

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

## **NICARAGUA**

### **PROGRAMA PARA FORTALECER EL SECTOR ELÉCTRICO EN NICARAGUA SEGUNDO PRÉSTAMO**

**(NI-L1089)**

#### **PROPUESTA DE PRÉSTAMO**

Este documento fue preparado por el Equipo de Proyecto integrado por: Héctor Baldivieso (ENE/CNI), Jefe de Equipo; Arnaldo Vieira de Carvalho (INE/ENE) Cojefe de Equipo; Carlos Trujillo (INE/ENE); Carlos Hiestrosa (INE/ENE); Haydemar Cova León (INE/ENE); Priscilla Gutiérrez (CID/CNI); Juan Carlos Lazo (FMP/CNI); Santiago Castillo (FMP/CNI); Taos Aliouat (LEG/SGO); y Alma Reyna Selva (CID/CNI).

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

|      |   |    |
|------|---|----|
| I.   | DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS.....          | 2  |
|      | A. Antecedentes, Problemas y Justificación.....     | 2  |
|      | B. Objetivo, Componentes y Costos .....             | 10 |
|      | C. Marco de Resultados con Indicadores Clave.....   | 13 |
| II.  | ESTRUCTURA FINANCIERA Y RIESGOS PRINCIPALES.....    | 14 |
|      | A. Instrumentos de Financiamiento.....              | 14 |
|      | B. Riesgos de Salvaguardias Socio Ambientales ..... | 15 |
|      | C. Otros Riesgos.....                               | 15 |
| III. | PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN .....              | 16 |
|      | A. Ejecución y Administración del Programa .....    | 16 |
|      | B. Esquema de Monitoreo y Evaluación .....          | 16 |
| IV.  | CARTA DE POLÍTICAS.....                             | 16 |

| <b>Anexos</b> |  |
|---------------|--|
| Anexo I       | Resumen de la Matriz de Efectividad en el Desarrollo (DEM) |
| Anexo II      | Matriz de Políticas  |

| <b>Enlaces electrónicos requeridos</b>  |   |
|---|---|
| 1. Carta de Políticas   | <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39659185">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39659185</a> |
| 2. Matriz de Medios de Verificación   | <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39593141">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39593141</a> |
| 3. Matriz de Resultados   | <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39593136">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39593136</a> |
| <b>Enlaces electrónicos opcionales</b>  |   |
| 1. Evaluación Económica   | <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39596260">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39596260</a> |
| 2. Plan de Evaluación y Monitoreo   | <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39593119">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39593119</a> |
| 3. Plan de Ajustes de Tarifas y Subsidios. Informe Consultor A. Zoratti                                       | <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39593024">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39593024</a> |
| 4. Propuestas de Mejoras en los Procesos de Contratación de Energía y Potencia. Informe Consultor E. Afanador | <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39593035">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39593035</a> |
| 5. Metodología de Evaluación de la Seguridad Operativa del SIN de Nicaragua. Informe Consultor P. Corredor    | <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39593048">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39593048</a> |
| 6. Anexo Técnico: Justificación Integración Regional del Programa   | <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39596172">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39596172</a> |
| 7. Anexo Técnico: Análisis del Cumplimiento de la Política de los Servicios Públicos Domiciliarios            | <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39586992">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39586992</a> |
| 8. Comparación de los mecanismos activadores y compromisos de políticas entre la operaciones I y II del PBP   | <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39619506">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39619506</a> |

## SIGLAS Y ABREVIATURAS

|           |   |
|-----------|---|
| ALBA      | Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América                                       |
| BID       | Banco Interamericano de Desarrollo  |
| CNDC      | Centro Nacional de Despacho de Carga  |
| CRI       | <i>Cash Recovery Index</i> (Índice de Recuperación de Efectivo)                               |
| CRIE      | Comisión Regional de Interconexión Eléctrica  |
| DN        | DISNORTE (Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte)                                    |
| DS        | DISSUR (Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur)  |
| ENATREL   | Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica   |
| ENEL      | Empresa Nicaragüense de Electricidad  |
| FEP       | Factor de Expansión de Pérdidas   |
| FMIK      | Frecuencia Media de Interrupción del Servicio Eléctrico                                       |
| GC        | Gobierno Central  |
| GCI-9     | Noveno Aumento General de Recursos del BID  |
| GNI       | Gobierno de Nicaragua   |
| GWh       | Gigavatio-hora  |
| IED       | Inversión Extranjera Directa  |
| INE       | Instituto Nicaragüense de Energía   |
| INIDE     | Instituto Nacional de Información de Desarrollo   |
| 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  |
| Operación | Programa para Fortalecer el Sector Eléctrico en Nicaragua (NI-L1089)                          |
| PBP       | <i>Programmatic Policy Based Loan</i> (Préstamo de Apoyo a Reformas de Política Programática) |
| pp        | Puntos Porcentuales   |
| 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   |
| SNT       | Sistema Nacional de Transmisión   |
| SPNF      | Sector Público No Financiero  |
| TIRE      | Tasa Interna de Retorno Económica   |
| TTIK      | Tiempo Total de Interrupción  |

## RESUMEN DEL PROYECTO

### NICARAGUA

#### PROGRAMA PARA FORTALECER EL SECTOR ELÉCTRICO EN NICARAGUA. SEGUNDO PRÉSTAMO (NI-L1089)

| Términos y Condiciones Financieras  |                     |          |                         |                               |                |                        |
|---|---------------------|----------|-------------------------|-------------------------------|----------------|------------------------|
| <b>Prestatario:</b> República de Nicaragua  |                     |          |                         | <b>CO</b>                     | <b>FOE</b>     |                        |
|   |                     |          | Plazo de amortización:  | 30 años                       | 40 años        |                        |
| <b>Organismo Ejecutor:</b> Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP)  |                     |          | Período gracia:         | 5,5 años                      | 40 años        |                        |
|   |                     |          | Período desembolso:     | 1 año                         | 1 año          |                        |
| <b>Fuente</b>   | <b>Monto (US\$)</b> | <b>%</b> | Tasa de interés:        | FU Fija **                    | 0,25%          |                        |
| BID (CO)  | 39.000.000          | 60%      | Inspección y vigilancia | *                             | N/A            |                        |
| BID (FOE)   | 26.000.000          | 40%      | Comisión de crédito:    | *                             | N/A            |                        |
| Total   | 65.000.000          | 100%     | Moneda:                 | Dólares de los Estados Unidos |                |                        |
| Esquema del Proyecto  |                     |          |                         |                               |                |                        |
| <p><b>Objetivo / Descripción del proyecto:</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 segunda 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.</p> |                     |          |                         |                               |                |                        |
| <p><b>Condiciones contractuales especiales:</b> el desembolso de este segundo 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).</p>  |                     |          |                         |                               |                |                        |
| <p><b>Excepciones a las políticas del Banco:</b> Ninguna.</p>   |                     |          |                         |                               |                |                        |
| <b>El proyecto califica como:</b>   |                     | SEQ [ ]  | PTI [ ]                 | Sector [ ]                    | Geográfica [X] | % de beneficiarios [ ] |

(\*) La comisión de crédito y comisión de inspección y vigilancia serán establecidas periódicamente por el Directorio Ejecutivo como parte de su revisión de cargos financieros del Banco, de conformidad con las políticas correspondientes.

