

## NICARAGUA

### Perfil de Proyecto (PP)

#### I. DATOS BÁSICOS

<b>Nombre del Proyecto:</b>	<b>Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER) – Tercer Préstamo</b>	
<b>Número del Proyecto</b>	NI-L1063	
<b>Equipo de Proyecto:</b>	José Ramón Gómez (ENE/CCO) y Héctor Baldivieso (ENE/CNI) Co-Jefes de Equipo; Arnaldo Vieira de Carvalho (INE/ENE), Germán Cruz (ENE/CES), Carlos Trujillo (INE/ENE), Emiliano Datta (INE/ENE), Alma Reyna Selva (CID/CNI), Brenda Álvarez (PDP/CNI), Juan Carlos Lazo (PDP/CNI), María Cristina Landazuri (LEG/SGO) y Denis Corrales (VPS/ESG); bajo la supervisión de Leandro Alves, Jefe de la División de Energía (INE/ENE), y Mirna Lievano de Marques Representante del Banco en Nicaragua (CID/CNI).	
<b>Prestatario:</b>	República de Nicaragua	
<b>Organismos Ejecutores:</b>	Ministerio de Energía y Minas (MEM); la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL); y la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL).	
<b>Plan Financiero:</b>	BID I (NI-L1040 - 2342/BL-NI) – 2010	US\$ 30.500.000
	BID II (NI-L1050 - 2342/BL-NI-4) – 2011	US\$ 22.000.000
	<b>BID III (NI-L1063) - 2012A</b>	<b>US\$ 35.000.000</b>
	Otros Donantes	US\$266.800.000
	Aporte Local y de Terceros	US\$ 50.400.000
	<b>Total PNESER</b>	<b>US\$404.700.000</b>
<b>Salvaguardas:</b>	Políticas activadas: B.1; B.2; B.4; B.5; B.6; B.7; B.9; B.10; B.11; B.14; B.15; B.17. Clasificación: B	

#### II. JUSTIFICACIÓN GENERAL Y OBJETIVOS

##### A. Contexto y Justificación del PNESER

- 2.1 El Perfil de Proyecto (PP) que se presenta corresponde al Tercer Préstamo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en apoyo a la estrategia que viene implementando el Gobierno de Nicaragua (GdN) para alcanzar la sostenibilidad del sector eléctrico, consolidar el crecimiento económico del país y reducir la pobreza mediante el PNESER.
- 2.2 El PNESER busca tener un efecto transformacional en la cobertura eléctrica a nivel nacional, a través del aumento significativo de la tasa de cobertura del servicio eléctrico<sup>1</sup>, contemplando a su vez el escalamiento del uso de las Energías Renovables (ER)<sup>2</sup> y la promoción de la Eficiencia Energética (EE) en Nicaragua<sup>3</sup>. La estructura del PNESER apunta a que los recursos del BID puedan ser aportados de forma modular para

<sup>1</sup> La cobertura eléctrica al 2010 se sitúa en 74.6%, según datos de la CEPAL, y aún se encuentra muy lejos de la meta acordada por los países centroamericanos de alcanzar una cobertura del 90% para el 2020.

<sup>2</sup> El país presenta una alta dependencia de electricidad proveniente de hidrocarburos, cuya proporción alcanzó un 63% de la generación de electricidad en el año 2010, según datos del INE.

<sup>3</sup> El país debe reducir su índice de Intensidad Energética (3,00), el cual duplica el promedio de la región latinoamericana (1,46), según datos de la OLADE.

ajustarse a la disponibilidad de recursos concesionales, a la vez que sirvan para apalancar recursos de otros financiadores, manteniendo la concesionalidad acordada por el GdN con la comunidad internacional como parte de los acuerdos para reducción de la deuda de Nicaragua.

