a 100% en materia de Impuesto al Valor Agregado (IVA), elimina por</p>

Objetivos	Compromisos Primer Programático	Compromisos Segundo Programático	Compromisos Tercer Programático
		dependiendo del escenario seleccionado.	completo dicho subsidio; y (v) hasta el final del periodo de ajuste, año 2022, el subsidio al segmento de jubilados actualmente definido en un 50% de la tarifa eléctrica para los primeros 150kWh consumidos, no será superior a 25% para los consumos hasta 300kWh y se elimina para los consumos mayores a 300kWh.
<b>Componente III. Transparencia de Resultados en la Gestión del Sector</b>			
Establecer mecanismos que mejoren la transparencia de resultados de las empresas públicas y concesionarias en el sector.	Continuar implementando el mecanismo de transparencia de resultados de las empresas públicas y concesionarias del sector eléctrico a través de:		
	<p>1.5 Publicar por parte del INE, en su sitio web, los contratos que ha firmado para el financiamiento de la tarifa eléctrica para el periodo desde abril de 2013 hasta marzo de 2014.</p> <p>1.6 Publicar por parte de ENATREL en su sitio web, sus estados financieros auditados correspondientes al 2012, que tienen pendiente la aprobación de la Contraloría General de la República de Nicaragua (Contraloría).</p>	<p>2.5 Publicar, por parte del INE en su sitio web, la información sobre el financiamiento de la tarifa eléctrica con vigencia posterior a marzo de 2014;</p> <p>2.6 Publicar por parte de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) en su sitio web, sus estados financieros auditados correspondientes al año 2013, con la aprobación de la Contraloría General de la República;</p>	<p>3.5 Publicar, en el sitio web del INE los contratos que el INE haya suscrito para el financiamiento de la tarifa eléctrica y su balance actualizado.</p> <p>3.6 Publicar en el sitio web de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), sus Estados Financieros auditados por auditores independientes y aprobados por la Contraloría General de la República (CGR), correspondientes a cada año del periodo 2012 hasta el año inmediatamente anterior de aquel en que se realice el desembolso.</p>

Objetivos	Compromisos Primer Programático	Compromisos Segundo Programático	Compromisos Tercer Programático
	1.7 Publicar por parte del INE los desvíos de costos mayoristas – que reflejan la diferencia entre el precio de compra de electricidad real y el precio reconocido en tarifa – para el primer semestre de 2013.	2.7 Publicar por parte de ENATREL en su sitio web, sus estados financieros auditados correspondientes al 2013, con la aprobación de la Contraloría General de la República.  2.8 Publicar, por parte del INE, el Índice de Recuperación de Efectivo (índice combinado), Índice de pérdidas, e Índice de cobro según sea suministrado por DISNORTE y DISSUR, hasta el año 2014	3.7 Publicar en el sitio web de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), sus Estados Financieros auditados por auditores independientes y aprobados por la CGR, correspondientes a cada año del periodo 2012 hasta el año inmediatamente anterior de aquel en que se realice el desembolso  3.8 Publicar anualmente, por parte del INE, el Índice de Recuperación de Efectivo (índice combinado), Índice de Pérdidas, e Índice de Cobro según sea suministrado por DISNORTE y DISSUR.
		2.9 Continuar, por parte del INE, la publicación de los desvíos de costos mayoristas – que reflejan la diferencia entre el precio de compra de electricidad real y el precio reconocido en tarifa – para los años 2013 y 2014	3.9 Publicar, por parte del INE, los desvíos de costos mayoristas – que reflejan la diferencia entre el precio de compra de electricidad real y el precio reconocido en tarifa – para el periodo 2013 hasta el año inmediatamente anterior a aquel en que se realice el desembolso.
<b>Componente IV. Matriz Energética Sostenible, Fomento de Energías Renovables, Inversión Privada y Eficiencia Energética</b>			
Promover el uso de fuentes renovables, la generación distribuida, la participación privada en el sector eléctrico y	1.8 Mejorar los procesos en la contratación de nueva generación, como estímulo a la inversión privada, acordando los lineamientos y alcances de la revisión del marco legal de los procesos de contratación de nueva generación en el mercado	2.10 Presentar por parte del Ministerio de Energía y Minas (MEM) al Gabinete de Energía una propuesta de acciones para mejorar los procesos en la contratación de energía y potencia en el mercado mayorista como estímulo a la inversión privada.	3.10 Aprobar por el Gabinete de Energía las acciones para mejorar los procesos en la contratación de energía y potencia en el mercado mayorista como estímulo a la inversión privada que le fue presentada por el MEM

