

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

NICARAGUA

AMPLIACIÓN Y REFUERZOS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD DE NICARAGUA

(NI-L1091)

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; Alberto Levy (INE/ENE); Carlos Trujillo (INE/ENE); Carlos Hinestrosa (INE/ENE); Stephanie Suber (INE/ENE); Juan Carlos Lazo (FMP/CNI); Santiago Castillo (FMP/CNI); María Cristina Landázuri (LEG/SGO); Denis Corrales (VPS/ESG); 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

| | |
|---------------------------------------------------------------------|-----------|
| RESUMEN DEL PROYECTO | 1 |
| I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS | 2 |
| A. Antecedentes, Problemática y Justificación | 2 |
| B. Objetivos, Componentes y Costo | 9 |
| C. Indicadores Claves de Resultados..... | 12 |
| II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS | 12 |
| A. Instrumentos de Financiamiento | 12 |
| B. Riesgos Ambientales y Sociales | 12 |
| C. Riesgos Fiduciarios | 14 |
| D. Otros Riesgos del Proyecto..... | 14 |
| III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN..... | 18 |
| A. Resumen de los Arreglos de Implementación..... | 18 |
| B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados | 19 |

| ANEXOS | |
|-----------|--------------------------------------------------------|
| Anexo I | Matriz de Efectividad en el Desarrollo (DEM) – Resumen |
| Anexo II | Matriz de Resultados |
| Anexo III | Acuerdos y Requisitos Fiduciarios |

| ENLACES ELECTRÓNICOS | |
|----------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| REQUERIDOS | |
| 1. | Plan de Ejecución Plurianual (PEP) |
| 2. | Plan de Monitoreo y Evaluación |
| 3. | Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) |
| 4. | Plan de Adquisiciones |
| OPCIONALES | |
| 1. | Análisis Económico del Proyecto |
| 2. | Viabilidad Financiera de ENATREL. Evaluación y Proyección de Indicadores Financieros. Indicador de la Estrategia de País |
| 3. | Viabilidad Financiera de ENATREL. Evaluación y Proyección de Indicadores Financieros. Indicadores de Contratos |
| 4. | Informe Técnico de los Proyectos Propuestos |
| 5. | Análisis de la Contribución a la Integración Regional |
| 6. | Análisis del Cumplimiento con la Política de Servicios Públicos Domiciliarios |
| 7. | Patrones de Inversiones en Transmisión |
| 8. | Manual Operativo del Proyecto |
| 9. | Filtro de Política de Salvaguardias |

| ABREVIATURAS | |
|--------------|---------------------------------------------------------------------|
| BID | Banco Interamericano de Desarrollo |
| CIF | <i>Climate Investment Fund</i> |
| CNDC | Centro Nacional de Despacho de Carga |
| CO | Capital Ordinario |
| EBP | Estrategia del Banco con el País |
| EE | Eficiencia Energética |
| ENATREL | Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica |
| ENEL | Empresa Nicaragüense de Electricidad |
| ENS | Energía No Servida |
| EOR | Ente Operador Regional |
| ER | Energía Renovable |
| FC | Factor de Cuenta |
| FOE | Fondo para Operaciones Especiales |
| GCI-9 | Noveno Aumento General de Recursos del BID |
| GWh | Gigavatio-hora |
| IGAS | Informe de Gestión Ambiental y Social |
| INE | Instituto Nicaragüense de Energía |
| INIDE | Instituto Nacional de Información de Desarrollo |
| Km | Kilómetros |
| kWh | Kilovatio-hora |
| L/T | Línea Transmisión |
| MEM | Ministerio de Energía y Minas |
| MER | Mercado Eléctrico Regional |
| MHCP | Ministerio de Hacienda y Crédito Público |
| MOP | Manual Operativo del Proyecto |
| MW | Megavatio |
| MWh | Megavatio-hora |
| OE | Organismo Ejecutor |
| PNESER | Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable |
| S/E | Subestación |
| SIEPAC | Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central |
| SIN | Sistema Interconectado Nacional |
| SNT | Sistema Nacional de Transmisión |
| TIRE | Tasa Interna de Retorno Económica |
| UEP | Unidad Ejecutora del Proyecto |
| VPNE | Valor Presente Neto Económico |

RESUMEN DEL PROYECTO
NICARAGUA
AMPLIACIÓN Y REFUERZOS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD DE NICARAGUA
(NI-L1091)

| Términos y Condiciones Financieras | | | | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|------|--------------------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Prestatario: República de Nicaragua | | | CO | | FOE |
| | | | Plazo de amortización: | 30 años | 40 años |
| Organismo Ejecutor: Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) | | | Período de desembolso: | 5 años | 5 años |
| Fuente | Monto (US\$) | % | Período de gracia: | 6 años | 40 años |
| BID- Capital Ordinario (CO): | 24.000.000 | 55,8 | Comisión de inspección y vigilancia: | (b) | N/A |
| BID Fondo para Operaciones Especiales (FOE): | 16.000.000 | 37,2 | Tasa de interés: | FU Fija ^(a) | 0,25% |
| Aporte Local: | 3.041.800 | 7 | Comisión de crédito: | (b) | N/A |
| Costo Total del Programa: | 43.041.800 | 100 | Moneda: | Dólares estadounidenses | Dólares estadounidenses |
| Esquema del Proyecto | | | | | |
| <p>Objetivo del proyecto: el objetivo general del proyecto es promover el aumento del bienestar de la población a través del reforzamiento de la infraestructura de transmisión para que permita la conexión a nuevos clientes, mejore la calidad de suministro y avance en la optimización de la infraestructura regional. Los objetivos específicos del programa incluyen: (i) garantizar el suministro continuo de energía eléctrica en las zonas beneficiadas por la ampliación de la cobertura eléctrica bajo el Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER); (ii) incrementar la capacidad de transmisión de carga para atender la demanda de electricidad y la oferta de generación de energía en la zona de ampliación bajo el programa PNESER; y (iii) optimizar la capacidad de carga de la Línea Transmisión (L/T) regional en los tramos ubicados en Nicaragua.</p> | | | | | |
| <p>Condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso del financiamiento: (i) que haya entrado en vigencia un convenio de transferencia de recursos entre el prestatario y el Organismo Ejecutor (OE), para definir los términos de la transferencia y las obligaciones de ejecución (¶3.1); (ii) que la Unidad Ejecutora del Proyecto (UEP), cuente al menos con: un especialista de adquisiciones, un especialista financiero, un coordinador general, un especialista ambiental y social y un ingeniero eléctrico (¶3.2); y (iii) que ENATREL haya aprobado el Manual Operativo del Proyecto (¶3.3).</p> | | | | | |
| <p>Condiciones contractuales especiales de ejecución: (i) que ENATREL cumpla con las obligaciones ambientales y sociales incluidas en el Informe de Gestión Ambiental y Social (¶2.7); (ii) que ENATREL mantenga los indicadores financieros indicados en el (¶2.12); y (iii) que previo a la adjudicación de cada contrato de obra, el OE demuestre que cuenta con la posesión legal, las servidumbres u otros derechos necesarios (¶2.11).</p> | | | | | |
| Excepciones a las políticas del Banco: Ninguna. | | | | | |
| El proyecto califica^(c): SV <input checked="" type="checkbox"/> PE <input checked="" type="checkbox"/> CC <input checked="" type="checkbox"/> CI <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | |

(a) 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.

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

(c) SV (Países Pequeños y Vulnerables), PE (Reducción de la Pobreza y Aumento de la Equidad), CC (Cambio Climático, Energía Sostenible y Sostenibilidad Ambiental), CI (Cooperación e Integración Regional).

I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS

A. Antecedentes, Problemática y Justificación

- 1.1 En Nicaragua, para el año 2014, según la Encuesta de Medición del Nivel de Vida del Instituto Nacional de Información de Desarrollo (INIDE), 29,6% de la población se ubicaba bajo la línea de pobreza y 8,3% por debajo de la línea de pobreza extrema. En zonas rurales hay una incidencia mayor de pobreza que en zonas urbanas, ya que 50,1% de su población está por debajo de la línea de pobreza y 16,3% por debajo de la línea de pobreza extrema. La región Central tiene la mayor incidencia de pobreza del país, con 44,4% de la población bajo la línea de pobreza y 13,9% en pobreza extrema, le sigue la región Costa Caribe con 39% y 11,5% respectivamente.
- 1.2 De acuerdo con el [Marco Sectorial de Energía \(GN-2830\)](#) recientemente aprobado, y otras fuentes, el acceso al servicio eléctrico tiene efectos positivos para el bienestar de los hogares y las comunidades a través de múltiples factores como el aumento en el empleo femenino entre 9% a 9,5%¹ y aumento del ingreso familiar hasta en 28%². Adicionalmente hay evidencia de que la reducción de costos de Energía No Servida (ENS) en zonas beneficiadas tiene un efecto positivo sobre los niveles de pobreza en las regiones conectadas³. Igualmente, la posibilidad de mantener un comercio internacional permanente de energía eléctrica permitiría al país optimizar la utilización de sus recursos naturales. Los problemas actuales en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) de Nicaragua impiden por lo tanto el aprovechamiento de la potencialidad de la electrificación y la integración regional.
- 1.3 En términos de cobertura eléctrica el país ha logrado avances importantes, pasando de 73,7% en 2012 a 80,4% en 2014⁴; el objetivo es alcanzar un 90% de cobertura en 2020. Estos avances se han logrado por medio del Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER), que con una inversión de US\$442 millones – de los cuales el Banco financia US\$87,5 millones⁵ – promueve el desarrollo socioeconómico de las áreas urbana y rural mediante la expansión del acceso. El PNESER promueve la normalización de usuarios con el propósito de reducir pérdidas en el sistema, impulsa proyectos de generación con Energía Renovable (ER), apoya la implementación de un proyecto de sustitución de luminarias para mejorar la eficiencia energética y atiende la mejora de los sistemas eléctricos aislados.

¹ Dinkelman, Taryn. *The Effects of Rural Electrification on Employment: New Evidence from South Africa*. *American Economic Review* 101 (December 2011): 3078–3108.

² Khandker, Shahidur; Barnes, Douglas; Samad, Hussain. *Welfare Impacts of Rural Electrification: A Panel Data Analysis from Vietnam*. *Economic Development and Cultural Change*, Vol. 61, No. 3 (April 2013), pp. 659-692.

³ Oseni, Musiliu. *Power Outages and the Costs of Unsupplied Electricity: Evidence from Backup Generation among Firms in Africa*. Judge Business School, University of Cambridge, CB2 1AG, Cambridge, UK.

⁴ La cobertura eléctrica registrada en 2014 para los departamentos ubicados en el área de influencia del programa se encuentra por debajo del promedio nacional: Madriz 64,8%; Nueva Segovia 63,9%; Jinotega 49,6%; Región Autónoma del Atlántico Norte 43,1%. Fuente: Reporte del Ministerio de Energía y Minas y ENATREL para el PNESER.

⁵ PNESER I (2342/BL-NI); II (2342/BL-NI-4); y III (2342/BL-NI-5).