- 2.3 En julio del 2010, el BID aprobó el Primer Préstamo en apoyo del PNESER por un monto de US\$30,5 millones (Contrato 2342/BL-NI)<sup>4</sup> y en julio del 2011, aprobó el Segundo Préstamo por un monto de US\$22,0 millones (Contrato 2342/BL-NI-4)<sup>5</sup>. El PNESER es un programa multianual, apoyado por múltiples organismos de financiación y cooperación internacional<sup>6</sup>. Asimismo, con el objeto de coordinar procedimientos comunes para la ejecución del PNESER y acordar un marco de diálogo para las revisiones conjuntas de desempeño, el 31 de enero de 2011 se firmó el Memorándum de Entendimiento, entre la República de Nicaragua y el BID, el BCIE, el BEI y la UE/LAIF, al cual posteriormente otros donantes se han adherido.
- 2.4 El GdN ha avanzado en la implementación del PNESER y en la identificación de sus beneficiarios, además de haber realizado una reorganización a nivel de Unidad Ejecutora, designando un nuevo coordinador general y fortaleciendo la unidad de adquisiciones del Programa con la transferencia de personal especializado desde ENATREL hacia el MEM. Los avances en los distintos componentes incluyen: (i) Componentes 1 y 2: en febrero del 2012 se enmendaron los convenios entre la empresa distribuidora; (ii) Componente 1: proyecto de electrificación rural con pre-diseño concluido para el 32% de la cobertura programada; (iii) Componente 2: se han completado proyectos piloto para la normalización del servicio eléctrico en ocho asentamientos para un total de 3.200 viviendas beneficiadas (16.320 habitantes); (iv) Componente 3: Términos de Referencia (TdR) preparados para estudios de expansión de pequeños sistemas aislados a partir de ER, relevamiento de usuarios concluido para pequeños sistemas fotovoltaicos en áreas rurales; (v) Componente 4: TdR preparados para estudios de factibilidad de proyectos a partir de ER que puedan ser incorporados al Sistema Interconectado Nacional (SIN); (vi) Componente 5: TdR preparados para normativa de EE; (vii) Componente 6: Estudios de impacto ambiental en ejecución para cinco proyectos, levantamiento topográfico en ejecución para proyectos y estudio geotécnico en ejecución para un proyecto, como parte de los refuerzos para transmisión y subestaciones en el SIN; y (viii) Componente 7: dos procesos de licitación para equipos de mantenimiento y operación iniciados, tres capacitaciones para el área de distribución adjudicadas, siete TdR para pequeños proyectos con ER en sistemas aislados concluidos. Como resultado de estos avances, se espera comprometer durante el año 2012 mediante contratos de servicios, bienes y obra hasta \$57.3M y desembolsar hasta \$16.3M de los financiamientos otorgados al PNESER.
- 2.5 **Estrategia del País para el Sector.** La estrategia que viene impulsando el GdN para superar los retos en el sector eléctrico incluye: la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles para la generación de energía; la expansión de las inversiones del sector privado en ER como la hidroeléctrica y la geotérmica; la expansión de la cobertura eléctrica; la promoción de programas de EE; acciones en el área de reducción de

<sup>4</sup> Ver documento PR-3556 de fecha 17 de junio de 2010.

<sup>5</sup> Ver documento [PR-3718](#) de fecha 11 de julio de 2011.

<sup>6</sup> BEI, BCIE, FND, UE/LAIF, OFID, KEXIM, Banco Mundial (BM), *International Finance Corporation* (IFC), y la Agencia Española para la Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID).

pérdidas; y la maximización de oportunidades que se presentan debido a la entrada del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC).

**2.6 Estrategia del Banco para Nicaragua.** La estrategia del BID para Nicaragua (GN-2499) es consistente y apoya las acciones de la estrategia del GdN, y tiene entre sus objetivos principales el de mejorar la cantidad, calidad y confiabilidad del suministro de energía para tornarlo eficiente, sostenible y compatible con la promoción de la inversión privada. En este contexto, el PNER se contribuye a un salto cuantitativo en cuanto al grado de cobertura de servicio eléctrico mediante inversiones para incrementar dicha cobertura en aproximadamente 20 puntos porcentuales, permitiendo la extensión de redes de energía eléctrica para proveer servicios de electricidad a 117.390 familias no atendidas previamente. De igual modo, contribuye a un salto cualitativo para la diversificación de la matriz energética nicaragüense por cuanto busca promocionar la utilización de ER a través de actividades de pre inversión que fomenten la participación pública y privada en este tipo de proyectos. PNER se suma al apoyo que el BID viene dando al sector mediante el Programa de Apoyo al Sector Eléctrico I, II y III, el cual financia actividades en las áreas de generación con ER, transmisión y normalización del servicio en los asentamientos por medio de proyectos piloto.