(\*\*) El Prestatario pagará intereses sobre los saldos deudores de esta porción del préstamo del Capital Ordinario a una tasa basada en LIBOR. Cada vez que el saldo deudor alcance el 25% del monto neto aprobado o US\$3 millones, lo que sea mayor, se fijará la tasa base sobre este saldo.

## I. DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS

### A. Antecedentes, Problemas y Justificación

- 1.1 **Escenario macroeconómico.** Durante los últimos años, Nicaragua ha logrado mantener una política macroeconómica estable, anclada en un crecimiento sostenido, la consolidación de la posición fiscal y una inflación moderada. Después de la recesión mundial de 2008 y 2009, el país registró un crecimiento de 4,6% promedio anual de 2010 a 2013, comparado con 3,7% en los últimos 20 años. En 2014, la economía creció 4,7%, impulsada por un mayor dinamismo en la demanda y la oferta agregadas, a pesar de la sequía que afectó al sector agrícola en la primera parte del año. La política fiscal continúa mostrando un manejo prudente, aun cuando el déficit se ha incrementado ligeramente. En 2011, se registró un superávit del Sector Público Consolidado de 0,1 % del Producto Interno Bruto (PBI), el cual se revirtió a un déficit de 2,2% del PIB al cierre de 2014, debido a programas de inversión especialmente en los sectores de energía y agua. La deuda pública continúa en una trayectoria decreciente, ubicándose en 49,1% del PIB, al cierre de 2014. Por su parte, el sector externo ha presentado una mejora considerable, en particular durante 2014. La recuperación de EE.UU y la baja en los precios del petróleo han impulsado la actividad económica, mientras que la factura petrolera se redujo 4,1% respecto a 2013, lo que se tradujo en una disminución de casi US\$50 millones<sup>1</sup>. Esto ha resultado en una reducción del déficit de cuenta corriente, alcanzando 7,1% del PIB, comparado con 11,3% en 2013. Cabe resaltar que esta operación representa cerca del 24% de las necesidades brutas de financiamiento estimadas para Nicaragua en 2015.
- 1.2 **Sector eléctrico.** La institucionalidad del sector eléctrico está conformada por: (i) el Ministerio de Energía y Minas (MEM), es el encargado de la planificación de las estrategias de desarrollo del sector eléctrico; (ii) el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), ente regulador y fiscalizador del sector energía; (iii) el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), entidad operadora, encargada de la administración del mercado eléctrico y de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN); y (iv) los agentes que participan en las actividades de la industria eléctrica: generadores, transmisor y distribuidores.
- 1.3 El SIN concentra el 98,8% de la generación eléctrica de Nicaragua. En 2014 la generación de energía neta en el SIN alcanzó a 3.999-Gigavatios-hora (GWh), de los cuales el 52,0% se generaron a través de 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 2014 el sistema de

---

<sup>1</sup> Nicaragua es dependiente de otros países en términos energéticos, ya que importa la mayor parte de los hidrocarburos que consume, 10,5 millones de barriles en 2013 por un valor de US\$1.154 millones, monto que representa el 23,1% de las exportaciones totales de Nicaragua. Comparativamente, en la región Centroamericana (incluyendo Nicaragua), las importaciones de hidrocarburos significaron en promedio el 16,8% de las exportaciones totales en 2013 (ver CEPAL (2014). Centroamérica: Estadísticas de Hidrocarburos, 2013).

transmisión reporta 2.226 kilómetros (km) de líneas nacionales y 305,6 km del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)<sup>2</sup>. En Nicaragua, el costo del suministro de electricidad es el más alto en Centroamérica<sup>3</sup>; a junio de 2014 el promedio de la tarifa residencial en Nicaragua (US¢23,33/ kilovatio hora (kWh)) es el más alto de la región seguido por Costa Rica (US¢17,91/kWh) y resulta muy superior al promedio de los restantes cinco países de la región (US¢14,13/kWh). Situación que es explicada principalmente por el peso que tiene la generación térmica en la matriz de generación, siendo la segunda más alta de la región solo superada por Honduras.

- 1.4 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 el 42,5% de los hogares en Nicaragua están bajo el índice de pobreza<sup>6</sup>; las compensaciones significaron transferencias del GNI a DN-DS del orden 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; en tanto que el subsidio más importante, que está dirigido a los consumidores residenciales con un consumo hasta 150-kWh/mes, significó US\$66,55 millones en el 2014, equivalente a 11% del valor de las ventas de energía en el SIN.
- 1.5 **Retos del sector eléctrico.** El Programa para Fortalecer el Sector Eléctrico en Nicaragua ha venido apoyando las acciones del GNI para asegurar la estabilidad y sostenibilidad del sector eléctrico en Nicaragua, y superar los siguientes retos:
- 1.6 **Vulnerabilidad de los costos del servicio eléctrico en función a la matriz energética.** En el período 2009-2014 la generación con derivados del petróleo ha ido reduciendo su preponderancia en la generación eléctrica nicaragüense. En 2014 la electricidad generada con combustibles fósiles representó el 48,0% de la generación neta del sistema, presentando una caída desde el 72,4% que marcó en 2009. Este avance se produjo debido a la incorporación en el SIN de 266 MW de

---

<sup>2</sup> Nicaragua a través del SIEPAC en 2013 importó 52,0 GWh y exportó 16,2 GWh, en suma equivalente a 1,8% de la generación anual y aun modesta en relación a 3,8% del promedio de participación de los países en el Mercado Eléctrico Regional (MER). El sistema de distribución lo conforman la Empresa Distribuidora del Norte (DN o DISNORTE) y la Empresa Distribuidora del Sur (DS o DISSUR), en tanto que las zonas aisladas son cubiertas por cooperativas y agencias encargadas de la distribución. Las pérdidas técnicas y no técnicas del SIN se han reducido de 28,8% a 22,8% en el período 2006-2013.

<sup>3</sup> CEPAL (2014). Base de datos de las estadísticas del subsector eléctrico.

<sup>4</sup> Ley No. 554. Ley de Estabilidad Energética. Publicada en La Gaceta No. 224 del 18 de noviembre de 2005.

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

<sup>6</sup> Banco Mundial. Indicadores de Desarrollo Mundial.

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

capacidad efectiva en energía renovable, representando un incremento de 33% de la capacidad efectiva en el SIN<sup>8</sup>.