Objetivos	Compromisos Primer Programático	Compromisos Segundo Programático	Compromisos Tercer Programático
la eficiencia energética, para alcanzar una matriz energética sostenible.	mayorista, todo lo cual permitirá definir una propuesta de líneas de acción para mejorar la competencia en dichos procesos, que contenga, entre otros, mejoras a las reglas de licitación y contratación directa, así como la identificación de las barreras para entrar al mercado y propuestas de solución, con el fin de obtener precios que permitan reducir la tarifa al consumidor final.	Dicha propuesta incluirá, entre otros: (i) la planeación integral del sistema para construir una matriz eléctrica eficiente; (ii) la introducción oportuna de procesos competitivos para asegurar la renovación de la generación más costosa e ineficiente; (iii) la definición de facilidades para la competencia en proyectos de recursos renovables con mayor riesgo de inversión; y (iv) la introducción de condiciones de participación en el mercado eléctrico regional.	incluyendo, entre otros: (i) la planeación integral del sistema para construir una matriz eléctrica eficiente; (ii) la introducción oportuna de procesos competitivos para asegurar la renovación de la generación más costosa e ineficiente; (iii) la definición de facilidades para la competencia en proyectos de recursos renovables con mayor riesgo de inversión; y (iv) la introducción de condiciones de participación en el mercado eléctrico regional.
	1.9 Elaboración, aprobación y publicación, por parte del MEM, del Plan Indicativo de Expansión de la Generación, 2013-2027, que incluya los proyectos de generación basados en recursos renovables e incorpore los criterios de calidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN).	2.11 Elaborar y aprobar por parte del Centro Nacional de Despacho de Carga dependiente de la Empresa Nacional de Transmisión (ENATREL-CNDC) una metodología de seguridad operativa para analizar periódicamente la incorporación de nuevos proyectos de energía renovable en el Plan Indicativo de Expansión.	3.11 Aprobar por el MEM, como resultado de una revisión bi-anual el Plan Indicativo de Expansión de la Generación. El Plan o los planes aprobados deberán incluir los proyectos de generación basados en recursos renovables y haberse elaborado con base en la metodología de seguridad operativa definida por ENATREL-CNDC con ocasión de la segunda operación bajo esta serie programática.
	1.10 Mejorar el proceso de planificación de la expansión del sistema, estableciendo un instrumento de optimización para la actualización periódica del Plan Indicativo de Expansión, que evalúe el efecto de nuevas incorporaciones de generación	2.12 Definir, por parte de ENATREL-CNDC, una metodología de seguridad operativa a ser aplicada por el MEM y el INE a partir de 2015 para la elaboración del Plan Indicativo de Expansión de la Generación	3.12 Confirmar por el Centro Nacional de Despacho de Carga dependiente de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL-CNDC), que, con base en la metodología de seguridad operativa aprobada como condición de la segunda

Objetivos	Compromisos Primer Programático	Compromisos Segundo Programático	Compromisos Tercer Programático
	con energía renovable en el SIN, elaborando, por parte del MEM, un estudio de seguridad operativa para el 2015.		operación, los Planes Indicativos de Expansión de Generación y Transmisión 2017-2026 garantizarían el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño.
	1.11 Establecer las bases de operación para la generación eléctrica distribuida, con la elaboración, por parte del MEM, de una propuesta de normativa para el ordenamiento de la generación eléctrica distribuida que contenga, entre otros, un nivel de potencia mínima, un mecanismo de compra y venta de energía, y mecanismos de remuneración.	2.13 Haber establecido por parte del MEM el alcance para la revisión de la propuesta de normativa para generación eléctrica distribuida en el país, con el fin de lograr una normativa elaborada con la participación de los agentes del mercado a nivel de generación, transmisión y distribución. El alcance incluirá, entre otros: (i) los niveles de potencia, (ii) los mecanismos de compra y venta de energía, y (iii) los mecanismos de remuneración;	3.13 Aprobar por parte de la Asamblea Nacional las modificaciones necesarias a la Ley de la Industria Eléctrica que viabilice la aprobación de la normativa para generación eléctrica distribuida en el país y aprobar por el MEM dicha normativa. El alcance de la normativa incluirá, entre otros: (i) los niveles de potencia, (ii) los mecanismos de compra y venta de energía, y (iii) los mecanismos de remuneración.
	1.12 Elaborar el marco legal y regulatorio para la eficiencia energética que contenga mecanismos institucionales y financieros para incentivarla.	2.14 Remitir por parte del MEM al Gabinete de Energía una propuesta de Ley de Eficiencia Energética que establecerá el marco legal y regulatorio, conteniendo mecanismos institucionales y financieros para incentivar la eficiencia energética;	3.14 Aprobar por el Gabinete de Energía la propuesta de Ley de Eficiencia Energética, que establecerá el marco legal y regulatorio conteniendo mecanismos institucionales y financieros para incentivar la eficiencia energética, y que la misma se haya remitido como iniciativa de Ley a la Asamblea Nacional.
	1.13 Desarrollar una política de eficiencia energética, mediante la elaboración, por parte del MEM, de una propuesta de Lineamientos de Políticas para	2.15 Remitir por parte del MEM al Gabinete de Energía una propuesta de Programa Nacional de Eficiencia Energética, que contenga, entre otros objetivos y metas de eficiencia	3.15 Aprobar por el Gabinete de Energía el Programa Nacional de Eficiencia Energética remitido por el MEM, que contenga, entre otros, objetivos y metas de