2.7 El PNER es consistente con los objetivos de financiamiento contenidos dentro del *Ninth General Capital Increase* (GCI-9), el cual tiene dentro de sus alcances el incrementar el apoyo a países pequeños y vulnerables, financiar desarrollo de programas de ER, apunta a intensificar actividades que tiendan a reducir la pobreza y que generen condiciones para aumentar la equidad social. Las actividades del PNER contribuyen significativamente a la estrategia del BID hacia la promoción de las ER y la EE contenidas en el *Sustainable Energy and Climate Change Initiative* (SECCI, la Iniciativa de Energía Sostenible y Cambio Climático), la cual busca apoyar a los países de la Región para encontrar opciones de generación de energía que sean económica y ambientalmente viables, preferiblemente a partir de fuentes de ER, y la implementación de medidas de EE.

## **B. Objetivo y resultados esperados**

2.8 El objetivo del PNER es de apoyar: (i) los esfuerzos del GdN para reducir la pobreza promoviendo el acceso de una proporción importante de la población a un servicio de electricidad eficiente y sostenible, y (ii) la generación de condiciones que permitan avanzar en un cambio en la matriz energética que contribuya a mejorar las condiciones de mitigación del Cambio Climático. En la Tabla 1 se detallan los subprogramas y componentes que apoya el PNER y la contribución de esta tercera operación.

2.9 El PNER tiene un costo estimado de US\$404,7 millones, de los cuales el BID aportará en total US\$87,5 millones mediante tres préstamos: NI-L1040 (2342/BL-NI) por US\$30,5 millones y NI-L1050 (2342/BL-NI-4) por US\$22,0 millones los cuales se encuentran ya aprobados, y NI-L1063 objeto de este PP por US\$35,0 millones; otros donantes y entidades financieras aportarán US\$266,8 millones, de los cuales ya han aprobado sus préstamos y donaciones las instituciones mencionadas en 2.3 y otros que están en proceso de aprobación. Los US\$50,4 millones restantes corresponderán a aporte local proveniente de la recuperación de la inversión en los componentes de distribución y de los organismos ejecutores locales participantes en PNER.

- 2.10 **Resultados Esperados.** PNESER permitirá que el país alcance una tasa de cobertura de electricidad en el año 2015 de aproximadamente el 85,5%, promoverá la reducción del consumo de energía eléctrica en 221-Gigawatts horas (GWh) por año en varios sectores de consumo y permitirá a las autoridades disponer de estudios de pre-inversión necesarios para promover al menos 358-Megawatts (MW) de proyectos de ER.