- 1.7 **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 2011, cuando se registraban pérdidas de 24,1%, se ha producido una paulatina reducción que se reflejó en el nivel de 23,2% reportado en el 2014, como un avance hacia la meta de llegar a 21,1% en el 2016. Sin embargo, este nivel de pérdidas siguen siendo altas en comparación al 13,1% en promedio que registran los cuatro países de la región<sup>10</sup> que han alcanzado el nivel más bajo. Este nivel de pérdidas impacta los costos promedio de la electricidad ya que al consumidor final solo se le transfieren una porción de los costos totales, siendo que la porción restante es un elemento de desbalance permanente para las finanzas del sector. En 2014 el 10,1% de pérdidas en exceso del promedio regional de 13,1% significaron energía no vendida por un valor de US\$82 millones, equivalente al 4,0% de los recursos presupuestarios.
- 1.8 **Falta de consolidación del marco sectorial para inversión privada.** Los procesos de licitación para generación han quedado postergados, lo que no permite contar con señal de precio competitivo para la energía transada en los contratos del mercado mayorista. El primer préstamo programático ha cumplido con el objetivo de promover la discusión sobre este tema, incluyendo la elaboración de un [estudio](#) para mejorar la competencia que permitirá sentar las bases de la propuesta regulatoria que se presentará en esta operación. La existencia de una normativa específica ofrecería ventajas jurídicas al país y a la inversión privada.
- 1.9 **Escasa participación en el mercado regional.** El avance en la adecuación de la legislación nacional para armonizarla con el MER<sup>11</sup> permite estimar una mayor participación del país en el comercio de energía en el futuro. Sin embargo, la integración de Nicaragua con los demás países centroamericanos sigue siendo

---

<sup>8</sup> Bajo la misma estrategia de priorización de la energía renovable y la inversión privada se prevé la incorporación de 342MW en el período 2015-2019 incidiendo en la diversificación de la matriz energética y en los costos de generación. A pesar de este avance, la matriz sigue dependiendo en gran medida en la generación en base a fueloil y diésel, lo que mantiene al país muy vulnerable a las variaciones de los precios internacionales de los combustibles. En el pasado, altos precios de los derivados 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. Esto se ha visto reflejado en períodos de altos costos promedio de generación donde el precio promedio del mercado mayorista en Nicaragua ha alcanzado US\$160/Megavatio-hora (MWh) en el 2013 siendo mayor que los US\$157/MWh que promedió la región.

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

<sup>10</sup> Promedio para: Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Panamá.

<sup>11</sup> Reflejado en el enlace opcional No. 6.

incipiente lo cual se ve reflejado en el volumen de exportaciones e importaciones que en conjunto sólo alcanzaron el 1,8% de la energía neta generada en el SIN en 2013. Esto se traduce en una pérdida de oportunidad para acceder a precios competitivos de energía en el mercado regional.

- 1.10 **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 y permitiendo a las empresas públicas y privadas que participan en actividades del sector estar informadas del desempeño de otros agentes posibilitando la adaptación de sus operaciones de manera más óptima. En este sentido, desde la aprobación del primer préstamo, las empresas públicas<sup>12</sup> y los distribuidores privados han publicado sus resultados financieros y de gestión aprobados por la Contraloría General de la Republica (CGR) y el INE, respectivamente. Mantener la continuidad de esta práctica permitirá la construcción de una fuente de información clave para monitorear la salud del mercado eléctrico.
- 1.11 **Elevado subsidio de electricidad.** En 2014 el monto de subsidios en el sector alcanzaba US\$108,7 millones, lo cual representaba el 13,8% de la facturación total por electricidad y el 5,4% 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, los cuales están 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 (iv) exoneración del Impuesto al Valor Agregado (IVA)<sup>16</sup>. En 2015, como producto de la caída de los precios del petróleo, el GNI aprobó un nuevo pliego tarifario que reduce las tarifas en un rango de 7% a 10%, manteniendo vigentes los subsidios. 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.
- 1.12 El subsidio a los clientes residenciales que consumen menos de 150 kWh/mes proviene de la ley N° 554, “Ley de Estabilidad Energética” (2005), que estableció que los consumidores residenciales de energía eléctrica comprendidos en el rango de cero hasta 150-kWh/mes se les congelaría la tarifa a los valores de junio de 2005, un beneficio que alcanza al 84,9% de los usuarios residenciales. Al cierre de 2014 existen 723 mil clientes subsidiados, lo cual representa la suma de US\$66,55 millones en subsidios. El subsidio a los asentamientos precarios proviene del protocolo firmado por el GNI y las distribuidoras DN y DS que

---

<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\$66,5 millones en 2014.

<sup>14</sup> El costo del subsidio de asentamientos precarios pasó de US\$6,0 en 2011 a US\$10,4 millones en 2014.

<sup>15</sup> El costo del subsidio a jubilados pasó de US\$2,6 en 2011 a US\$3,9 millones en 2014.

<sup>16</sup> El costo del subsidio por exoneración del IVA fue de US\$27,9 millones en 2014.

estableció una transferencia a cargo del primero por el consumo de los asentamientos precarios<sup>17</sup> en el área de concesión de las dos distribuidoras<sup>18</sup>. El subsidio a los jubilados se deriva de la aplicación de la ley N° 160 y la ley N° 720. En 2014 este subsidio se tradujo en un monto de US\$3,9 millones, con 15.815 clientes accediendo al subsidio, lo que representan el 62% de los clientes jubilados totales. La exoneración del IVA se deriva de la ley N° 667 y la ley N° 554, estos instrumentos establecen que los clientes con consumos hasta 300 kWh/mes no pagan el impuesto y los clientes con un consumo entre 300 y 1.000 kWh/mes pagan 7%, estando la tasa impositiva establecida en 15%. En el 2014 esta exoneración representó US\$27,9 millones no recaudados por el fisco. El financiamiento externo a la tarifa constituyó un fondo de compensación durante el período 2010-2013, habiendo acumulado un monto de US\$198,5 millones, que fueron destinados a cubrir la diferencia entre el precio real de la energía y la tarifa aplicada a los usuarios<sup>19</sup>.

- 1.13 **Estrategia del Gobierno de Nicaragua en el sector energético.** El “Plan de Acción del Sector Energético y Minero en Nicaragua 2012-2017”<sup>20</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 concentra en apoyar las acciones del GNI para el proceso de alcanzar la sostenibilidad financiera del sector eléctrico.
- 1.14 **Estrategia de País con Nicaragua.** La Estrategia de País con Nicaragua 2012-2017 (GN-2683) define al sector energético como uno de los cuatro sectores prioritarios de intervención. La participación del BID en el sector eléctrico tiene como objetivo contribuir a la adecuación del marco sectorial para asegurar la eficiencia y sostenibilidad financiera y operativa del sector; adicionalmente se apoyarán acciones que fortalezcan el marco sectorial en materia de mercado eléctrico regional. Sujeto al logro de avances en el marco sectorial, el BID considerará intervenciones para reducir las pérdidas de energía, ampliar la cobertura de servicio eléctrico, mejorar la confiabilidad del servicio y transformar

---

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

<sup>18</sup> El objetivo de este subsidio es el de cubrir por un tiempo determinado (60 meses a partir de julio de 2013) el costo de abastecimiento a los 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 promedio mensual subsidiado de US\$0,94 millones en 2013 a US\$0,87 millones en 2014.

<sup>19</sup> En 2014, la tarifa aplicada a los usuarios iguala y luego rebasa levemente el precio real de la energía, lo que permite que se haga un repago del financiamiento externo por un valor de US\$7,11 millones.