- 1.4 A fin de permitir el logro de estas metas de cobertura y permitir evacuar la energía proveniente del acelerado crecimiento del sistema de generación, es necesario ampliar y reforzar el sistema de transmisión que alimenta áreas cubiertas por el PNESER⁶.
- 1.5 Para incrementar la eficiencia del sistema eléctrico de todos los países de Centroamérica en términos de costo y confiabilidad, se construyó la línea del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) y se creó la institucionalidad para administrar los intercambios regionales. Todos los países que pertenecen al SIEPAC deben garantizar una capacidad de transferencia de 300MW con sus países vecinos. En este momento, Nicaragua tiene restricciones en su red troncal que limita la capacidad de transferencia de potencia.
- 1.6 **El sector eléctrico en Nicaragua.** Se caracteriza por una importante participación de fuentes renovables (i.e., hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas y de bagazo de caña) en la generación de energía, con un 54,6% de participación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en 2014. La diferencia es cubierta por energía térmica utilizando fueloil y diésel como combustibles. El SIN concentró en 2014 el 98,8% de la generación eléctrica del país, con el remanente distribuido en pequeños sistemas aislados en zonas de menor densidad poblacional. El sistema de transmisión en 2014 consistía de 2.287km de líneas nacionales y 305,6km de líneas del SIEPAC.
- 1.7 Las funciones de las instituciones del sector eléctrico en Nicaragua están plenamente definidas. El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es el encargado de diseñar las políticas, el Instituto Nicaragüense de Energía (INE) tiene la responsabilidad regulatoria, en tanto que el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) es la entidad operadora, encargada de la administración del mercado eléctrico y de la operación del SIN.
- 1.8 La organización industrial del sector eléctrico mantiene una alta participación privada. El 91,7% de la generación en 2014 se produjo en plantas de propiedad privada. Las empresas privadas Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte y Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur atienden el 98,9% de las ventas de energía a nivel nacional. El Estado participa en la generación a través de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), principalmente con energía hidráulica, y maneja toda la infraestructura de transmisión a través de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL).
- 1.9 El programa tiene incidencia en 16 municipios de los cuales 15 están ubicados en el norte de la región Central y uno se ubica en el norte de la región Costa

⁶ La expansión del sistema a nivel de generación, transmisión y distribución no ha seguido en forma precisa la base de planificación que permitió definir los componentes del PNESER – lo que es una circunstancia inherente a cualquier sistema eléctrico – originando desbalances para el componente de transmisión del PNESER, así como para el sistema de transmisión en general, incluyendo la porción de adaptación al sistema regional. La atención a dichos requerimientos origina los distintos proyectos bajo el presente programa.

Caribe⁷. Las últimas mediciones de pobreza disponibles a nivel municipal⁸ indican que 10 de los municipios que serán beneficiados con el presente programa mantenían niveles de pobreza extrema que superan el 50% de la población, ubicándose dentro del 25% de los municipios más pobres del país⁹.

- 1.10 **Análisis del problema, limitantes y necesidades del sistema de transmisión.** Según diagnóstico del estudio de evaluación rápida de las brechas de las necesidades energéticas en Nicaragua¹⁰, el crecimiento de la demanda de electricidad en la próxima década requerirá un incremento de capacidad instalada de entre 896MW a 1.038,5MW adicionales para el 2026. Demanda que debe ir necesariamente acompañada en inversión de infraestructura de transmisión para ampliar y densificar las líneas de transporte y distribución de energía. Actualmente el sistema de transmisión de Nicaragua no reúne las condiciones óptimas en su infraestructura física, y representa uno de los problemas principales que afronta el país, pues limita el acceso a la energía continua, asequible y costo-efectiva. Esta limitación restringe el acceso a la electricidad a más de 1.500.000 habitantes¹¹, principalmente del área rural.
- 1.11 **Factores causales o principales determinantes del problema.** Entre los problemas específicos en el sistema de transmisión resaltan la existencia de puntos en la red donde los transformadores se encuentran sobrecargados, en algunos casos a niveles donde se acelera la degradación de sus parámetros físicos, igualmente, las líneas de transmisión operan fuera de los estándares y los sistemas tienen elevadas interrupciones, tanto en cantidad como en magnitud. Si bien desde el año 2008 ENATREL ha encarado un programa amplio de inversiones para la mejora del sistema de transmisión, la red sigue presentando puntos y tramos de sobrecarga por la baja atención asignada en años previos. Por el otro lado, todos los países que pertenecen al SIEPAC deben garantizar una capacidad de transferencia de 300MW con sus países vecinos. En este momento, Nicaragua tiene restricciones en su red troncal que limita la capacidad de transferencia de potencia. De acuerdo con el Ente Operador Regional (EOR), durante el segundo semestre de 2014 la capacidad de transporte del SIEPAC entre Honduras y Nicaragua fue 200MW para importar y 210MW para exportar, mientras que la capacidad de transacciones entre Nicaragua y Costa Rica fue de 210MW para exportar y 150MW para importar.
- 1.12 **Red de transmisión inadecuada para los municipios del norte.** La red de transmisión de los municipios del norte está compuesto por la Subestación (S/E) Santa Clara que es la S/E final de la red, la S/E Yalagüina que se ubica al sur y una Línea Transmisión (L/T) de 69kV y 50km que las conecta. Esta red de

⁷ Región Central: Departamento Jinotega (Municipios: Jinotega, La Concordia, Santa María de Pantasma, San Rafael del Norte y San Sebastián de Yalí); Departamento Madriz (Municipios: San Juan de Río Coco); Departamento Matagalpa (Municipios: El Cuá, Rancho Grande); Departamento Nueva Segovia (Municipios: Ciudad Antigua, Jalapa, El Jícaro, Murra, Quilali, San Fernando, Wiwili de Nueva Segovia). Región Costa Caribe: Departamento Región Autónoma del Atlántico Norte (Municipios: Waslala).

⁸ VIII Censo Nacional de Población y IV de Vivienda 2005 y en base a la Metodología de Necesidades Básicas Insatisfechas. Mapa de Pobreza Extrema Municipal.

⁹ Se espera que antes de que finalice el año 2015 se publiquen nuevas estimaciones actualizadas al 2014.

¹⁰ NPUD – IDB. Sustainable Energy for All. Rapid Assessment Gap Analysis Nicaragua. 2013.

¹¹ La mayoría de esta población depende de energía ineficiente/no moderna que es perjudicial para su salud, como la leña, lo que representa el 87,9% del consumo final de energía primaria en el sector residencial. Fuente: NPUD – IDB. Sustainable Energy for All. Rapid Assessment Gap Analysis Nicaragua. 2013.

transmisión presenta una serie de problemas: (i) la S/E Santa Clara y la L/T tienen 35 años de estar en operación, y su nivel de deterioro es tan alto que el Índice de Falla de la L/T Yalagüina – Santa Clara llegó a 42 fallas por cada 100km en el período 2007-2013, superando el promedio nacional de 25,1; (ii) la capacidad de la línea y de la S/E es insuficiente para la carga actual y futura; se estima que la ENS en el año 2013 totalizó 156,1MWh; y (iii) la S/E Santa Clara está ubicada muy lejos de los nuevos puntos de demanda lo cual limita la capacidad de expansión de los circuitos de distribución de la región; se estima que 3.990 hogares en la región no reciben el servicio eléctrico.

- 1.13 **Deterioro e insuficiencia en la línea de transmisión que alimenta los municipios El Cuá, Rancho Grande y Waslala.** La energía que alimenta a las comunidades ubicadas de los municipios El Cuá, Rancho Grande y Waslala es suministrada a través de la S/E El Tuma, que a su vez recibe la energía de la S/E San Ramón, ubicada al sur. La L/T de 30,8km que conecta a ambas S/E fue construida en el año 1979 con configuraciones para soportar la carga de una demanda de tipo rural con conductores limitados y con postes de madera que han cumplido su vida útil. La capacidad de transmisión de la línea requiere incrementarse para mejorar la calidad del servicio y permitir nuevas conexiones. Adicionalmente, la línea de mayor capacidad permitirá la entrada en operación de nuevos proyectos de ER planificados con una capacidad de 22,5MW. En el período 2007-2013 esta línea presentó un Índice de Falla¹² de 26,0 fallas por cada 100km superando el promedio nacional de 25,1 para líneas de 69kV. En el 2013 esta línea y sus subestaciones asociadas fueron interrumpidas 19 veces, con una duración total de 72,1 horas y se dejó de entregar energía a los usuarios por 105,2MWh.
- 1.14 **Redes de distribución deficientes en los municipios El Cuá, Rancho Grande y Waslala.** Actualmente los poblados de Yaoska, Rancho Grande y Waslala son abastecidos desde la S/E El Tuma a través de circuitos de distribución monofásicos de 14,4/24,9kV que tienen una longitud de 70km. Esta longitud sobrepasa los estándares técnico-económicos mínimos¹³ para este tipo de línea, lo cual genera problemas de calidad de suministro e impide la ampliación de la red a nuevas conexiones. Esta situación es crítica en el municipio Waslala, ubicado en el extremo más alejado de la S/E El Tuma, ya que impide la conexión a 46 comunidades adyacentes.
- 1.15 **Falta de respaldo para los circuitos de distribución del Departamento Jinotega.** La energía de los circuitos de distribución que alimentan al Departamento de Jinotega es suministrada por la S/E Planta Centroamérica, ubicada a 5km al noroeste de Jinotega, la principal ciudad del departamento. La zona de influencia de los circuitos de distribución de esta S/E ha aumentado en los últimos años, lo que provoca pérdidas de energía en las redes de distribución, ocasionando problemas de voltaje en el servicio eléctrico de esta zona. Igualmente, las largas distancias y la saturación de las líneas de distribución no permiten la ampliación de las redes para nuevos usuarios. Las

¹² El Índice de Falla es un indicador que permite comparar la ocurrencia de fallas de manera estandarizada para el mismo nivel de voltaje. Su expresión es = (número de fallas/km de línea) x cada 100 km.

¹³ Los estándares técnico-económicos indican que un circuito de distribución no debería superar entre 40km y 50km de longitud para evitar variaciones de tensión excesivas y probabilidades de falla elevadas con costos razonables.

pérdidas totales de energía en las 10 redes de distribución de la región alcanzaron 41.411MWh equivalentes al 28,9% de la energía suministrada.

- 1.16 **Restricciones a la capacidad de transmisión del SIEPAC.** En octubre de 2014 entró en total operación la L/T regional del SIEPAC (1.790km), diseñada para transportar 300MW entre los países de la región. Sin embargo, la línea aún no alcanza las condiciones de operación para máxima capacidad debido a que deficiencias en las redes nacionales producen un desvío de energía que ocupa una porción de la capacidad de transmisión de la línea regional. Ello obliga la construcción de infraestructura complementaria en ciertos tramos de las líneas nacionales, entre ellos en Nicaragua. De acuerdo con el EOR, durante el segundo semestre de 2014 la capacidad de transporte del SIEPAC entre Honduras y Nicaragua para importar o exportar energía fue 200MW y 210MW, respectivamente, mientras que la capacidad de transacciones entre Nicaragua y Costa Rica se redujo a 210MW para exportar y a 150MW para importar. Esta limitación tiene consecuencias económicas considerables, toda vez que reduce el volumen de energía que es posible transar en el Mercado Eléctrico Regional (MER). Se identificó una serie de proyectos de infraestructura eléctrica que refuerzan las redes nacionales para lograr la plena disponibilidad de la Línea del SIEPAC. Dos de los proyectos identificados se originan por: (i) sobrecarga en la L/T Los Brasiles-Acahualinca-Managua; y (ii) falta de culminación del anillo eléctrico de 230kV en Managua.
- 1.17 **Sobrecarga en la línea Los Brasiles – Acahualinca – Managua.** La ciudad de Managua y sus alrededores son el principal centro de consumo de energía del país. En el año 2014 la demanda máxima fue de 638,8MW de los cuales 305MW fueron demandados en el área de Managua, es decir el 48% de la demanda del país. Cualquier deficiencia en estas redes tiene implicaciones en todo el sistema incluyendo la L/T regional del SIEPAC. Una de las L/T que alimentan esta región es la que va de la S/E Los Brasiles, pasa por la S/E Acahualinca y se conecta a la S/E Managua. Esta línea de 138kV está ubicada en el extremo noreste de Managua y se extiende por 13,5km en paralelo a la línea costera del Lago Managua. Actualmente, debido a la configuración del sistema que alimenta a Managua y su vinculación con el SIEPAC, si se intentara transferir 300MW¹⁴ a través de la L/T regional, la L/T Los Brasiles – Acahualinca superaría su límite térmico¹⁵ haciendo inviable la transferencia planteada.
- 1.18 **Falta de culminación del anillo eléctrico de 230kV en Managua.** El proyecto de “Anillo de 230kV Masaya - Nueva Subestación San Benito - Los Brasiles” busca la estabilidad del SIN mediante la construcción de líneas de transmisión de 230kV formando un anillo en la región de Managua. Este proyecto no se ha culminado por falta de recursos¹⁶, por lo tanto si actualmente se intentara

¹⁴ El regulador regional "Comisión Regional de Interconexión Eléctrica", establece 300MW como capacidad de operación mínima de intercambio de energía entre cualquier par de países. Para ello encarga al EOR a realizar estudios de planificación de corto, mediano y largo plazo, a fin de identificar refuerzos necesarios y su plan de inversiones. Múltiples estudios determinan que la línea L/T Los Brasiles – Acahualinca es prioritaria para alcanzar los 300MW de capacidad de transferencia.