**Tabla 1. Subprogramas y Componentes del PNESER (US\$ millones)**

	<b>Costo Total</b>	<b>BID Total</b>	<b>BID NI-L1063</b>
<b>Subprograma I – Ejecutado por MEM</b>	<b>223,0</b>	<b>65,2</b>	<b>25,1</b>
<b>Componente 1 - Electrificación Rural por Extensión de Redes:</b> Brindar acceso a energía eléctrica a poblaciones rurales que en la actualidad no cuentan con servicio, mediante extensión de redes de distribución, tanto en áreas concesionadas, como no concesionadas.	<b>106,9</b>	<b>35,5</b>	<b>14,7</b>
<b>Componente 2 - Normalización del Servicio en Asentamientos:</b> Apoyar la adecuación de las redes del sistema de distribución de energía eléctrica y la implementación de medidas de legalización y adecuación técnica del consumo en los asentamientos espontáneos.	<b>42,5</b>	<b>14,8</b>	<b>5,9</b>
<b>Componente 3 - Expansión en Zonas Aisladas con Energía Renovable:</b> Apoyar la identificación e implementación de soluciones de suministro eléctrico para las zonas rurales no conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN), promoviendo el uso de ER, dentro y fuera de las áreas concesionadas a las distribuidoras privadas.	<b>15,9</b>	<b>1,6</b>	<b>1,2</b>
<b>Componente 4 – Pre-inversión y Estudios de proyectos de Generación con Energía Renovable:</b> Proveer y mejorar las condiciones, información y estrategias de planeamiento y expansión de la generación eléctrica, necesarias para fomentar el desarrollo de proyectos de generación con ER.	<b>18,9</b>	<b>4,3</b>	<b>0,7</b>
<b>Componente 5 - Programas de Eficiencia Energética (EE):</b> Apoyar la implementación de programas de EE destinados a disminuir la demanda de potencia y el consumo actual de energía, fundamentalmente en refrigeración e iluminación en varios sectores.	<b>15,0</b>	<b>4,9</b>	<b>1,2</b>
<b>Ingeniería, Administración, gastos financieros e imprevistos Subprograma I</b>	<b>23,8</b>	<b>4,1</b>	<b>1,4</b>
<b>Subprograma II – Ejecutado por ENATREL</b>	<b>171,8</b>	<b>12,4</b>	<b>9,9</b>
<b>Componente 6 - Refuerzo del Sistema de Transmisión:</b> Financiar las subestaciones y líneas de transmisión requeridas para mejorar la EE del sistema de transmisión eléctrica, proveer un suministro confiable a los nuevos usuarios que serán electrificados y a los usuarios que actualmente tienen el servicio en las zonas del PNESER, e incorporar nuevas fuentes de ER al sistema Nicaragüense.	<b>155,6</b>	<b>8,5</b>	<b>6,5</b>
<b>Ingeniería, Administración, gastos financieros e imprevistos Subprograma II</b>	<b>16,2</b>	<b>3,9</b>	<b>3,4</b>
<b>Subprograma III – Ejecutado por ENEL</b>	<b>9,9</b>	<b>9,9</b>	<b>0,0</b>
<b>Componente 7 – Sostenibilidad de los Sistemas Aislados de ENEL:</b> Financiar las acciones necesarias para mejorar la sostenibilidad de los sistemas aislados operados por ENEL, mediante la sustitución de generación fósil con energías renovables y mejoras a la capacidad institucional y operativa de los sistemas a cargo de ENEL.	<b>9,0</b>	<b>9,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Ingeniería, Administración, gastos financieros e imprevistos Subprograma III</b>	<b>0,9</b>	<b>0,9</b>	<b>0,0</b>
<b>Total PNESER</b>	<b>404,7</b>	<b>87,5</b>	<b>35,0</b>

### III. TEMAS DE DISEÑO Y CONOCIMIENTO DEL SECTOR

- 3.1 El BID tiene un amplio conocimiento del sector eléctrico nicaragüense desde el año 1973 cuando apoyó un primer programa de ER. En 1998, el BID participó de las reformas a la Ley de Electricidad que transformaron el sector, financió la preparación de la Estrategia, Plan Indicativo y Metodología de Desarrollo de Energización Rural en Nicaragua, así como la construcción de proyectos piloto de ER en áreas aisladas. Adicionalmente, ha participado en el financiamiento de la transmisión, incluyendo el aporte de Nicaragua para la construcción de la línea de transmisión SIEPAC y el Programa de Refuerzos de Transmisión (NI-L1015). Asimismo, a través de los Programas (NI-L1021, 1022 y 1036) de Apoyo al Sector Eléctrico I (2007), II (2008) y III (2009), el BID ha logrado una

experiencia exitosa involucrando varios financiadores para el apoyo al GdN en el mejoramiento de las condiciones de confiabilidad y calidad del suministro de energía.

- 3.2 El BID ha apoyado diversas operaciones de Electrificación Rural, las más recientes en Panamá, Guyana, Chile, Bolivia, Guatemala y Nicaragua, por lo que ha adquirido experiencias en países que, como Nicaragua, han adelantado procesos de privatización de su sistema de distribución. El Anexo IV presenta el avance de los trabajos a nivel sectorial en Nicaragua. Se considera que los siguientes temas deberán ser analizados durante la preparación de la operación:
- Análisis de los alcances de los componentes del PNESER con el fin de identificar diferencias que se puedan presentar desde la aprobación del segundo financiamiento (NI-L1050);
  - Estado de aprobación y avances en la efectividad por parte de los donantes y organismos financieros vinculados al PNESER;
  - Estado de ejecución de los convenios entre el MEM y las Distribuidoras y de las consultorías contratadas con la NI-T1094 (Apoyo al PNESER).