<sup>20</sup> Preparado por la Dirección General de Políticas y Planificación Energética y Minera del Ministerio de Energía y Minas, septiembre de 2012 ([IDBDocs#38003668](#)).

la matriz energética para incrementar la participación de fuentes renovables de generación, que permitan alcanzar una reducción en los costos de energía<sup>21</sup>.

- 1.15 **Experiencia del Banco en el Sector.** Esta operación continúa los esfuerzos hechos bajo el Primer Programático “Programa para Fortalecer el Sector Eléctrico en Nicaragua” aprobado en 2013 ([3068/BL-NI](#)). Adicionalmente<sup>22</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, 1933/BL-NI-1 y 1933/BL-NI-2) aprobados entre 2007 y 2009, se está apoyado actividades en el área de generación con energía renovable, en el área de transmisión con expansión y mejora, y un programa piloto de normalización del servicio en asentamientos. Además, el Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER) 2342/BL-NI, 2342/BL-NI-4 y 2342/BL-NI-5 aprobados entre 2010 y 2012, es un programa multianual apoyado por múltiples organismos de financiación y cooperación internacional<sup>23</sup> el cual busca tener un efecto transformacional en la cobertura eléctrica a nivel nacional<sup>24</sup>. En términos generales las experiencias y lecciones aprendidas por el BID con el trabajo 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>25</sup>. El primer préstamo de la serie programática ha permitido al BID identificar los mecanismos de superación de los principales retos para el cumplimiento de los compromisos de políticas. El diálogo constante y plural con las autoridades permitió superar los retos de coordinación interinstitucional que se presentaron. Igualmente, el profundo análisis técnico en el diagnóstico y en el diseño de las propuestas de acciones y políticas facilitó su

---

<sup>21</sup> La estrategia de país del BID es concordante con la estrategia del GNI. La presente operación apoyará la sostenibilidad financiera del sector, el fortalecimiento del marco sectorial para estimular la inversión privada, la sostenibilidad de la matriz energética y la promoción de la integración regional.

<sup>22</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 el refuerzo de la red de transmisión eléctrica de Nicaragua que permitan su adaptación a la red y mercado eléctrico centroamericana del SIEPAC.

<sup>23</sup> Organismos Financieros y de Cooperación Internacional (OFICI) que acompañan al BID para cofinanciar el PNESER: Korean Eximbank (KEXIM); Facilidad de Inversión para América Latina (UE/LAIF); Banco Europeo de Inversiones (BEI); Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE); Fondo Nórdico para el Desarrollo (FND); Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA); y el Fondo para el Desarrollo Internacional de la OPEC (OFID).

<sup>24</sup> A través del aumento significativo de la tasa de cobertura del servicio eléctrico, contemplando a su vez 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 en Nicaragua.

<sup>25</sup> La implementación de un programa de las características 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 no solamente a la ejecución del programa en curso, sino ha sentado las bases para avanzar en la preparación de futuros programas de similares características

aceptación e implementación. En este segundo préstamo se ha fortalecido el diálogo plural y constante con todos los actores involucrados y se ha profundizado en el análisis técnico de los temas claves.

- 1.16 **Resultados y avances del primer préstamo del programa.** Los resultados que se reportan a 2013 y 2014, muestran un avance importante. La sostenibilidad financiera del sector ha alcanzado un equilibrio entre el costo de abastecimiento y el precio de venta al consumidor final, como resultado de la revisión y ajuste periódico de tarifas – incrementos de 7,78% en 2013 y 2,38% en 2014 – permitiendo asegurar el enfoque planificado para la segunda y tercera operación del PBP en 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 2014 se alcanzaron o podrán alcanzarse en la mayoría de los casos. Específicamente, los indicadores de impacto muestran que: (i) proporción de energía renovable en el SIN alcanza el 52,0% en el 2014 (meta 49%); (ii) margen EBITDA de ENATREL y ENEL, que han registrado márgenes de 22,6 y -1,4%, respectivamente en 2014 (metas 1,6% y 8,0%)<sup>26</sup>; e (iii) índice de recuperación de efectivo de DISNORTE y DISSUR, que alcanzó 74,5% en el 2014 (meta 75,9%). Las metas específicas de los componentes muestran un comportamiento igualmente satisfactorio. Para más detalles ver Matriz de Resultados.
- 1.17 **Estrategia del programa.** El programa se estructura como un Préstamo de Apoyo a Reformas de Política Programático (PBP, por sus siglas en inglés) conformado por tres operaciones. 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. El Programa para Fortalecer el Sector Eléctrico en Nicaragua busca: (i) acompañar al GNI con acciones orientadas a recuperar la sostenibilidad financiera del sector eléctrico nicaragüense; (ii) apuntalar a 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,

---

<sup>26</sup> Los resultados del margen EBITDA presentados por las empresas públicas y el índice de recuperación de efectivo de las distribuidoras privadas durante los últimos tres años fueron: (i) ENATREL 7,2% en 2012, 6,3% en 2013 y 22,6% en 2014. El margen del último año se explica por la combinación de: incremento en peaje y en volumen de energía transportada, así como una reducción de los costos de operación; (ii) ENEL - 5,7% en 2012, 7,4% en 2013 y -1,4% en 2014. El margen del último año se explica por los bajos ingresos por generación debido a la baja precipitación pluvial que implicó una reducción de 20% en la energía generada por las centrales hidroeléctricas de ENEL respecto al año anterior. Esta baja en la generación no pudo ser compensada por el incremento de 46% en el precio de energía contratada que benefició a ENEL a partir de 2014; y (iii) las distribuidoras privadas presentaron un índice de recuperación de efectivo de 74,0% en 2012, 74,6 en 2013 y 74,5% en 2014. El índice de recuperación de efectivo es una combinación del índice de pérdidas y el índice de cobro; en el último año el valor del índice de recuperación de efectivo se explica por la combinación de altas pérdidas en el sistema de distribución y un índice de cobro positivo.

incrementando la participación del sector eléctrico de Nicaragua en el mercado regional. Esta segunda operación del PBP se concentra en continuar y profundizar el apoyo a las acciones emprendidas por el GNI las cuales incluyen: acciones necesarias para recuperar la sostenibilidad financiera a nivel de distribución, la actualización de tarifas en 2013, la divulgación amplia de los subsidios e indicadores de gestión y finanzas de las empresas por parte del INE, la aprobación y divulgación de un plan de expansión que fomenta las energías renovables y la adopción de la normativa de operación para la integración con el mercado regional. Asimismo, este segundo PBP continúa apoyando las medidas de política que produzcan cambios estructurales en el sector y contribuyan a su sostenibilidad de largo plazo, incluyendo la propuesta de ajuste a los subsidios orientada a focalizarlos hacia la población más necesitada, las acciones continuadas de modificación de la matriz de generación y revisión de los procesos de contratación de nueva generación en el mercado mayorista para fomentar la inversión privada, ordenamiento de la generación eléctrica distribuida, 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>27</sup>, apoya estas acciones.