Objetivos	Compromisos Primer Programático	Compromisos Segundo Programático	Compromisos Tercer Programático
	Eficiencia. Energética, que contenga, entre otros, objetivos y metas esperadas, las responsabilidades, funciones y roles de los actores relevantes, y los mecanismos institucionales y de financiamiento necesarios.	energética, las responsabilidades, funciones y roles de los actores relevantes del sector, así como los mecanismos institucionales y de financiamiento necesarios.	eficiencia energética, las responsabilidades, funciones y roles de los actores relevantes del sector, así como los mecanismos institucionales y de financiamiento necesarios.
<b>Componente V. Impulso a la Integración Regional del Sector Eléctrico</b>			
Impulsar la integración eléctrica regional incrementando la participación del sector eléctrico nacional en el mercado eléctrico regional.	<p>1.14 Adoptar la Normativa de Operación que establece las reglas de carácter operativo del Sistema Interconectado nacional (SIN) y el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), las reglas de carácter comercial del mercado eléctrico mayorista y las interfaces necesarias para armonizar la normativa nacional con la reglamentación regional, todo lo cual permitirá operar en forma coordinada con el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional. Dicha Normativa de Operación debe incluir:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Normas Generales;</li> <li>• Normas de Operación Técnica;</li> <li>• Normas de Operación Comercial; y los Anexos Técnicos y Comerciales de dichas normas.</li> </ul>	<p>2.16 Realizar por parte del MEM, INE o la autoridad que corresponda, los ajustes a las regulaciones y normativas nacionales que, como resultado de las evaluaciones periódicas que realiza la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), resulten necesarios para mantener la adecuada integración de Nicaragua con la regulación regional del sector y para garantizar que la línea del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) mantiene su capacidad de transmisión para el sistema regional. En 2015 el MEM aprobará: modificaciones a normativa de operación y sus anexos técnico y comercial, para armonizar dicha normativa con el procedimiento de aplicación establecido por la CRIE en materia de contratos regionales con prioridad de suministro y derechos firmes.</p>	<p>3.16 Realizar los ajustes a las regulaciones y normativas nacionales que, como resultado de las evaluaciones periódicas que realiza la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), resulten necesarios para mantener la adecuada integración de Nicaragua con la regulación regional del sector y para garantizar que la línea del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) mantiene su capacidad de transmisión para el sistema regional.</p>

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-\_\_\_/17

Nicaragua. Préstamo \_\_\_\_/BL-NI a la República de Nicaragua  
Programa para Fortalecer el Sector Eléctrico  
en Nicaragua III

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República de Nicaragua, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución del Programa para Fortalecer el Sector Eléctrico en Nicaragua III. Dicho financiamiento será con cargo a los recursos del Capital Ordinario (CO) del Banco, de la siguiente manera: (i) hasta por la suma de US\$26.000.000, sujeto a términos y condiciones financieras concesionales ("CO Concesional"); y (ii) hasta por la suma de US\$39.000.000, sujeto a los términos y condiciones financieras aplicables a las operaciones financiadas con los recursos del programa regular del CO del Banco ("CO Regular"), según se indican en el Resumen del Proyecto de la Propuesta de Préstamo, y sujeto a las Condiciones Contractuales Especiales de dicho Resumen.

(Aprobada\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2017)