¹⁵ Cuando se sobrepasa el límite térmico, no solo se afecta la calidad y la confiabilidad del sistema, pero también existe el riesgo de daño permanente a la línea y a las subestaciones que la alimentan.

¹⁶ Al momento de la construcción del anillo de Managua se segmentó el proyecto por tramos para avanzar con el financiamiento disponible, habiendo quedado un tramo por ejecutar.

transmitir 300MW a través de la línea regional existe la posibilidad que se generen sobrecargas en los transformadores de la S/E Los Brasiles. Estas contingencias podrían provocar a su vez un efecto cascada en todo el sistema, con la posibilidad de que ocurra un apagón general en Nicaragua.

- 1.19 **Soluciones propuestas.** Buscando el aumento del bienestar de las poblaciones de dieciséis municipios del norte de Nicaragua. El programa plantea una serie de inversiones que buscan subsanar las limitantes que la situación actual del sistema de transmisión plantea para la expansión de un servicio eléctrico con calidad. Las inversiones se dividen en dos grupos: (i) mejoramiento de la infraestructura de transmisión para apoyar el aumento de cobertura integral; y (ii) mejoras en el sistema de transmisión nacional para respaldar la capacidad del sistema regional - SIEPAC¹⁷.
- 1.20 **Conocimiento del sector.** El Banco tiene un amplio conocimiento del sector eléctrico nicaragüense desde el año 1973 cuando apoyó un primer programa de ER. El Banco ha complementado el apoyo a inversiones en infraestructura eléctrica con un amplio acompañamiento a procesos de reforma que han promovido el fortalecimiento institucional. En 1998, mediante el préstamo 1017/SF-NI, el Banco participó de las reformas a la Ley de Electricidad que transformaron el sector y propiciaron la inversión privada. Mediante el Programa de Apoyo al Sector Eléctrico I, II y III (1933/BL NI, 1933/BL-NI-1 y 1933/BL-NI-2), se apoyó la generación con ER, el área de transmisión y se completó un programa piloto de normalización del servicio en asentamientos. Con el préstamo Refuerzos Nacionales de Transmisión para Integración con el proyecto SIEPAC (1877/BL-NI) se financiaron obras para reforzar la red de transmisión eléctrica de Nicaragua y permitir su adaptación a la integración con la red y mercado eléctrico centroamericano. La ampliación de la cobertura eléctrica, reducción de pérdidas en asentamientos irregulares, implementación de proyectos de Eficiencia Energética (EE), atención de zonas aisladas, refuerzos de transmisión, han sido cubiertos con una activa participación del Banco a través del PNESER. El Banco está apoyando acciones de política en materia de sostenibilidad financiera, transparencia de resultados en la gestión, matriz energética sostenible, fomento de ER, inversión privada, EE e impulso a la integración regional del sector eléctrico, mediante un Préstamo Programático de Apoyo a Reformas de Políticas de tres operaciones; las dos primeras operaciones habiendo desembolsado el total de US\$110 millones al cumplirse todas las condiciones de política planteadas (3068/BL-NI en 2013 y 3493/BL-NI en 2015); la tercera operación aún no ha sido programada.
- 1.21 Entre las lecciones aprendidas como resultado de las intervenciones del Banco en el sector, pueden destacarse las siguientes: (i) el beneficio de contar con estudios que proporcionen con anticipación la información técnica precisa para posibilitar la evaluación ambiental de cada proyecto; (ii) la necesidad de clasificar las áreas de proyecto según las características de propiedad de la tierra, para definir estrategias apropiadas para el saneamiento del derecho de vía; y (iii) la conformación de una Unidad Ejecutora del Proyecto (UEP) que mantenga un claro vínculo con el área gerencial-decisional del Organismo Ejecutor (OE). El presente programa ha incorporado las lecciones aprendidas

¹⁷ Joskow, Paul L. "Patterns of Transmission Investments". MIT. 2005.

mediante: la coordinación anticipada con ENATREL para asegurar que se haya completado la cadena de estudios técnicos y ambientales con definición del área a ser intervenida y estableciendo un Manual Operativo del Proyecto (MOP) que defina una UEP apoyada en la estructura gerencial-operativa de ENATREL.

- 1.22 **Estrategia del Banco con el País (EBP):** Esta operación es consistente con la Estrategia del Banco con Nicaragua 2012-2017 (GN-2683) que establece como prioritario al sector energético y define tres áreas esenciales para el apoyo del Banco: (i) la diversificación de la matriz energética mediante la promoción de energías renovables; (ii) aumento de la cobertura eléctrica; y (iii) potenciar la integración regional, apoyando la armonización regulatoria y las inversiones necesarias en infraestructura¹⁸.
- 1.23 Esta operación contribuirá a la mejora de la gestión del sector y tiene impacto directo en los indicadores de la Matriz de Resultados de la EBP. Los indicadores mencionados en la EBP relativos al objetivo estratégico de fortalecer el marco sectorial para asegurar la sostenibilidad financiera y la atracción de la inversión privada han mostrado un avance satisfactorio desde el año base, con perspectivas firmes de cumplimiento de las metas para el 2016. De los cuatro indicadores evaluados al año 2014, tres han alcanzado o superado el valor establecido. El valor del Margen EBITDA de ENEL es el único indicador que no alcanzó el valor establecido. ENEL ha mejorado sustancialmente su gestión financiera, sin embargo la sequía en el año 2014 disminuyó sus ingresos impactando en los resultados del año.
- 1.24 **Alineación Estratégica.** El programa contribuirá a las prioridades de financiamiento del Noveno Aumento General de Recursos del Banco Interamericano de Desarrollo (GCI-9, por sus siglas en inglés) (AB-2764) de: (i) respaldo para el desarrollo de países pequeños y vulnerables; (ii) financiamiento para operaciones de reducción de la pobreza y aumento de la equidad, por medio del financiamiento de inversiones que reducen las barreras para la expansión de las redes eléctricas en zonas rurales con alta incidencia de la pobreza (¶1.9); (iii) apoyar iniciativas sobre cambio climático, energía sostenible y sostenibilidad ambiental, por medio del apoyo a la conexión de nuevos proyectos de energía renovable, la reducción de uso de fuentes de energía no modernas altamente contaminantes y el aumento de la eficiencia al reducir pérdidas de energía en el sistema de transmisión; y (iv) respaldar la cooperación e integración regionales, que cumple con el criterio de subsidiariedad nacional según el GN-2733 por medio del reforzamiento de las líneas de transmisión nacionales para permitir la disponibilidad de la totalidad de la capacidad de transmisión de la L/T regional del SIEPAC ([Enlace Opcional 5](#)). Asimismo contribuirá a las metas regionales de infraestructura para la competitividad y el bienestar social; y a los productos: (i) kilómetros de líneas de

¹⁸ La estrategia del país en el sector energía comprende un programa de mediano plazo financiado por varios cooperantes, de la misma forma que el PNESER. La definición de un programa con esas características está prevista para el año 2016 y sería financiada bajo el "Programa para el Aumento del Aprovechamiento de Fuentes Renovables de Energía" del *Climate Investment Fund* (CIF). El Plan de Inversiones para Nicaragua presentado y endosado por el CIF incluye las obras previstas en esta operación financiadas por el Banco de forma complementaria al financiamiento del CIF, como parte de su componente de mejora de la infraestructura eléctrica de transmisión. Los proyectos bajo la presente operación no dependen de financiamiento adicional para implementarse.

transmisión y distribución eléctrica instaladas o mejoradas; y (ii) porcentaje de capacidad de generación de electricidad de fuentes con bajo carbono en el total de la capacidad de generación financiada por el Banco, tal como se define en el Marco de Resultados. Igualmente el programa se alinea con la Estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (GN-2710-5) en sus dos principios estratégicos al promover el acceso a los servicios de infraestructura, apoyar la infraestructura para la integración regional y al apoyar la construcción y el mantenimiento de una infraestructura social y ambientalmente sostenible para que contribuya a aumentar la calidad de vida.

- 1.25 **Consistencia con las Políticas del Banco.** El programa está alineado con la Política de Servicios Públicos Domiciliarios OP-708 (GN-2716-6) ([Enlace Opcional 6](#)) en referencia al subsector eléctrico, ya que cumple con: (i) la condición de sostenibilidad financiera, al procurar mejorar los indicadores financieros de ENATREL, dado que se recuperan por medio de las tarifas los costos de operación y mantenimiento (§2.12); (ii) con la condición de evaluación económica, al incluir proyectos que son económica y financieramente rentables (§2.15); (iii) con la sostenibilidad técnica y operativa del sector al apoyar las acciones de política del Gobierno de Nicaragua que contribuyen a promover mejoras en el sistema de transmisión; (iv) con el fomento al acceso y la sostenibilidad social a través del fortalecimiento de las redes que permita la incorporación de nuevos usuarios; (v) con la promoción de la competencia y la participación del sector privado, así como la sostenibilidad ambiental, al facilitar la conexión de proyectos de energías renovables; y (vi) con mejorar la eficiencia al disminuir las pérdidas técnicas en líneas de transmisión y subestaciones y contribuir al suministro suficiente de electricidad, satisfacer al crecimiento de la demanda y el incremento de la calidad del servicio.

B. Objetivos, Componentes y Costo

- 1.26 **Objetivo general.** El objetivo general del proyecto es promover el aumento del bienestar de la población a través del reforzamiento de la infraestructura de transmisión para que permita la conexión a nuevos clientes, mejore la calidad de suministro y avance en la optimización de la infraestructura regional. Los objetivos específicos del programa incluyen: (i) garantizar el suministro continuo de energía eléctrica en las zonas beneficiadas por la ampliación de la cobertura eléctrica bajo el PNESER; (ii) incrementar la capacidad de transmisión de carga para atender la demanda de electricidad y la oferta de generación de energía en la zona de ampliación bajo el programa PNESER; y (iii) optimizar la capacidad de carga de la L/T regional en los tramos ubicados en Nicaragua.
- 1.27 **Componente I. Mejoramiento de la infraestructura de transmisión para apoyar el aumento de cobertura integral (US\$34,6 millones).** Se financiará la construcción y puesta en operación de 101,3km de nuevas líneas de transmisión de 138kV, la construcción de tres nuevas S/E y la ampliación de dos S/E en las redes de transmisión de los dieciséis municipios que participan del Proyecto. Estas inversiones se efectuarán para facilitar la implementación de proyectos de ampliación de la cobertura eléctrica, mejorar la calidad del servicio a usuarios existentes y facilitar la conexión al SIN de nuevos proyectos de ER ([Enlace Opcional 4](#)). En específico este componente financiará las siguientes acciones:

- a. **Construcción S/E Waslala (El Cuá), L/T 138kV La Dalia - Waslala y obras conexas.** Este proyecto comprende la construcción de una nueva S/E en Waslala con una capacidad de transformación de 25/30MVA, un nivel de tensión de 138/24,9kV, y la construcción de una nueva L/T en 138kV de 48,3km desde la S/E La Dalia a la nueva S/E Waslala (El Cuá) y la construcción de una nueva bahía de línea de 138kV para la S/E La Dalia. La ubicación de la nueva S/E Waslala y el mejoramiento de las L/T que la alimentarán permitirá reforzar la provisión de energía en los municipios El Cuá, Rancho Grande y Waslala. Con la extensión de la red de transmisión que suple de energía a la región se podrá usar más eficientemente la red de distribución existente mejorando la calidad del servicio para aproximadamente 6.750 clientes existentes y permitirá garantizar la conexión y calidad de suministro para 2.750 nuevos usuarios ubicados en 46 comunidades rurales beneficiadas por el PNESER. Igualmente, el aumento de la capacidad de carga permitirá el aprovechamiento de la potencialidad hidráulica de la región, donde se estima que el sector privado realizará en el futuro cinco proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas con una potencia instalada total de 22,5MW.
- b. **Construcción S/E Santa Clara, L/T 138 kV Ocotál - Santa Clara y obras conexas.** Este proyecto comprende la construcción de la nueva S/E Santa Clara con una capacidad de transformación de 20/25MVA, un nivel de tensión de 138/24,9kV, la ampliación de la S/E Ocotál incorporando una nueva bahía de línea de 138kV y la construcción de una L/T de 47,3km en 138kV entre la S/E Ocotál y la nueva S/E Santa Clara. Con este proyecto se renovará la infraestructura de transmisión de los municipios del norte. La ampliación de la capacidad de la S/E Santa Clara y de la nueva L/T mejorará la calidad de provisión de energía reduciendo las salidas intempestivas de operación de la S/E y se disminuirán las pérdidas en el sistema. Esto beneficiará a más de 26.868 clientes actuales pertenecientes al Departamento de Nueva Segovia. Adicionalmente, la nueva S/E Santa Clara, ubicada junto a la actual S/E¹⁹, permitirá la instalación de circuitos de distribución cortos y por lo tanto más eficientes lo cual garantiza la expansión de las redes de distribución y la calidad del suministro para conectar a 3.990 nuevos clientes bajo el PNESER.
- c. **Construcción S/E Jinotega, L/T 138kV en doble circuito y obras conexas.** Este proyecto consiste en la construcción de una nueva S/E Jinotega con nivel de tensión de 138/24,9kV y la construcción de una L/T de 138kV de 5,7km en doble circuito que se conectará a la L/T Planta Centroamérica – Sébaco. La puesta en operación de este proyecto permitirá la mejora en la calidad de la provisión de energía para 26.868 usuarios en la ciudad de Jinotega y en sus comunidades adyacentes al reducir las pérdidas y las interrupciones. Adicionalmente, la ubicación de la S/E facilitará el acceso a los circuitos de distribución a comunidades que no están actualmente conectadas.

¹⁹ La nueva S/E santa Clara reemplazará por completo a la S/E existente.

1.28 **Componente II. Mejoras en el sistema de transmisión nacional para respaldar la capacidad del sistema regional (US\$6,0 millones).** Se financiará el incremento de la capacidad de las líneas Los Brasiles - Acahualinca y Acahualinca - Managua y se culminará la Segunda Fase de la L/T San Benito -Los Brasiles, de 65,5km de longitud y con un nivel de tensión de 138kV y 230kV respectivamente, los cuales permitirán recuperar la capacidad de transmisión de 300MW de la L/T regional del SIEPAC apoyando el cumplimiento de Nicaragua en el MER ([Enlace Opcional 4](#)). En específico este componente financiará las siguientes acciones:

- a. **Ampliación de la capacidad de la L/T Los Brasiles –Acahualinca–Managua.** Este proyecto consiste en el reemplazo del conductor existente en los 13,5km de la L/T que va desde la S/E Los Brasiles, pasa por la S/E Acahualinca y termina en la S/E Managua, y en la relocalización de un tramo de la L/T existente. El aumento de la capacidad de carga de estos tramos de L/T aumentará la capacidad de respaldo del SIN ante la posibilidad de transferencias de 300MW en la L/T regional, y reducirá la posibilidad de salidas forzadas del importante circuito de Managua.
- b. **Segunda Fase L/T San Benito – Los Brasiles.** Este proyecto consiste en la construcción de L/T para cerrar el anillo de 230kV que provee de energía a la ciudad de Managua. Las obras identificadas son las siguientes: (i) construcción de 9km de L/T de 230kV entre el cruce de Santa María hasta la torre N° 112 en Campusano; y (ii) la construcción del segundo circuito sobre las torres existentes, con una longitud de 43km de L/T de 230kV desde la torre N° 112 en Campusano hasta la S/E Los Brasiles. Estas obras cerrarán el anillo de 230kV entre las S/E San Benito - Ticuantepe (S/E del SIEPAC) – Los Brasiles – San Benito, aumentando la confiabilidad del SIN y del sistema eléctrico regional. Con esta obra se reducen los riesgos de apagones generales derivados de sobrecargas en la S/E Los Brasiles que es una de las más importantes del SIN.

1.29 **Administración y gestión del programa.** Incluye recursos para la contratación de servicios para: (i) administración del programa, incluyendo gastos operativos y de personal incremental de la UEP; (ii) auditoría financiera externa independiente; (iii) evaluaciones; y (iv) asesoría técnica.

1.30 Los costos y las fuentes de financiamiento de los componentes del programa se detallan en el Cuadro 1 a continuación.

Cuadro 1: Costo y Financiamiento del Programa (miles de US\$)

| Categoría de Inversión | BID | ENATREL | TOTAL |
|-------------------------------------------------------------------|-----------------|----------------|-----------------|
| 1. Ingeniería y Administración | 500,0 | 1.000,0 | 1.500,0 |
| 2. Costos Directos ²⁰ | 38.764,9 | 1.910,2 | 40.675,1 |
| 2.1. Transmisión para apoyar el incremento de cobertura | 32.999,8 | 1.626,1 | 34.625,9 |
| 2.2. Transmisión para respaldar la capacidad del sistema regional | 5.765,1 | 284,1 | 6.049,2 |
| 3. Gastos Financieros | 735,1 | 131,6 | 866,7 |
| Total | 40.000,0 | 3.041,8 | 43.041,8 |

²⁰ Los costos directos son: materiales, equipos, mano de obra, instalación y puesta en marcha.

C. Indicadores Claves de Resultados

- 1.31 El programa cuenta con una Matriz de Resultados que presenta indicadores de resultados y metas asociados a sus objetivos y componentes. Los indicadores de resultados seleccionados permitirán alcanzar los resultados. Estos son: (i) garantizar el suministro de energía eléctrica continua, confiable y costo efectiva en las zonas beneficiadas por la ampliación de la cobertura eléctrica bajo el PNESER; (ii) incrementar la capacidad de transmisión de carga en MW para atender la demanda de electricidad y la oferta de generación de energías renovables en la zona de ampliación de cobertura eléctrica bajo el PNESER; y (iii) optimizar la capacidad de carga de energía de la Línea de Transmisión (L/T) regional del SIEPAC en los tramos ubicados en Nicaragua. Los resultados y metas se han formulado y proyectado a cinco años (2016-2020). Además se han utilizado cinco indicadores de producto para monitorear cada componente durante la ejecución (Ver Anexo II).

II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

A. Instrumentos de Financiamiento

- 2.1 El costo total del programa alcanza US\$43,04 millones de los cuales el Banco financiará US\$40 millones – 60% con recursos de Capital Ordinario (CO) y 40% con recursos del Fondo para Operaciones Especiales (FOE) – y US\$3,04 millones de contrapartida. El programa se financia como un Préstamo de Inversión Específica. Los recursos del financiamiento serán desembolsados en un plazo de cinco años a partir de la fecha de vigencia del contrato de préstamo, según lo mostrado en el Cuadro 2:

Cuadro 2: Programación de desembolsos (US\$ miles)

| Fuente | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | Total |
|----------------|--------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|-----------------|
| BID | 224,1 | 11.820,0 | 12.713,7 | 10.248,8 | 4.993,4 | 40.000,0 |
| ENATREL | 257,0 | 816,0 | 840,0 | 700,0 | 428,9 | 3.041,8 |
| Total | 481,1 | 12.636,0 | 13.553,8 | 10.948,8 | 5.422,2 | 43.041,8 |

B. Riesgos Ambientales y Sociales

- 2.2 La operación se clasifica en la Categoría B, de conformidad con lo establecido en la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias del Banco OP-703).
- 2.3 Con el mejoramiento del acceso a servicios de electricidad se anticipa que se producirá un efecto social positivo sobre la calidad de vida y el bienestar a aproximadamente 62.000 usuarios. Los impactos positivos generados por el proyecto favorecen el desarrollo de la economía local y regional, dado que permitirá impulsar las diversas actividades económicas; con la dotación de energía eléctrica necesaria que satisfaga la demanda del área beneficiada. El programa ya ha realizado el proceso de consulta pública para todas las L/Ts quedando pendiente la segunda ronda de consulta pública para la L/T La

Dalia -Waslal/El Cuá la cual está en proceso de realización y se completará antes de comenzar con las obras de la construcción de esta L/T.

- 2.4 Los impactos y riesgos negativos directos que el proyecto generaría son aquellos que típicamente ocurren en cualquier obra similar de L/T y S/E; éstos se consideran de baja a mediana magnitud, de corta duración, localizados en las inmediaciones de la servidumbre y los frentes de obra, y manejables a través de procedimientos estándares. Las inversiones no serán realizadas en áreas ecológicamente sensibles, ni hábitats naturales críticos, ni próximo a ningún sitio arqueológico registrado.
- 2.5 La percepción de las familias en zonas residenciales acerca del campo electromagnético y ruido será monitoreada periódicamente por ENATREL en los sitios más sensibles. Aunque no existe una manifestación expresa de la comunidad en esta materia, la medida tiene el propósito que ENATREL continúe realizando esta buena práctica establecida por el programa SIEPAC en Centroamérica.
- 2.6 En el caso de la L/T y S/E La Dalia–Waslala/El Cuá la línea cruza transversalmente a la ruta de aves migratorias, específicamente en la sección del río Yaosca y se espera la ocurrencia de colisiones con el hilo guarda de la L/T. Para mitigar este riesgo se establecerán dispositivos salva-pájaros y se monitoreará su efectividad²¹. Esta buena práctica ha sido establecida por el SIEPAC y hasta la fecha el monitoreo en cinco países (Guatemala, Honduras, El Salvador y Costa Rica) ha demostrado que tiene una efectividad del 50%. La implementación de estos dispositivos será un requerimiento obligatorio a ser incluido en el contrato con la contratista para la construcción de esta LT.
- 2.7 Los riesgos naturales presentes en las distintas regiones del país son considerados medios para el proyecto, estos son: sismicidad, vulcanismo, deslizamientos, inundaciones; así como sequías que incrementan la ocurrencia de incendios forestales serán manejados a través de la inclusión en los diseños y construcción de las L/T y S/E de las medidas necesarias para reducir la vulnerabilidad de esas obras. El [Informe de Gestión Ambiental y Social \(IGAS\)](#) contiene un detalle más amplio de todos los impactos y riesgos del proyecto y de la forma cómo se los gestionarán, y las condiciones contractuales especiales de ejecución. Será condición contractual especial de ejecución que el OE cumpla con las obligaciones ambientales y sociales incluidas en el IGAS. Las condiciones establecidas en el IGAS se aplican en distintos momentos de la ejecución del programa, bajo las siguientes características: (i) condiciones previas a la licitación de cada obra; (ii) condiciones específicas previas al inicio de cada una de las obras; y (iii) condiciones durante la vida del préstamo.
- 2.8 ENATREL tiene limitada capacidad en recursos humanos suficientes para implementar y monitorear adecuadamente la ejecución y el cumplimiento de los planes y medidas de gestión social del proyecto. Durante la ejecución, se

²¹ Los salva-pájaros son dispositivos que aumentan la visibilidad de las instalaciones de transporte de energía eléctrica y evitan o disminuyen el riesgo de colisión de aves. Los salva-pájaros a ser instalados en las L/Ts serán del tipo espiral los cuales son dispositivos espirales de polipropileno de 35cm de diámetro y un metro de longitud, generalmente de color amarillo o rojo, o el color que mejor pueda contrastar en las horas de menor luminosidad.

contará con el personal adicional necesario que se identifique en acuerdo con el Banco para la implementación de los distintos planes de gestión en esa temática. ENATREL realizará el monitoreo y acompañamiento de los proyectos por lo menos en un periodo de tres años.