- 1.18 La estrategia de este segundo PBP consiste en 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. La experiencia del BID, ejecutando operaciones de PBP para apoyar reformas del sector de energía, implementar marcos regulatorios o actualizar instrumentos existentes, se ve reflejada satisfactoriamente en casos como el de Ecuador (EC-L1140), Surinam (SU-L1022), la serie de cuatro operaciones del PBP de Perú (PE-L1121 y sucesivos), la serie de tres operaciones del PBP de Guyana (GY-L1017 y sucesivos) y la serie de dos operaciones del PBP de Barbados (BA-L1021/2)<sup>28</sup>, entre otros.
- 1.19 **Consistencia con el Noveno Aumento General de Capital (GCI-9).** El programa contribuirá a las prioridades de financiamiento del Noveno Aumento General de Recursos del BID (AB-2764) (GCI-9) de: (i) préstamos a países pequeños y vulnerables; (ii) iniciativas de cambio climático, energía renovable y sostenibilidad ambiental por medio del aumento en el uso de energías renovables;

---

<sup>27</sup> El BID aprobó la cooperación técnica NI-T1185, Apoyo al Programa para Fortalecer el Sector Energía en Nicaragua, que financia los estudios adicionales necesarios que el GNI se ha comprometido a adelantar.

<sup>28</sup> Las condiciones de política de este PBL se cumplieron satisfactoriamente contribuyendo a la consecución de los resultados formulados en el mediano plazo, como en el establecimiento de una matriz energética sostenible que reducirá la dependencia de los combustibles fósiles, costos de electricidad y emisiones de dióxido de carbono. Ver: PCR *“Support For Sustainable Energy Framework for Barbados (SEFB) I & II”*.

y (iii) cooperación e integración regional de infraestructura 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. Asimismo contribuirá a la meta regional de: (i) reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, y a los indicadores de productos: transacciones de comercio internacional financiadas; y (ii) porcentaje de generación de energía de fuentes con baja emisión de carbono sobre la generación total financiada. Igualmente, el programa se alinea con la estrategia para la Competitividad Global y Regional para la Integración (GN-2565-4) ([Enlace Opcional N° 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”. De igual forma, el programa está alineado con la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (PSP) OP-708 (GN-2716-6) ([Enlace Opcional N° 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, y en general 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. Objetivo, Componentes y Costos**

- 1.20 **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 segunda operación de una serie de tres operaciones de Préstamo Programático en Apoyo a Reformas de Políticas (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.
- 1.21 **Componente I. Estabilidad macroeconómica.** El programa se desarrollará en un contexto macroeconómico estable conducente al logro de sus objetivos y consistente con la Carta de Política. El objetivo de este componente es asegurar un contexto macroeconómico congruente con los objetivos del programa según establecido en la [Matriz de Políticas](#).
- 1.22 **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 segunda operación del PBP se busca la profundización

y consolidación de las acciones regulatorias de ordenamiento y equilibrio del sector que permitan recuperar la sostenibilidad financiera a nivel de distribución que fueron ejecutadas bajo el primer PBP. Específicamente las acciones requeridas al INE son: (i) la aplicación continua del Factor de Expansión de Pérdidas (FEP) según el esquema gradual acordado<sup>29</sup>, lo cual permite a las distribuidoras trasladar de manera más completa los costos reales de operación de las redes de distribución y les otorga un incentivo para la reducción de pérdidas en el futuro; (ii) aplicar según el esquema acordado<sup>30</sup> el proceso gradual de reducción del porcentaje de reconocimiento a las distribuidoras de los costos financieros originados por los clientes que no pagan el servicio según el esquema acordado, denominado “subsidio a los asentamientos”; (iii) conciliar por parte de los generadores y las distribuidoras los costos financieros generados por el retraso en los pagos a los generadores en el período 2009 – 2013, y los intereses corrientes hasta el efectivo pago de las deudas generadas en dicho período mediante la inclusión en la base de cálculo de la tarifa a nivel de distribución; (iv) continuar aplicando las disposiciones antifraude (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) la ejecución por parte de las distribuidoras de un plan de inversiones por US\$75 millones en un período de cinco años para mejorar la calidad y el control del suministro eléctrico, ampliar cobertura y contribuir a reducir pérdidas; y (vi) mantener la revisión periódica de la tarifa con las correspondientes resoluciones de ajustes tarifarios al costo de abastecimiento, transmisión y distribución<sup>31</sup>. Adicionalmente, el MHCP deberá remitir una propuesta de medidas de ajustes sobre los subsidios<sup>32</sup> del sector eléctrico para ser implementada en el tercer PBP. Los compromisos de políticas establecidos para el segundo PBP en este componente ([Ver Matriz de Políticas](#)) ya se han cumplido satisfactoriamente. Como mecanismos disparadores para la tercera operación del PBP en el Componente II, el GNI continuaría la implementación de las acciones

---

<sup>29</sup> Se estableció un período de cinco años continuos a partir de 2013 en los cuales se reconocerá el primer año en la tarifa un factor de expansión de pérdidas de 1,16% y se reducirá gradualmente hasta el 1,14%.

<sup>30</sup> Se estableció un periodo de renovación de cinco años continuos a partir de 2013 para la aplicación del “subsidio a los asentamientos” donde el primer año se reconocerá el 2,5% de la energía vendida valorada al precio medio de compra, y los siguientes cuatro años se reducirá al 2%.

<sup>31</sup> En el período jul/2013 a ene/2015 el INE emitió seis resoluciones de ajuste tarifario al costo de abastecimiento, transmisión y distribución.

<sup>32</sup> La propuesta referencial de ajuste de subsidios presentada por el MHCP al Gabinete Económico adoptan como conceptos de partida la focalización de subsidios y la gradualidad de aplicación de los ajustes en cinco años, considerando un escenario moderado y otro alternativo que establecen: (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 150 kWh/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 y el escenario seleccionado; (iii) el segmento de consumo igual o menor a 300 kWh/mes actualmente subsidiado en un 100% en materia de IVA, pasa a un rango de subsidio que oscila entre 0% y 100%, dependiendo del consumo y el escenario seleccionado; (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%, dependiendo del escenario seleccionado; y (v) como resultado, el monto total de subsidios puede reducirse en un rango de 42,3% a 53,5%, dependiendo del escenario seleccionado.

regulatorias de ordenamiento y equilibrio del sector acordadas para la primera y segunda operación del PBP, la actualización periódica de las tarifas y la adopción de una propuesta de medidas de ajustes sobre los subsidios del sector eléctrico, sobre la base de la capacidad presupuestaria y las condiciones económicas del país.

**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 este componente para esta segunda operación del PBP se busca la continuación de las acciones institucionales que han permitido aumentar la transparencia del sector, en específico las empresas públicas del sector ENATREL y ENEL deberán publicar sus estados financieros auditados y aprobados por la Contraloría General de la República (CGR) al 2013, e INE deberá seguir con la publicación de: (i) los términos de financiamiento de la tarifa eléctrica con fecha posterior a marzo de 2014; (ii) el Índice de Recuperación de Efectivo (índice combinado), índice de pérdidas e índice de cobro según sea suministrado por DISNORTE y DISSUR; y (iii) 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. Los compromisos de políticas establecidos para el segundo PBP en este componente ([Ver Matriz de Políticas](#)) ya se han cumplido satisfactoriamente. Como mecanismos disparadores para la tercera operación del PBP en el Componente III, se profundizará y ampliará en la publicación de información financiera de las empresas públicas e indicadores de gestión de las distribuidoras.

**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. Este componente para esta segunda operación del PBP busca la continuidad de las reformas institucionales y normativas del sector eléctrico que permitan alcanzar el objetivo de promover las energías renovables, la inversión privada y la eficiencia energética. La promoción de la inversión privada se deberá alcanzar mediante el diseño, por parte del MEM, de líneas de acción para mejorar los procesos de contratación de energía y potencia en el mercado mayorista<sup>33</sup>. La promoción de la energía renovable se deberá alcanzar mediante: (i) el diseño por parte de ENATREL-CNDC y la posterior aplicación por parte del MEM y el INE, de una metodología de evaluación de seguridad operativa, para analizar periódicamente la incorporación de nuevos proyectos de energía renovable en el Plan Indicativo de Expansión; y (ii) la elaboración de una propuesta de normativa, con la participación de los agentes del mercado, para la generación distribuida en el país. La promoción de la

---

<sup>33</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.

eficiencia energética se deberá efectuar mediante: (a) la elaboración de legislación específica para la eficiencia energética; y (b) la elaboración de un Programa Nacional de Eficiencia Energética. Los compromisos de políticas establecidos para el segundo PBP en este componente ([Ver Matriz de Políticas](#)) ya se han cumplido satisfactoriamente. En este segundo préstamo se trasladó para el tercer programático de la serie el mecanismo activador que fue establecido en la matriz de política del primer préstamo referido a la aprobación de una legislación para la generación distribuida. Este traslado se propuso debido a que el MEM, en coordinación con el INE y DISNORTE-DISSUR, ha identificado la necesidad de revisar y complementar la normativa propuesta. Como mecanismos disparadores para la tercera operación del PBP en el Componente IV, se implementarán las mejoras en los procesos en la contratación de energía y potencia, la aprobación de la normativa de generación distribuida, las mejoras en la planificación de la expansión de generación con recursos renovables y la aprobación del programa y la propuesta de Ley de Eficiencia Energética. El cambio en la acción de política asociada a la generación eléctrica distribuida no afecta los objetivos de la presente operación y de la serie programática.

- 1.25 **Componente V. Impulso a la integración regional del sector eléctrico.** Este componente impulsará la integración eléctrica regional incrementando la participación del sector eléctrico nacional en el mercado eléctrico regional. En este componente, para esta segunda operación del PBP se busca avanzar en el proceso de armonización y adaptación de las regulaciones y normativas nacionales al marco regulatorio regional. En específico se deberán haber realizado 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 SIEPAC mantiene su capacidad de transmisión para el sistema regional. Los compromisos de políticas establecidos para el segundo PBP en este componente ([Ver Matriz de Políticas](#)) ya se han cumplido satisfactoriamente<sup>34</sup>. Como mecanismos disparadores para la tercera operación del PBP en el Componente V, el GNI implementará los ajustes a las regulaciones y normativas nacionales que pudieran resultar de las evaluaciones periódicas que debe realizar la CRIE, para mantener la adecuada integración de Nicaragua con la regulación regional del sector y para garantizar que la línea SIEPAC mantiene su capacidad de transmisión para el sistema regional.

### C. Marco de Resultados con Indicadores Clave

- 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

---

<sup>34</sup> En 2015, el MEM mediante Resolución Ministerial No. 032-DGERR-05-2014, aprueba 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 por CRIE.

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 (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. Para el Componente II, que persigue la sostenibilidad financiera del sector eléctrico, se identificaron tres acciones específicas que generarán beneficios futuros: (i) mejora en la calidad del servicio; (ii) aumento en la electrificación; y (iii) reducción de pérdidas. Para el Componente IV, se hace el análisis costo-beneficio del cambio de la matriz energética. Los resultados del análisis costo beneficio fueron:

| <b>Resumen de Resultados del Análisis Costo-Beneficio</b>                              |             |   |             |  |             |
|--|-------------|---|-------------|--|-------------|
| <b>Acción analizada</b>  | <b>TIRE</b> | <b>Análisis de sensibilidad</b>                                 |             |  |             |
|  |             | <b>Variable</b>   | <b>TIRE</b> | <b>Variable</b>  | <b>TIRE</b> |
| Mejora de la calidad del servicio  | 12,4%       | Incremento de la Energía no Suministrada (ENS) en 20%           | 5%          | Reducción de la Energía no Suministrada (ENS) en 10%     | 16,4%       |
| Aumento de la cobertura eléctrica  | 52%         | Reducción del 38% en la voluntad de pago de los nuevos clientes | 8%          | Incremento del 25% en los costos de conexión por usuario | 37%         |
| Acciones para la reducción de pérdidas   | -           | Usuarios menos sensibles a las variaciones de los precios       | 17%         | Usuarios más sensibles a las variaciones de los precios  | 360%        |
| Transformación de la matriz energética actual a través de fuentes de energía renovable | 11%         | Aumento del 10% en los costos de inversión                      | 10%         | Incremento del 10% en el costo marginal de largo plazo   | 13%         |

## **II. ESTRUCTURA FINANCIERA Y RIESGOS PRINCIPALES**

### **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). Esta segunda operación constituye un financiamiento de US\$65 millones; la futura operación programática de esta serie será acordada con base en el diálogo de programación entre el GNI y el Banco, las necesidades de financiamiento del país y en los avances en las reformas del sector. 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 desembolso del único tramo correspondiente al segundo PBP se encuentran en la Matriz de Políticas (Anexo II), donde también se describen los mecanismos activadores para pasar a la tercera operación.

## **B. Riesgos de Salvaguardias Socio Ambientales**

- 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 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 Evaluación y Monitoreo.
- 2.4 **Aspectos 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. Teniendo en cuenta la naturaleza del programa, se prevé que se cumplan las condiciones de política detalladas en el Anexo II (Matriz de Política) antes de someterlo a la aprobación del Directorio Ejecutivo del BID. Una vez aprobado, 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.
- 2.5 **Riesgos político y macroeconómico.** Como en cualquier operación de tipo programático, existen siempre los riesgos de cambios políticos, y de permanencia de las políticas macroeconómicas que fundamentan la operación. Estos riesgos son mitigados por el compromiso manifestado por las autoridades de Nicaragua en la Carta de Políticas.

### III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN

#### A. Ejecución y Administración del Programa

- 3.1 **Beneficiario y organismo ejecutor.** El prestatario será la República de Nicaragua, que actuará por intermedio del Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP)<sup>35</sup> como organismo ejecutor. La Matriz de Política fue acordada con las autoridades del sector eléctrico de la República de Nicaragua (MHCP, MEM, INE, ENATREL y ENEL). El MHCP, trabajará conjuntamente con las entidades competentes para cumplir las condiciones acordadas en dicha matriz.