C. Riesgos Fiduciarios

- 2.9 Los riesgos potenciales en la gestión de adquisiciones radican en la capacidad del personal del OE de implementar de forma adecuada las políticas de adquisiciones del Banco. Si bien con la implementación de los proyectos anteriores resultaron buenas prácticas, podrían existir cambios al interior de la organización y que requieran de nuevos entrenamientos. Este riesgo puede mitigarse manteniendo, en la medida de lo posible, el personal de la UEP que ha venido ejecutado con éxito los proyectos anteriores, o seleccionando al personal de la UEP según el perfil de cada posición y con programas continuos de capacitación a la UEP sobre las políticas de adquisiciones del Banco.
- 2.10 En lo referente a la gestión financiera, a pesar de la experiencia del personal de ENATREL, en los últimos meses se ha notado una disminución en la calidad de la administración financiera y el ambiente de control, lo cual origina el riesgo de que no se alcance las metas de indicadores de resultados previstos en el programa. El equipo considera que este riesgo se puede mitigar mediante una capacitación puntual al personal clave y mediante una supervisión más estrecha durante el primer año de ejecución.

D. Otros Riesgos del Proyecto

- 2.11 **Gestión pública y gobernabilidad.** Los riesgos identificados están relacionados con acciones que podrían generar atrasos previa al inicio de la ejecución y durante la ejecución: (i) se retrasa o aplaza la aprobación legislativa de convenios, que se mitigará mediante el continuo seguimiento al proceso de aprobación de convenios mediante el apoyo del Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP); (ii) retraso en las negociaciones de servidumbre, que se gestionará mediante la constante coordinación del OE con los líderes locales, alcaldías y secretarios políticos de las regiones afectadas UEP (será condición contractual especial de ejecución que previo a la adjudicación de cada contrato de obra, el OE demostrará que cuenta con la posesión legal, las servidumbres u otros derechos necesarios para iniciar la obra); y (iii) posibilidad de cambios en la decisión de apoyar los esfuerzos para profundizar la integración eléctrica regional; que se mitigará mediante el acompañamiento continuo al diálogo regional y al apoyo en la participación de las autoridades de Nicaragua en las instancias de coordinación del MER.
- 2.12 **Viabilidad financiera.** La evaluación de la viabilidad financiera del programa se realizó a partir del estado de los siguientes indicadores financieros de ENATREL: Margen Operativo de Caja²², la Generación Interna de Fondos neta del servicio de la deuda²³, y Cobertura del Servicio de la Deuda²⁴. Para asegurar

²² Margen operativo de caja, requerido 30%; el verificado en 2014 fue de 28,7%.

²³ Generación interna de fondos neta sobre las inversiones, requerida 35%; la verificada en 2014 fue de -70,3%.

²⁴ Cobertura del servicio de la deuda, requerida 1,5; la verificada en 2014 fue de 0,23.

la viabilidad financiera del programa se determinó para ENATREL una proyección indicativa del período 2015-2020, definiendo un escenario de inversiones que en promedio sean igual al 85% del año 2014 y un incremento promedio anual de 11% en el peaje de transmisión. Se continuará el monitoreo de los indicadores financieros acordados con ENATREL²⁵ y el prestatario permitirá adoptar las acciones que fuesen apropiadas a fin de asegurar que los ingresos provenientes de la operación de ENATREL sean suficientes para cubrir sus costos normales de operación y mantenimiento, el servicio de la deuda, y contribuyan sustancialmente al plan de inversiones. En ese marco: (i) la contribución de la generación interna de fondos neta deberá incrementarse proporcionalmente desde la registrada en 2015 hasta 35% en 2019, continuando a ese nivel en los años subsiguientes; (ii) el margen operativo de caja determinado como el monto que queda después de haber cubierto los costos de operación y mantenimiento, será de al menos 30%; y (iii) el factor de cobertura del servicio de la deuda deberá incrementarse proporcionalmente desde el registrado en 2015 hasta 1,3 en 2019, continuando con 1,5 en 2020 y a ese nivel en los años subsiguientes. Las metas definidas para estos indicadores se harán extensivas en su aplicación a otras operaciones de préstamo vigentes con participación de ENATREL. El monitoreo de estos indicadores será una condición contractual especial de ejecución y será verificado anualmente. En caso de que se presenten desviaciones en los indicadores y que de las mismas se determine el deterioro de la situación financiera de la empresa, el prestatario, por intermedio del OE, remitirá al Banco un plan de acción que identifique claramente las causas de las desviaciones y las medidas de gestión o financieras que se adoptarán, las responsabilidades del ejecutor y del prestatario y el cronograma de ejecución, de manera que se permita recuperar las condiciones de sostenibilidad financiera.

- 2.13 **Viabilidad técnica.** La viabilidad técnica de estos proyectos está asegurada en la elaboración de los diseños y su proceso de aprobación para construcción. La preparación de diseños de los proyectos del programa sigue las especificaciones técnicas, regulatorias y socio-ambientales vigentes en el sector. Este proceso contribuye a mitigar riesgos asociados con desacuerdos sociales en áreas de influencia de los proyectos a financiar. El desarrollo de estos proyectos es parte integral de la planificación de ENATREL para la expansión del SNT ([Enlace Opcional 4](#)).
- 2.14 **Viabilidad institucional.** ENATREL cuenta con una amplia experiencia ejecutando proyectos de ampliación y refuerzo del sistema de transmisión del país, es el caso de los Refuerzos Nacionales de Transmisión para el Proyecto SIEPAC (1877/BL-NI) y el Programa de Apoyo al Sector Eléctrico (1933/BL-NI, 1933/BL-NI-1 y 1933/BL-NI-2). Así mismo es el OE responsable de la coordinación del mayor programa en ejecución para el sector eléctrico, como es el PNESER (2342/BL-NI, 2342/BL-NI-4 y 2342/BL-NI-5), con una aplicación integral a las necesidades del sector²⁶. ENATREL ha probado ser un ejecutor con alta capacidad de gestión, habiendo concluido la ejecución de los dos

²⁵ En el marco de operaciones del Programa de Apoyo al Sector Eléctrico (1933/BL-NI, 1933/BL-NI-1 y 1933/BL-NI-2) el Banco viene monitoreado estos indicadores financieros de ENATREL.

²⁶ El PNESER cuenta con siete componentes que inciden en: electrificación rural, normalización de redes, expansión de sistemas aislados, estudios de pre-inversión, eficiencia energética, refuerzos al sistema de transmisión y sostenibilidad de sistemas aislados.

primeros programas mencionados con resultados satisfactorios en 2012 y 2015 respectivamente, y actualmente ejecutando el PNESER.

- 2.15 **Viabilidad económica.** Se realizó un análisis costo – beneficio a cada uno de los cinco proyectos del programa en los cuales se analizaron sus efectos directos e indirectos, incluyendo las externalidades que eventualmente generan utilizando una tasa de descuento del 12%. Todos los proyectos evaluados conllevan un Valor Presente Neto Económico (VPNE) positivo y una Tasa de Interna de Retorno Económica (TIRE) que va desde 15% a 35%, siendo los resultados robustos ante variaciones en los supuestos de modelación. En términos de usuarios, los proyectos incluidos en el programa tienen efectos sobre 62.465 clientes (cerca de 328.500 personas), entre clientes existentes (54.332) y nuevos clientes (8.133).
- 2.16 Los beneficios económicos derivados de los proyectos del programa están dados por la liberación neta de recursos por parte de los nuevos clientes servidos, al sustituir otras fuentes de energía alternativas por electricidad, y la disminución en la energía de falla en la situación con proyecto (en relación a la situación sin proyecto)²⁷. Los ingresos son el flujo diferencial de ingresos generados por la energía adicional que es posible transmitir en presencia de los proyectos, valuada en función de las tarifas de transmisión vigentes. Esta energía adicional corresponde a la energía generada para satisfacer la demanda potencial de todos los usuarios de la zona (tanto existentes como nuevos).
- 2.17 Los costos económicos y financieros que se incluyen en el análisis son la inversión y los costos de operación y mantenimiento asociados, ambos ajustados por su respectivo Factor de Cuenta (FC). Por otro lado se tiene también, en algunos casos, como costo económico el aumento de pérdidas que se verifica al aumentar la demanda servida en el escenario con proyecto (esto es, las pérdidas por nivel de tensión, valuadas según nivel de tensión ajustando por FC). En el Cuadro 3 se resumen los resultados particulares de los proyectos del programa:

²⁷ Ver, por ejemplo, *Rural Electrification and Development in the Philippines: Measuring the Social and Economic Benefits* (ESMAP, 2002); Peru: *National Survey of Rural Household Energy Use* (ESMAP, 2010); *Policy Brief: Cost-Benefit Analysis of Rural Electrification* (NORPLAN, 2012).

Cuadro 3: Resultados Análisis Costo - Beneficio

| Proyecto | Usuarios Beneficiados | | Tasa Crecimiento de la Demanda* | VPNE (m US\$) | TIRE |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|----------|---------------------------------|---------------|------|
| | Nuevos | Actuales | | | |
| Proyecto 1. Construcción S/E Waslala (El Cuá), L/T 138kV La Dalia - Waslala y obras conexas | 2.750 | 6.750 | 4,2% | 21.356,3 | 24% |
| Proyecto 2. Construcción S/E Santa Clara, L/T 138 kV Ocotál - Santa Clara y obras conexas | 3.990 | 22.100 | 3,8% | 15.317,7 | 26% |
| Proyecto 3. Construcción S/E Jinotega, L/T 138 kV en doble circuito y obras conexas | 1.391 | 25.477 | 3,8% | 107.532,6 | 35% |
| Proyecto 4. Ampliación de la capacidad de la L/T Los Brasiles – Acahualinca – Managua | - | - | 4,1% | 776,1 | 27% |
| Proyecto 5. Segunda fase L/T San Benito – Los Brasiles) | - | - | 4,4% | 5.188,3 | 15% |

* Tasa de crecimiento de la demanda estimada por ENATREL

- 2.18 Los análisis de sensibilidad que se efectuaron a los proyectos midieron el efecto sobre el VPNE de variaciones positivas y negativas en la tasa de crecimiento de la demanda, en el costo de falla y en el costo de inversión. En el Cuadro 4 se resumen algunos de los resultados más relevantes. Para más detalles ver [Análisis Costo-Beneficio](#).

Cuadro 4: Resultados de los Análisis de Sensibilidad

| | Proyecto 1 | Proyecto 2 | Proyecto 3 | Proyecto 4 | Proyecto 5 |
|-----------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Tasa de Crecimiento de la Demanda | | | | | |
| Aumento a 6% | 111% | +54% | +69% | +34% | +115% |
| Disminuye a 2% | -110% | -32% | -38% | -48% | -104% |
| Costo de Falla ²⁸ | | | | | |
| Aumento en 20% | +39% | +46% | +26% | +54% | +59% |
| Disminuye en 20% | -39% | -46% | -26% | -54% | -59% |
| Costo de Inversión | | | | | |
| Aumento de 15% | -11% | -15% | -1% | -15% | -18% |
| Aumento de 30% | -22% | -30% | -2% | -31% | -36% |

²⁸ Este valor se establece como el costo estimado promedio para cada usuario de la Energía No Suministrada. Siguiendo con los estándares de la región, para este análisis se utilizó 800 US\$/MWh para los usuarios no conectados a la red y 1.500 US\$/MWh para los que ya están conectados.

III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN

A. Resumen de los Arreglos de Implementación

- 3.1 El prestatario será la República de Nicaragua y el OE será ENATREL. ENATREL es una empresa pública creada mediante Ley N°583, cuenta con personería jurídica propia siendo un Ente Descentralizado. ENATREL ejecutará el programa a través de UEP-ENATREL. El prestatario, por intermedio del MHCP, suscribirá un convenio de transferencia de recursos con ENATREL donde se establecerán los términos de dicha transferencia así como las obligaciones de ejecución de ENATREL en los términos del contrato de préstamo. **La entrada en vigencia de este convenio será una condición contractual especial previa al primer desembolso del financiamiento del Banco.**
- 3.2 ENATREL ejecutará el programa mediante una UEP con la misma integración que para la ejecución de los préstamos actualmente en ejecución. **Será una condición contractual especial previa al primer desembolso del financiamiento que la UEP cuente con personal con perfiles acordados previamente con el Banco y que deberán al menos incluir: un coordinador general, un especialista en adquisiciones, un especialista financiero, un especialista ambiental y social, y un ingeniero eléctrico.** La Gerencia de Ingeniería y Proyectos de ENATREL tendrá a su cargo la coordinación del programa, será responsable de la ejecución a través de la UEP. La UEP contará con el apoyo de la estructura organizacional de ENATREL: Dirección Administrativa Financiera, Unidad de Adquisiciones, Unidad de Gestión Ambiental y Asesoría Legal.
- 3.3 **MOP.** El programa cuenta con procedimientos claramente establecidos en el MOP, incluyendo un amplio sistema de monitoreo, seguimiento y evaluación de sus acciones y resultados. **La presentación de una versión del MOP actualizada debidamente aprobado por ENATREL, y su entrada en vigencia, previa no objeción del Banco, será condición contractual especial previa al primer desembolso del financiamiento.**
- 3.4 **Plan de Adquisiciones (PA).** Se ha acordado un PA para los primeros 12 meses de ejecución. El OE deberá actualizar anualmente el PA, coincidente con las evaluaciones anuales y antes del fin de cada año calendario o cuando se presenten cambios sustanciales. Los diferentes tipos de adquisiciones de bienes, obras, y servicios de consultoría, se realizarán de acuerdo a las políticas GN-2349-9 y GN-2350-9, respectivamente.
- 3.5 **Desembolsos y anticipos de fondos.** Los desembolsos del préstamo se realizarán mediante el mecanismo de anticipo de fondos de acuerdo con las necesidades estimadas de liquidez del programa derivadas del Plan Operativo Anual y PA. La programación de necesidades de efectivo tendrá un horizonte móvil de 12 meses y los anticipos cubrirán las necesidades de seis meses de ejecución.
- 3.6 **Financiamiento retroactivo.** El Banco podrá financiar retroactivamente con cargo a los recursos del préstamo, gastos elegibles efectuados por el prestatario

antes de la fecha de aprobación del préstamo para pagar costos directos y costos de ingeniería y administración, hasta por un monto de US\$400.000; equivalente al 1% del monto del préstamo, siempre que se hayan cumplido requisitos sustancialmente análogos a los establecidos en el contrato de préstamo. Dichos gastos deberán haberse efectuado a partir del 18 de septiembre de 2015, fecha de aprobación del Perfil de Proyecto, pero en ningún caso se incluirán gastos efectuados más de 18 meses antes de la fecha de aprobación del préstamo.

- 3.7 **Auditorías.** Los servicios de auditoría externa para el programa y de los estados financieros del OE serán provistos por una firma de auditores externos aceptable para el Banco, que serán contratados sobre la base de términos de referencia que sean acordados con el OE. Las auditorías externas podrán financiarse con cargo a los recursos del préstamo y deberán presentarse al Banco dentro del plazo de 120 días siguientes al cierre de cada año calendario durante el plazo original de desembolso o sus extensiones y 120 días después de la fecha de último desembolso.
- 3.8 **Tipo de Cambio.** A fin de evitar pérdida cambiaria se recomienda utilizar el tipo de cambio de monetización de la divisa a Córdoba para efectos de las justificaciones de los anticipos de fondos desembolsados.

B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados

- 3.9 **Arreglos de monitoreo.** El equipo del Banco realizará visitas técnicas semestrales al OE para revisar el avance del programa y hacer los ajustes que se deriven de su ejecución. Se harán visitas de supervisión fiduciaria una vez por año. Se tienen previstas auditorías externas contables y operacionales del programa para validación del uso de los recursos del financiamiento y de los procesos y controles internos operativos que se implementarán en el OE. La información recopilada será analizada cada semestre y el informe de monitoreo y progreso se realizará una vez al año (ver [Plan de Monitoreo y Evaluación](#)).
- 3.10 **Arreglos para la evaluación del programa.** La evaluación del programa incluye una evaluación intermedia y una final, financiadas por el OE con recursos del préstamo. La evaluación intermedia, será contratada por el OE, en un plazo máximo de dos meses después de que se comprometa el 50% de los recursos del préstamo. La evaluación final contará con un análisis costo – beneficio ex post y será contratada por el OE en un plazo máximo de dos meses después de que se haya desembolsado el 95% de los recursos del préstamo. La evaluación final determinará el grado de cumplimiento de las metas establecidas en la Matriz de Resultados, es decir analizará el antes y el después de la implementación del programa. Los reportes semestrales y anuales serán presentados por el OE según el Plan de Monitoreo y Evaluación del programa. Adicionalmente se realizará un taller de preparación de informe final, y análisis costo beneficio ex post que permita verificar los supuestos de la operación.

| Matriz de Efectividad en el Desarrollo | | | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Resumen | | | |
| I. Alineación estratégica | | | |
| 1. Objetivos de la estrategia de desarrollo del BID | | Alineado | |
| Programa de préstamos | | -Préstamos a países pequeños y vulnerables -Préstamos para reducción de la pobreza y promoción de la equidad -Préstamos en apoyo de iniciativas sobre cambio climático, energía renovable y sostenibilidad del medio ambiente -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) | | -Km de líneas de transmisión y distribución eléctrica instaladas o mejoradas -Porcentaje de la capacidad de generación eléctrica de fuentes de bajo contenido de carbono frente a la capacidad de generación total financiada por el BID | |
| 2. Objetivos de desarrollo de la estrategia de país | | Alineado | |
| Matriz de resultados de la estrategia de país | GN-2683 | Cambiar la matriz energética por medio de la promoción de fuentes renovables de generación eléctrica e incrementar la confiabilidad del servicio. | |
| 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) | | | |
| II. Resultados de desarrollo - Evaluabilidad | | Altamente Evaluable | Ponderación |
| | | 9.0 | 10 |
| 3. Evaluación basada en pruebas y solución | | 9.6 | 33.33% |
| 3.1 Diagnóstico del Programa | | 3.0 | |
| 3.2 Intervenciones o Soluciones Propuestas | | 3.6 | |
| 3.3 Calidad de la Matriz de Resultados | | 3.0 | |
| 4. Análisis económico ex ante | | 10.0 | 33.33% |
| 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 | |
| 5. Evaluación y seguimiento | | 7.5 | 33.33% |
| 5.1 Mecanismos de Monitoreo | | 2.5 | |
| 5.2 Plan de Evaluación | | 5.0 | |
| III. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación | | | |
| 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 | |
| IV. Función del BID - Adicionalidad | | | |
| El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales | | | |
| Fiduciarios (criterios de VPC/FMP) | Sí | Administración financiera: Presupuesto, Tesorería, Contabilidad y emisión de informes. Adquisiciones y contrataciones: Sistema de información. | |
| No-Fiduciarios | | | |
| 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 diagnóstico describe de forma adecuada los factores causales de las deficiencias en el sistema de transmisión de Nicaragua y su importancia relativa. Estas deficiencias incluyen el deterioro y terminación de la vida útil de sus componentes y la falta de capacidad para transportar energía eléctrica de forma adecuada frente a un acelerado crecimiento del sistema de generación y de redes de distribución. Esto conlleva a pérdidas de energía y una baja calidad del servicio, además de imposibilitar el incremento en la cobertura del servicio eléctrico y la transmisión de carga comprometida dentro del SIEPAC. Para afrontar esta situación el programa propone intervenciones en la infraestructura de transmisión de energía de Nicaragua. Específicamente, se plantean acciones que incrementan y garantizan la capacidad de las subestaciones de transformación y líneas de transmisión relevantes, las cuales garantizarán el suministro y la confiabilidad del servicio local y del mercado regional.

La matriz de resultados está bien formulada. El análisis económico se sustenta en una evaluación de costo-beneficio, la cual cuantifica los beneficios económicos sociales a partir del déficit evitado y disposición a pagar de los usuarios, además de la confiabilidad del sistema, que se traduce en el costo social a la economía de la energía no suministrada (ENS). Se han establecido diferentes escenarios de acuerdo a la naturaleza de la intervención sobre los principales resultados esperados, detallando los supuestos para el cómputo de los beneficios. Los resultados mostraron valores positivos y tasas internas de retorno económico aceptables. El análisis de sensibilidad está bien formulado y el proyecto muestra resultados robustos frente a las variaciones de los supuestos de modelación. Se observan variaciones sensibles a las tasas decrecimiento de la demanda, sin embargo una ocurrencia de desaceleración de la misma es poco probable. Se presenta una baja sensibilidad a los costos de inversión, principalmente por que los beneficios se alcanzan en un período corto y se mantienen en el tiempo.

La operación está clasificada como de riesgo medio. No se identificaron riesgos altos. Los riesgos calificados como de alto impacto se refieren a la posibilidad de cambios en la decisión de apoyar los esfuerzos para profundizar la integración eléctrica regional, desastres naturales y otras contingencias. Estos presentan probabilidades bajas de ocurrencia. Todos los riesgos incluyen medidas de mitigación.

MATRIZ DE RESULTADOS

| | |
|------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo del proyecto | El objetivo general del proyecto es promover el aumento del bienestar de la población a través del reforzamiento de la infraestructura de transmisión para que permita la conexión a nuevos clientes, mejore la calidad de suministro y avance en la optimización de la infraestructura regional. Los objetivos específicos del programa incluyen: (i) garantizar el suministro continuo de energía eléctrica en las zonas beneficiadas por la ampliación de la cobertura eléctrica bajo el Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER); (ii) incrementar la capacidad de transmisión de carga para atender la demanda de electricidad y la oferta de generación de energía en la zona de ampliación bajo el programa PNESER; y (iii) optimizar la capacidad de carga de la Línea Transmisión (L/T) regional en los tramos ubicados en Nicaragua. |
|------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

| Resultado | Línea de Base | Meta | Observaciones/Medios de verificación |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Garantizar el suministro de energía eléctrica continua, confiable y costo efectiva en las zonas beneficiadas por la ampliación de la cobertura eléctrica bajo el programa PNESER. | | | |
| Indicador de resultado | | | |
| Energía no servida ¹ en GWh en las zonas de influencia ² del programa. | 66 | 1 | Las mediciones de energía no servida serán verificadas mediante informes estadísticos y técnicos del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC). |

| Resultado | Línea de Base | Meta | Observaciones/Medios de verificación |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Incrementar la capacidad de transmisión de carga en MW para atender la demanda de electricidad y la oferta de generación de energías renovables en la zona de ampliación de cobertura eléctrica bajo el programa PNESER. | | | |
| Indicador de resultado | | | |
| Capacidad de transmisión de carga en MW para atender la demanda eléctrica en las zonas de influencia del programa. ³ | 11 | 27 | La capacidad de transmisión de carga será verificada mediante informes estadísticos y técnicos del CNDC. |

¹ La Energía No Suministrada se refiere a la cantidad de energía que se deja de entregar a los usuarios por causa de un evento en el Sistema de Transmisión, que a su vez ocasiona restricciones en la disponibilidad de los activos del sistema, lo que no permite el transporte de energía.

² Las zonas de influencia del programa están definidas por: Región Central: Departamento Jinotega (Municipios: Jinotega, La Concordia, Santa María de Pantasma, San Rafael del Norte y San Sebastián de Yalí); Departamento Madriz (Municipios: San Juan de Río Coco); Departamento Matagalpa (Municipios: El Cuá, Rancho Grande); Departamento Nueva Segovia (Municipios: Ciudad Antigua, Jalapa, El Jícaro, Murra, Quilali, San Fernando, Wiwili de Nueva Segovia). Región Costa Caribe: Departamento Región Autónoma del Atlántico Norte (Municipios: Waslala).