#### B. Esquema de Monitoreo y Evaluación

- 3.2 El equipo de proyecto del BID será responsable del seguimiento del programa. Los principales indicadores que se usarán para el monitoreo y evaluación de este programa son los que se presentan en la Matriz de Resultados.
- 3.3 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. Antes de procesar el tercer PBP, el equipo de proyecto producirá un informe de avance, revisando la evolución de los indicadores del programa, a fin de identificar los avances y de apoyar la propuesta de modificaciones que pudiesen requerirse para alcanzar las metas del programa. De conformidad con las políticas del BID, se preparará un informe de terminación de proyecto, con financiamiento del BID, seis meses después de que se haya desembolsado el tercer PBP en apoyo de reformas de políticas. En el informe de terminación de proyecto se evaluarán el impacto y los resultados obtenidos mediante la metodología de análisis costo-beneficio (según los criterios del enlace electrónico opcional No. 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 BID acordó con el GNI las políticas macroeconómicas y sectoriales que se incluyen en la carta de políticas presentada por el MHCP, en la cual se describen los componentes principales de la estrategia del GNI para ejecutar el programa y se reafirme el compromiso de llevar a cabo las actividades acordadas con el BID.

---

<sup>35</sup> 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; (iii) respaldar las acciones necesarias para cumplir los mecanismos activadores del tercer PBP del programa; y (iv) 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.

| Matriz de Efectividad en el Desarrollo   |   |  |                   |
|--|---|--|-------------------|
| Resumen  |   |  |                   |
| <i>I. Alineación estratégica</i>   |   |  |                   |
| <b>1. Objetivos de la estrategia de desarrollo del BID</b>   |   | <b>Alineado</b>  |                   |
| Programa de préstamos  | -Préstamos a países pequeños y vulnerables<br>-Préstamos en apoyo de iniciativas sobre cambio climático, energía renovable y sostenibilidad del medio ambiente<br>-Préstamos en apoyo de la cooperación y la integración regionales |  |                   |
| Metas regionales de desarrollo   | -Porcentaje de viviendas con suministro eléctrico   |  |                   |
| Contribución a los productos del Banco (tal como se define en el Marco de Resultados del Noveno Aumento)   |   |  |                   |
| <b>2. Objetivos de desarrollo de la estrategia de país</b>   |   | <b>Alineado</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-2805   | La intervención está incluida en el Programa de Operaciones de 2015.   |                   |
| 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)   |   |  |                   |
| <i>II. Resultados de desarrollo - Evaluabilidad</i>  |   |  |                   |
|  | Evaluable   | Ponderación  | Puntuación máxima |
|  | 8.6   |  | 10                |
| <b>3. Evaluación basada en pruebas y solución</b>  | <b>8.4</b>  | <b>33.33%</b>  | <b>10</b>         |
| 3.1 Diagnóstico del Programa   | 3.0   |  |                   |
| 3.2 Intervenciones o Soluciones Propuestas   | 2.4   |  |                   |
| 3.3 Calidad de la Matriz de Resultados   | 3.0   |  |                   |
| <b>4. Análisis económico ex ante</b>   | <b>10.0</b>   | <b>33.33%</b>  | <b>10</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   | 1.5   |  |                   |
| 4.5 Análisis de Sensibilidad   | 1.5   |  |                   |
| <b>5. Evaluación y seguimiento</b>   | <b>7.5</b>  | <b>33.33%</b>  | <b>10</b>         |
| 5.1 Mecanismos de Monitoreo  | 2.5   |  |                   |
| 5.2 Plan de Evaluación   | 5.0   |  |                   |
| <i>III. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación</i>  |   |  |                   |
| Calificación de riesgo global = magnitud de los riesgos*probabilidad   | Medio   |  |                   |
| 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  |  |                   |
| Clasificación de los riesgos ambientales y sociales  | B.13  |  |                   |
| <i>IV. Función del BID - Adicionalidad</i>   |   |  |                   |
| El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales   |   |  |                   |
| Fiduciarios (criterios de VPC/FMP)   |   |  |                   |
| No-Fiduciarios   | Sí  | Sistema Nacional de Planeación Estratégica.  |                   |
| La participación del BID promueve mejoras adicionales en los presuntos beneficiarios o la entidad del sector público en las siguientes dimensiones:  |   |  |                   |
| 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. |   |  |                   |

EL proyecto es Evaluable.

Esta segunda operación da continuidad a los esfuerzos del Primer Programático "Programa para Fortalecer el Sector Eléctrico en Nicaragua" aprobado en el año 2013. El objetivo general del programa es apoyar al gobierno de Nicaragua en la consolidación de un marco sectorial que garantice la sostenibilidad financiera y operativa del sector. Los objetivos específicos son: (i) mantener la 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; e (v) impulsar la integración regional del sector eléctrico.

El diagnóstico presenta evidencia sobre los problemas del sector eléctrico y los factores que contribuyen a que dichos problemas se generen. El documento especifica los retos para asegurar la estabilidad y sostenibilidad del sector eléctrico, entre los que se encuentran los altos costos del servicio eléctrico en función a la matriz energética y de las pérdidas del sistema; la falta de consolidación del marco sectorial para la inversión privada; la escasa participación en el mercado regional y los subsidios a la electricidad.

La matriz de resultados tiene lógica vertical y complementa la matriz de políticas. Los indicadores son SMART. El proyecto cuenta con un análisis económico general ex ante que actualiza la evaluación realizada en el 2013. Se analiza la mejora de la calidad del servicio, la ampliación de la cobertura eléctrica, la reducción de pérdidas, los incentivos a la energía renovable en la matriz energética y el programa de eficiencia energética. El plan de monitoreo y evaluación propone realizar un análisis de costo-beneficio ex post.

### Matriz de Políticas

|                  |  |
|------------------|--|
| <b>Objetivo:</b> | Apoyar al Gobierno de Nicaragua en la consolidación de un marco sectorial que garantice la sostenibilidad financiera, técnica y operativa del sector |
|------------------|--|

| Objetivos  | Compromisos<br>Primer Programático  | Compromisos<br>Segundo Programático  | Compromisos<br>Tercer Programático  |
|--|---|--|---|
| <b>I. Marco general de políticas macroeconómicas</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.                                      |
| <b>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 5 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) Renovar el subsidio de los asentamientos por 5 años. El primer año 2,5%, los siguientes 4 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</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 - “Ley de reformas y adiciones a la Ley No. 272 “Ley de la Industria Eléctrica”, a la Ley No. 554 “Ley de estabilidad energética” , de las reformas a la Ley No. 661 “Ley para la distribución y uso responsable del servicio público de energía eléctrica” y a la Ley No. 641 “Código Penal” - 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 5 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> | 3.2 Haber confirmado que todas las medidas contempladas en la Ley No. 839 vienen siendo implementadas satisfactoriamente. |