³ Se refiere a la capacidad de atender la demanda de electricidad por ampliación de la cobertura del servicio.

| Capacidad de transmisión de carga en MW para atender la conexión de nuevas centrales hidroeléctricas de generación | 0 | 22 | La capacidad de transmisión de carga será verificada mediante informes estadísticos y técnicos del CNDC. |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Resultado | Línea de Base | Meta | Observaciones/Medios de verificación |
| Optimizar la capacidad de carga de energía de la L/T regional del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) en los tramos ubicados en Nicaragua. | | | |
| Indicador de resultado | | | |
| Máxima Capacidad de Transferencia Regional en MW entre áreas de control aumentada ⁴ . | 80 | 300 | La meta asume que además de los refuerzos incluidos bajo el presente programa, se construyen todos los refuerzos previstos para el SIN. Informe del Ente Operador Regional (EOR). La capacidad de transferencia será verificada mediante informes estadísticos y técnicos del EOR. |

| Componente 1. Mejoramiento de la infraestructura física de transmisión para garantizar e incrementar el suministro de energía eléctrica continua para atender la demanda de electricidad y la generación de energía en las zonas de intervención del programa. | | | | | | | | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|-------|-------|-------|----------|-------|------------|-----------------------------------------------------------------------------|
| Productos | Línea de Base | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 | Meta final | Observaciones/Medios de verificación |
| 1. Sistema de transmisión tramo Waslala – La Dalia operando.⁵ | 0 | | | | 1 | | 1 | Informe técnico del CNDC. |
| Hitos | | | | | | | | |
| Construcción, montaje y puesta en marcha de la Subestación (S/E) Waslala (unidad). | 0 | 0,2 | 0,05 | 0,69 | 0,06 | 0 | 1 | Informes de supervisión técnico-ambientales. Actas de recepción definitiva. |
| Suministro, montaje y construcción de la línea de transmisión (km). ⁶ | 0 | 4,83 | 7,24 | 31,4 | 4,83 | 0 | 48.3 | Informes de supervisión técnico-ambientales. Actas de recepción definitiva. |

⁴ Las áreas de control aumentadas se refieren a la Red de Transmisión controlada por el CNDC, que además incluye a las subestaciones de los países vecinos a las cuales llegan las líneas de interconexión regionales.

⁵ El sistema operando comprende la S/E Waslala con una capacidad de transformación de 25/30MVA, el transporte de energía de la L/T de 138kV y la nueva bahía de línea de 138kV para la S/E La Dalia funcionando.

⁶ Incluye la construcción, montaje y puesta en marcha de la bahía de salida línea de 138kV de la S/E La Dalia.

| | | | | | | | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|-------|------|------|----------|----------|----------|-----------------------------------------------------------------------------|
| | | | | | | | | |
| 2. Sistema de transmisión tramo Santa Clara – Ocotal operando⁷. | 0 | | | | 1 | 0 | 1 | Informe técnico del CNDC |
| Hitos | | | | | | | | |
| Construcción, montaje y puesta en marcha de la S/E Santa Clara (unidad). | 0 | 0,10 | 0,15 | 0,69 | 0,06 | 0 | 1 | Informes de supervisión técnico-ambientales. Actas de recepción definitiva. |
| Suministro, montaje y construcción de la línea de transmisión (km) ⁸ . | 0 | 11,83 | 0 | 0 | 35.48 | 0 | 47.3 | Informes de supervisión técnico-ambientales. Actas de recepción definitiva. |
| | | | | | | | | |
| 3. Sistema de transmisión tramo S/E Jinotega – L/T Planta Centroamérica Sébaco operando⁹. | 0 | | | | | 1 | 1 | Informe técnico del CNDC. |
| Hitos | | | | | | | | |
| Construcción, montaje y puesta en marcha de la Subestación (S/E) Jinotega (unidad). | 0 | 0,10 | 0,13 | 0,04 | 0,35 | 0,38 | 1 | Informes de supervisión técnico-ambientales. Actas de recepción definitiva. |
| Suministro, montaje y construcción de la línea de transmisión (km) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 6 | Informes de supervisión técnico-ambientales. Actas de recepción definitiva. |

⁷ El sistema operando comprende la S/E Santa Clara con una capacidad de transformación de 138/24,9kV, el transporte de energía de la L/T de 138kV y la nueva bahía de línea de 138kV para la S/E Ocotal funcionando.

⁸ Incluye la construcción, montaje y puesta en marcha de la bahía de salida línea de 138kV de la S/E Ocotal.

⁹ El sistema operando comprende la S/E Jinotega con nivel de tensión de 138/24,9kV en funcionamiento; y la conexión y traspaso de carga de la L/T de 138kV en doble circuito a la L/T Planta Centroamérica – Sébaco.

| Componente 2. Mejoramiento de la infraestructura física de transmisión para optimizar la capacidad de carga de la L/T regional en los tramos ubicados en Nicaragua. | | | | | | | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------------|---------------------------------------------|
| Productos | Línea de Base | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 | Meta final | Observaciones/Medios de verificación |
| 4. Línea de transmisión (en km) tramo Los Brasiles - Acahualinca - Managua con capacidad ampliada, operando¹⁰. | 0 | - | 1,35 | 6,35 | 5,81 | - | 13,5 | Informe técnico del CNDC. |
| | | | | | | | | |
| 5. Línea de transmisión (en km) tramo San Benito - Los Brasiles operando¹¹. | 0 | - | - | 12,12 | 35,03 | 4,84 | 52 | Informe técnico del CNDC |

¹⁰ La ampliación de la capacidad se produce a partir del reemplazo del conductor existente, por uno que permita la operación a una mayor capacidad de carga ante la posibilidad de transferencias de 300MW en la L/T regional. La operatividad significa además la reducción de la posibilidad de salidas forzadas del importante circuito de Managua.

¹¹ La operación consiste en el aumento de la confiabilidad del SIN y del Sistema Eléctrico Regional, cerrando el anillo de 230kV entre las S/E San Benito – Masaya – Ticuantepe (S/E del SIEPAC) – Los Brasiles – San Benito y la reducción de sobrecargas en la S/E Los Brasiles.

ACUERDOS Y REQUISITOS FIDUCIARIOS

País: Nicaragua
Nº de Proyecto: NI-L1091
Nombre del Proyecto: Ampliación y Refuerzos en el Sistema de Transmisión de Electricidad de Nicaragua
Organismo Ejecutor (OE): Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL)
Equipo Fiduciario: Santiago Castillo y Juan Carlos Lazo; (FMP/CNI)

I. RESUMEN EJECUTIVO

- 1.1 El Organismo Ejecutor (OE) de esta operación será la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), quién estará a cargo de la ejecución y supervisión técnica y financiera del proyecto.
- 1.2 El sistema de administración financiera del país es adecuado y confiable denominado Sistema Integrado de Gestión Financiera y Auditoría (SIGFA). Tanto este como su módulo de proyectos Sistema Integrado de Gestión Financiera y Administrativa (SIGFAPRO) han sido validados por el Banco. En cuanto al sistema nacional de adquisiciones, este se encuentra en proceso de mejora; por ello es importante mantener un esfuerzo continuo de impulsar diversas acciones para hacerlas compatibles con las mejores prácticas internacionales y consistentes con las políticas del Banco. ENATREL cuenta con experiencia en la ejecución de proyectos financiados por el Banco tales como 2342/BL-NI, 1787/BL-NI y 1933/BL-NI.
- 1.3 En materia de gestión financiera ENATREL tiene experiencia en administración de fondos externos. Los resultados de la evaluación a la capacidad institucional revelan un nivel de riesgo fiduciario bajo. Su experiencia acumulada y demostrada incluye el uso de los sistemas de país. Para mitigar riesgos en ENATREL será necesario contratar personal adicional con experiencia en operaciones del Banco. Complementariamente se deberá brindar capacitaciones puntuales en las herramientas del Banco para fortalecer el desempeño de la Institución que permita asegurar que la operación se maneje bajo la modalidad de revisión de adquisiciones y desembolsos ex post.
- 1.4 La presente operación es por un monto de US\$43.041.800 (BID US\$40.000.000 y US\$3.041.800 de aporte local).

II. CONTEXTO FIDUCIARIO DEL ORGANISMO EJECUTOR

- 2.1 ENATREL es una empresa estatal del sector energético creada mediante la Ley 583 del 16 de noviembre del año 2006 como un ente descentralizado que goza de autonomía técnica y administrativa, con patrimonio propio y con capacidad para contraer obligaciones.
- 2.2 En materia de adquisiciones, el personal de ENATREL cuenta con experiencia en proyectos con financiamiento BID. Las adquisiciones funcionan de manera institucional con personal que utiliza el Sistema de Ejecución del Plan de

Adquisiciones (SEPA). Se prevé impartir capacitaciones sobre procesos de adquisiciones conforme los procedimientos del Banco.

- 2.3 En cuanto a la gestión financiera, ENATREL utiliza el SIGFA conformado por los subsistemas: presupuesto, tesorería, contabilidad y reportes apoyándose en el módulo para proyectos (SIGFAPRO). El Banco actualmente apoya al Gobierno de Nicaragua para la modernización del sistema de administración financiera denominado SIGFA, que incorporará: (i) las aplicaciones propias del MHCP para el registro y rendición de cuentas de los recursos público del Sistema de Administración Financiera; (ii) las funcionalidades necesarias para la administración de acuerdo a sus propias características y autonomías administrativas; (iii) presupuesto con enfoque de gestión por resultados; (iv) la gestión administrativa de las instituciones por ciclos transaccionales completos; y (v) las normas internacionales de contabilidad y la generación automática de estadísticas de las finanzas públicas. En caso de que se implemente el SIGFA durante el período de ejecución de esta operación, se evaluara la migración de los registros de la misma al nuevo sistema.

III. EVALUACIÓN DEL RIESGO FIDUCIARIO Y ACCIONES DE MITIGACIÓN

- 3.1 Se fortalecerá las capacidades técnicas y fiduciarias del OE con: (i) la contratación de un especialista en adquisiciones (la contratación deberá contar con la no objeción del Banco a efectos de garantizar que cumpla con el perfil adecuado para la ejecución del programa); la gestión financiera será manejada por el especialista financiero institucional que el OE designe para esta operación; (ii) sesiones de capacitación en gestión financiera y de adquisiciones al personal a cargo de la ejecución del programa; y (iii) la actualización de la herramienta informática para facilitar el seguimiento de los procesos de adquisiciones y administración de contratos, que permitan la obtención de reportes del proyecto.

IV. ASPECTOS A SER CONSIDERADOS EN LAS ESTIPULACIONES ESPECIALES DEL CONTRATO

- 4.1 A fin de agilizar la negociación del contrato por parte del equipo de proyecto y principalmente del Departamento Legal, se incluyen a continuación aquellos acuerdos y requisitos que deberán ser considerados en las estipulaciones especiales: (a) previo al primer desembolso de los recursos del financiamiento del Banco: (i) la Unidad Ejecutora del Proyecto deberá contar al menos con: un coordinador general; y un especialista financiero designado de entre el personal de ENATREL, un especialista de adquisiciones (cuya contratación deberá realizarse conforme con los términos de referencia acordados con el Banco), un especialista ambiental y un ingeniero eléctrico; y (ii) presentar a satisfacción del Banco, (a) el Manual Operativo del Proyecto (MOP) aprobado; (b) tipo de cambio: a fin de evitar pérdida cambiaria se recomienda utilizar el tipo de cambio de monetización de la divisa a Córdoba; (c) La presentación de Estados Financieros Auditados (EFAs) del programa y del OE dentro del plazo de 120 días siguientes al cierre de cada año calendario durante el plazo original de desembolso o sus extensiones y 120 días después de la fecha de último

desembolso; (d) el porcentaje de justificación requerido para acceder a un nuevo anticipo será de 80% y el plazo para la utilización de dichos recursos será de seis meses; y (e) no se efectuarán pagos a terceros realizados en el territorio nacional de la República de Nicaragua por cuenta del prestatario.

V. ACUERDOS Y REQUISITOS PARA LA EJECUCIÓN DE LAS ADQUISICIONES

- 5.1 Los Acuerdos y Requisitos Fiduciarios en Adquisiciones establecen las disposiciones que aplican para la ejecución de todas las adquisiciones previstas en el programa.

A. Ejecución de las Adquisiciones

- 5.2 **Adquisiciones de Obras, Bienes y Servicios Diferentes de Consultoría.** Los contratos de Obras, Bienes y Servicios Diferentes de Consultoría generados bajo el programa y sujetos a Licitación Pública Internacional (LPI) se ejecutarán utilizando los Documentos Estándar de Licitaciones (DEL) emitidos por el Banco. Las licitaciones sujetas a Licitación Pública Nacional (LPN) se ejecutarán usando Documentos de Licitación Nacional acordados con el Banco. La revisión de las especificaciones técnicas de las adquisiciones durante la preparación de procesos de selección, es responsabilidad del Jefe de Equipo del Proyecto.

- 5.3 **Adquisiciones de Sistemas de Tecnología de Información (TI).** La adquisición de equipos y tecnologías requeridos para la ejecución de este proyecto se ejecutarán utilizando los DEL emitidos por el Banco y las licitaciones sujetas a (LPN) se ejecutarán usando Documentos de Licitación Nacional acordados con el Banco.

- 5.4 **Adquisiciones “llave en mano” (Suministro e Instalación).** No aplica.

- 5.5 **Adquisiciones con Participación Comunitaria.** No aplica.

B. Selección y Contratación de Consultores

- 5.6 Los contratos de Servicios de Consultoría generados bajo el programa se ejecutarán utilizando la Solicitud Estándar de Propuestas (SEP) emitida o acordada con el Banco. La revisión de términos de referencia para la contratación de servicios de consultoría es responsabilidad del Jefe de Equipo del Proyecto.

- 5.7 **La selección de los consultores individuales.** Habrá casos en que la contratación de consultores individuales se podrá solicitar mediante anuncios locales o internacionales a fin de conformar una lista corta de individuos calificados.

- 5.8 **Capacitación.** La adquisición de servicios de capacitación requeridos para la ejecución de este proyecto se ejecutarán utilizando los DEL emitidos por el Banco y las licitaciones sujetas a LPN se ejecutarán usando Documentos de Licitación Nacional acordados con el Banco.

C. Uso de Sistema Nacional de Adquisiciones

- 5.9 El subsistema nacional de adquisiciones aprobado por el Banco, SISCAE será utilizado para la publicación de los anuncios para solicitud de expresiones de interés y/o llamados a licitación de todos los procesos de adquisición y contratación. Cualquier sistema o subsistema que sea aprobado con posterioridad será aplicable a la operación. El Plan de Adquisiciones (PA) de la operación y sus actualizaciones indicará qué contrataciones se ejecutarán a través de los sistemas nacionales aprobados.
- 5.10 **Medidas de fortalecimiento.** Se dictarán capacitaciones en adquisiciones a ENATREL. También se contratará con fondos del proyecto un Especialista en Adquisiciones para fortalecer a ENATREL.
- 5.11 **Gastos recurrentes.** No aplica.
- 5.12 **Prácticas comerciales.** No aplica.
- 5.13 **Financiamiento retroactivo.** El Banco podrá financiar retroactivamente con cargo a los recursos del préstamo, gastos elegibles efectuados por el Prestatario antes de la fecha de aprobación del préstamo para pagar costos directos y costos de ingeniería y administración, hasta por un monto de US\$400.000; equivalente al 1% del monto del préstamo, siempre que se hayan cumplido requisitos sustancialmente análogos a los establecidos en el contrato de préstamo. Dichos gastos deberán haberse efectuado a partir del 18 de septiembre de 2015, fecha de aprobación del Perfil de Proyecto, pero en ningún caso se incluirán gastos efectuados más de 18 meses antes de la fecha de aprobación del préstamo.
- 5.14 **Preferencia nacional.** No aplica.
- 5.15 **Otros arreglos de ejecución del proyecto.** Se anticipa que como parte de los gastos operativos del proyecto ENATREL adquiera actualizaciones de Normas Técnicas con fondos BID. ENATREL con sus propios fondos se compromete a adquirir los terrenos y servidumbres que se requieran en el proyecto.

D. Montos Límites para Licitación Internacional y Lista Corta con Conformación Internacional (miles US\$)

| Método | LPI Obras | LPI Bienes y Servicios diferentes a la consultoría | Lista Corta Internacional en servicios de consultoría |
|--------------|-----------|----------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| Monto Límite | >1.500 | >150 | >200 |

E. Adquisiciones Principales

| Actividad | Método de Selección | Fecha Estimada de convocatoria/ invitación | Monto Estimado US\$ |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|--------------------------------------------|---------------------|
| Bienes | | | |
| Suministro de bienes y servicios conexos SE Santa Clara y Línea Ocotál-Santa Clara 138 KV. | LPI | II semestre 2016 | 14.117.000 |
| Suministro de bienes y servicios conexos SE Waslala (El Cua) y Línea de Transmisión 138 KV La Dalia-Waslala. | LPI | I semestre 2016 | 13.767.000 |
| Suministro de bienes y servicios conexos SE Jinotega y Línea Transmisión 138 KV. | LPI | I semestre 2017 | 6.742.000 |
| Suministro de bienes y servicios conexos Los Brasiles - Acahualinca – Managua 138 kV. | LPI | I semestre 2017 | 685.000 |
| Suministro de bienes y servicios conexos Segunda Fase Línea Los Brasiles – San Benito 230 KV. | LPI | I semestre 2017 | 5.000.000 |
| Firmas | | | |
| Auditoría Financiera y de Cumplimiento | AF-200 | II semestre 2016 | 200.000 |
| Supervisión y Auditoría Ambiental | SBCC | II semestre 2016 | 150.000 |
| Individuos | | | |
| Evaluación Intermedia del Programa | CCIN | II semestre 2017 | 25.000 |
| Evaluación Final del Programa | CCIN | I semestre 2020 | 25.000 |

* Para acceder al plan de adquisiciones 18 meses PA18, haga clic [aquí](#).

- 5.16 **Supervisión de Adquisiciones.** El método de supervisión de las adquisiciones será el que se defina en el PA y se determinará para cada proceso de selección. Las revisiones expost serán cada seis meses de acuerdo con el Plan de supervisión del proyecto. Los reportes de revisión ex post incluirán al menos una visita de inspección física, escogida de los procesos de adquisiciones sujetos a la revisión ex post. No menos de un 10% de los contratos revisados debe inspeccionarse físicamente.

| Límite para Revisión Ex Post para ENATREL | | |
|-------------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------|
| Obras | Bienes y servicios de No Consultoría | Servicios de Consultoría |
| Hasta US\$150.000,00 | Hasta US\$25.000,00 | US\$00.000,00 |

Nota: Los montos límites establecidos para revisión ex post se aplican en función de la capacidad fiduciaria de ejecución del OE y pueden ser modificados por el Banco en la medida que tal capacidad varíe.

F. Disposiciones especiales

- 5.17 **Medidas para reducir las probabilidades de corrupción.** Implementar institucionalmente un código de ética y conducta de funcionarios, que abarque a la división de adquisiciones, principalmente el tema de conflicto de interés.

- 5.18 **Otros procedimientos especiales.** No aplica.

G. Registros y Archivos

- 5.19 La documentación que demanda la gestión fiduciaria (adquisiciones y finanzas) mantendrá los archivos y registros del programa ordenadamente bajo condiciones de nivel de seguridad en la oficina del ejecutor, usando los formularios de reportes definidos para el proyecto en cumplimiento a los procedimientos que se haya acordados y descritos en el MOP.

VI. ACUERDOS Y REQUISITOS PARA LA GESTIÓN FINANCIERA

- 6.1 **Programación y presupuesto.** El sector público utiliza como sistema de país lo normado por la ley Administración financiera y régimen presupuestario y lo establecido en el Sistema Nacional de Inversión Pública; siguiendo el ciclo de aprobación del Presupuesto General de la Republica. El OE gestionará la asignación presupuestaria necesaria a fin de contar con los créditos presupuestarios suficientes para cubrir los compromisos de la ejecución de cada año, debiendo utilizar el SIGFAPRO como sistema financiero/contable aceptable al Banco; se espera que de surgir cambios en pro de mejora en el módulo de administración de proyectos del SIGFA/SIGFAPRO del SIGAF en proceso de modernización de inmediato se migraría a usar el sistema con dicha mejora.
- 6.2 **Desembolsos y flujo de caja.** Los desembolsos se harán del BID al OE a través de la cuenta única del tesoro con una subcuenta de control financiero. Los desembolsos se efectuarán de acuerdo a las necesidades reales de liquidez del programa (planificación financiera). Se presentará al Banco la solicitud de desembolso conjuntamente con un programa de gastos por actividades del Plan Operativo Anual (POA) para un plazo máximo de seis meses. Los desembolsos se justificarán en al menos un 80% acordado para optar a un nuevo anticipo de fondos, el cual debe estar alineado con el Plan de Ejecución del Programa (PEP), POA y el PA. Los flujos de caja podrán contemplar el pago de intereses durante el periodo de ejecución con fondos provenientes del financiamiento conforme el monto establecido en el presupuesto del programa (anexo único).
- 6.3 **Contabilidad e informes financieros.** Los estados financieros del programa y los del OE deberán ser emitidos de acuerdo a Normas Internacionales de contabilidad y conforme la Guía de Gestión Financiera (OP-273-6). Estos deberán ser auditados anualmente por una firma independiente elegible al Banco. Para el registro contable financiero se utilizará el sistema SIGFA/SIGFAPRO el cual ofrece transparencia y control específico en la ejecución presupuestaria.
- 6.4 **Control interno y auditoría interna.** El ambiente y/o las actividades de control, la comunicación e información y el monitoreo de las actividades de ENATREL se rigen por los normas del país (Normas Técnicas de Control Interno). El OE cuentan con un sistema de control interno aceptable, con manuales y procedimientos definidos; cuentan con una instancia de auditoría interna, se espera que las UAI en la medida de sus posibilidades incluyan en su planificación anual la revisión de la ejecución de los componentes a cargo de la ejecución del programa. No obstante, en las últimas operaciones se ha notado un deterioro en la calidad y cumplimiento de las normas del Banco, lo cual

conllevó a un cierre extemporáneo de la operaciones 1933/BL-NI y 1933/BL-NI-2. Es importante señalar que esto no comprometió los objetivos del proyecto, ni está asociado a prácticas prohibidas, pero si se aparta de las buenas prácticas en temas de control interno. El Banco mantendrá sesiones anuales de capacitación/actualización con el personal a cargo de temas financieros para asegurar el cumplimiento de las normas y políticas antes mencionadas.

- 6.5 Control externo e informes. El OE deberá contratar los servicios de una Firma Auditora Independiente elegible al Banco siguiendo los procedimientos establecidos por el mismo. Los informes de la auditoría externa del programa y la revisión ex post de los procesos adquisiciones y solicitudes de desembolso así como los estados financieros auditados del OE deberán presentarse 120 días después de cada ejercicio económico durante la etapa de desembolso y 120 días calendario después del plazo original de desembolso o sus extensiones tomando en consideración las Normas Internacionales de Auditoría. Los EFAs anuales se prepararán de conformidad con la Guía de Informes Financieros y auditoría externa de proyectos financiados por el Banco.

A. Plan de Supervisión Financiera

- 6.6 Para el monitoreo financiero del programa, el OE utilizará informes financieros auditados y no auditados. El Banco por su parte impulsará las siguientes acciones: (i) antes de comenzar la ejecución se efectuará un taller de arranque de capacitación al personal a cargo de la ejecución del programa, conforme los instrumentos normativos de la gestión fiduciaria; (ii) se realizará visitas contables financieras para comprobar el avance de la ejecución del programa y cumplimiento a la aplicación de medidas de control interno, haciendo énfasis en el relevamiento de los procesos de ejecución financiera, calidad y oportunidad de los registros contables e idoneidad de la documentación soporte; y (iii) la revisión de solicitudes de desembolsos será ex post cuya verificación estará a cargo del auditor y personal del Banco.
- 6.7 **Mecanismo de ejecución.** El OE manejará su anticipo de fondos a través de la Unidad Financiera Institucional. Los procesos de pagos y compromisos con cargo a la operación se generarán desde dicha unidad.

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-___/15

Nicaragua. Préstamo ____/BL-NI a la República de Nicaragua
Ampliación y Refuerzos en el Sistema de Transmisión
de Electricidad de Nicaragua

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 de un proyecto para la ampliación y refuerzos en el sistema de transmisión de electricidad de Nicaragua. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$24.000.000, 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
Ampliación y Refuerzos en el Sistema de Transmisión
de Electricidad de Nicaragua

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 de un proyecto para la ampliación y refuerzos en el sistema de transmisión de electricidad de Nicaragua. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$16.000.000, 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)