| Objetivos | Compromisos<br>Primer Programático   | Compromisos<br>Segundo Programático   | Compromisos<br>Tercer Programático |
|-----------|--|---|------------------------------------|
|           | <p>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>(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 5 años, para mejorar la calidad y el control de suministro eléctrico, ampliar la cobertura y contribuir a reducir pérdidas.</p> | <p>(2) Aplicar la reducción al subsidio de los asentamientos de 2,5% (vigente en 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 control de suministro eléctrico, ampliar la cobertura y contribuir a reducir pérdidas.</p> |                                    |
|           | 1.3 Actualización de las tarifas del sector  | 2.3 Realizar las revisiones periódicas de tarifa y  | 3.3 Haber realizado revisiones     |

| Objetivos | Compromisos<br>Primer Programático  | Compromisos<br>Segundo Programático   | Compromisos<br>Tercer Programático   |
|-----------|---|---|--|
|           | <p>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).</p> | <p>emitir, por parte del Instituto Nicaragüense de Energía (INE), las correspondientes resoluciones de ajustes tarifarios para la actualización del costo de abastecimiento, transmisión y distribución que como resultado permiten: (i) en 2014 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, 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.</p>   | <p>periódicas de tarifa y emitido, por parte del INE, en los casos que sean necesarios, las correspondientes resoluciones de ajustes tarifarios para la actualización del costo de abastecimiento, transmisión y distribución.</p> |
|           | <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 150 kWh/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 300 kWh/mes actualmente subsidiado en un 100% en materia de Impuesto al Valor Agregado (IVA), pasa a un rango de subsidio</p> | <p>3.4 Haber aprobado por parte del Gabinete Económico las medidas de ajustes sobre los subsidios del sector eléctrico.</p>  |

| Objetivos  | Compromisos<br>Primer Programático  | Compromisos<br>Segundo Programático   | Compromisos<br>Tercer Programático   |
|--|---|---|--|
|  |   | 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%, dependiendo del escenario seleccionado.   |  |
| <b>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. | <p>Continuar implementando el mecanismo de transparencia de resultados de las empresas públicas y concesionarias del sector eléctrico a través de:</p> <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>2.7 Publicar por parte de Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) en su sitio web, sus estados financieros auditados correspondientes al año 2013, con la aprobación de la Contraloría General de la República de Nicaragua.</p> <p>2.8 Publicar, por parte del INE, el Índice de Recuperación de Efectivo (índice combinado), Índice de pérdidas, e Índice de cobro según sea</p> | <p>3.5 Publicar por parte del INE los términos de financiamiento de la tarifa eléctrica con vigencia posterior a marzo de 2015.</p> <p>3.6 ENEL y ENATREL publican anualmente en sus respectivos sitios web, sus estados financieros auditados correspondientes a los años 2012 y posteriores, con la aprobación de la Contraloría General de la República.</p> <p>3.7 El INE publica anualmente el Índice de Recuperación de Efectivo (índice combinado), Índice de pérdidas, e Índice de cobro según sea suministrado por DISNORTE y DISSUR.</p> |

| Objetivos   | Compromisos<br>Primer Programático  | Compromisos<br>Segundo Programático   | Compromisos<br>Tercer Programático  |
|---|---|---|---|
|   |   | suministrado por DISNORTE y DISSUR, hasta el año 2014.  |   |
|   | 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.  | 2.9 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.  | 3.8 El INE ha dado continuidad a la publicación mensual de los desvíos de costos mayoristas.  |
| <b>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 la eficiencia energética, para alcanzar una matriz energética sostenible. | 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 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. | 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. 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. | 3.9 Aprobación por el Gabinete de Energía de las acciones para mejorar los procesos en la contratación de energía y potencia en el mercado mayorista como estímulo a la inversión privada.  |
|   | 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.   | 3.10 Elaborar y aprobar por parte del MEM la revisión bi-anual del Plan Indicativo de Expansión, que incluya los proyectos de generación basados en recursos renovables e incorpore los criterios de calidad y seguridad operativa del sistema. |
|   | 1.10 Mejorar el proceso de planificación de la expansión del sistema, estableciendo un  | 2.12 Definir, por parte de ENATREL-CNDC, que la metodología de seguridad operativa a que  | 3.11 Aprobación por parte del ENATREL-CNDC de la evaluación   |

| Objetivos  | Compromisos<br>Primer Programático   | Compromisos<br>Segundo Programático  | Compromisos<br>Tercer Programático   |
|--|--|--|--|
|  | instrumento de optimización para la actualización periódica del Plan Indicativo de Expansión, que evalúe el efecto de nuevas incorporaciones de generación con energía renovable en el SIN, elaborando, por parte del MEM, un estudio de seguridad operativa para el 2015.   | se refiere la condición anterior sea aplicada por el MEM y el INE a partir de 2015 para la elaboración del Plan Indicativo de Expansión de la Generación.  | con base al estudio de seguridad operativa para el 2015 al fin de analizar la incorporación de nuevos proyectos de energía renovable en el Plan Indicativo de Expansión. |
|  | 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. | 3.12 Haber aprobado por parte del MEM y puesto en vigencia una normativa para generación eléctrica distribuida en el país.   |
|  | 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 El Gabinete de Energía ha aprobado la propuesta de ley de Eficiencia Energética y la misma se ha 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 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. | 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 energética, las responsabilidades, funciones y roles de los actores relevantes del sector, así como los mecanismos institucionales y de financiamiento necesarios.  | 3.15 El Gabinete de Energía ha aprobado el Programa Nacional de Eficiencia Energética.   |
| <b>V. Impulso a la Integración regional del sector eléctrico</b> |  |  |  |
| Impulsar   | la 1.14 Adoptar la Normativa de Operación que  | 2.16 Realizar por parte del MEM, INE o la  | 3.16 Se han realizado los ajustes a  |

| Objetivos  | Compromisos<br>Primer Programático  | Compromisos<br>Segundo Programático  | Compromisos<br>Tercer Programático  |
|--|---|--|---|
| <p>integración eléctrica regional incrementando la participación del sector eléctrico nacional en el mercado eléctrico regional.</p> | <p>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> <p>Normas Generales;<br/>Normas de Operación Técnica;<br/>Normas de Operación Comercial; y<br/>los Anexos Técnicos y Comerciales de dichas normas.</p> | <p>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>las regulaciones y normativas nacionales que, como resultado de las evaluaciones periódicas que realiza la CRIE, resulten necesarios para mantener la adecuada integración de Nicaragua con la regulación regional del sector y para garantizar que la línea SIEPAC mantiene su capacidad de transmisión para el sistema regional.</p> |

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-\_\_\_/15

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

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 - Segundo Préstamo. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$39.000.000, que formen parte de los recursos de la Facilidad Unimonetaria del Capital Ordinario del Banco, corresponde a un préstamo paralelo en el marco del alivio de la deuda multilateral y reforma del financiamiento concesional del Banco, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen del Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el \_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2015)

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-\_\_\_/15

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

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 - Segundo Préstamo. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$26.000.000, que formen parte de los recursos del Fondo para Operaciones Especiales del Banco, corresponde a un préstamo paralelo en el marco del alivio de la deuda multilateral y reforma del financiamiento concesional del Banco, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen del Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el \_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2015)