#### IV. SALVAGUARDIAS Y ASPECTOS FIDUCIARIOS

- 4.1 **El Prestatario y Organismo Ejecutor.** El prestatario será la República de Nicaragua. El MEM, ENEL y ENATREL serán los organismos ejecutores del PNESER. La estructura del PNESER ya ha sido establecida y cuenta con un Director Ejecutivo y personal asignado. Actualmente el MEM, ENEL y ENATREL están ejecutando varias operaciones financiadas por el BID, otros donantes y organismos financieros. En materia de contrataciones, la experiencia del MEM, ENATREL y ENEL ha sido satisfactoria, sin embargo es necesario seguir trabajando en el fortalecimiento de los tres ejecutores.
- 4.2 **Salvaguardas Ambientales.** El PNESER presenta importantes impactos ambientales y sociales positivos, al mejorar las condiciones de vida de la población de menores recursos económicos y aumentar la productividad de las comunidades rurales, al suministrar el servicio de electricidad confiable que facilita la educación y los servicios de salud. En la formulación del PNESER I se diseñó el Marco de Gestión Ambiental y Social (MGAS) que constituye la guía para la gestión de esta nueva operación; no obstante, durante la preparación de la operación se podrían hacer ajustes al MGAS y se verificará el cumplimiento por parte de los ejecutores de los procesos de gestión ambiental y social acordados en el diseño del PNESER. Teniendo en cuenta las políticas ambientales y de salvaguardas del BID (OP-703) y que las condiciones iniciales del PNESER se mantienen sin variaciones, este financiamiento es categoría “B”.

#### V. RECURSOS Y CRONOGRAMA

- 5.1 En el Anexo V se detalla el cronograma que establece los hitos necesarios que permitirían que el *due date* de la Propuesta para el Desarrollo de la Operación (POD) sea el 21 de marzo de 2012. La fecha propuesta es coherente con el cronograma tentativo de procesamiento, que prevé presentar la propuesta a consideración de Comisión General el 13 de junio del 2012. El mismo anexo especifica los costos de preparación de esta operación los cuales ascienden a US\$47.930 destinados para tres misiones y una consultoría.

## SAFEGUARD POLICY FILTER REPORT

This Report provides guidance for project teams on safeguard policy triggers and should be attached as an annex to the PP (or equivalent) together with the Safeguard Screening Form, and sent to ESR.

<b>PROJECT DETAILS</b>	<b>IDB Sector</b>	ENERGY-POWER LINES
	<b>Type of Operation</b>	Investment Loan
	<b>Additional Operation Details</b>	
	<b>Investment Checklist</b>	Infrastructure Power Transmission
	<b>Team Leader</b>	Gomez, Jose Ramon (JOSER@iadb.org)
	<b>Project Title</b>	National Sustainable Electrification and Renewable Energy Program III
	<b>Project Number</b>	NI-L1063
	<b>Safeguard Screening Assessor(s)</b>	Detta, Jose Emiliano (jdetta@IADB.ORG)
	<b>Assessment Date</b>	2011-09-16
	<b>Additional Comments</b>	

<b>SAFEGUARD POLICY FILTER RESULTS</b>	<b>Type of Operation</b>	Loan Operation	
	<b>Safeguard Policy Items Identified (Yes)</b>	Potential disruption to people's livelihoods living in the project's area of influence (not limited to involuntary displacement, also see Resettlement Policy.)	(B.01) Resettlement Policy– OP-710
		Potential to negatively affect Indigenous People (also see Indigenous Peoples Policy.).	(B.01) Indigenous People Policy– OP-765
		Activities to be financed in the project area are located within a geographical area or sector exposed to natural hazards (Type 1 Disaster Risk Scenario).	(B.01) Disaster Risk Management Policy– OP-704
		The Bank will make available to the public the relevant Project documents.	(B.01) Access to Information Policy– OP-102

		The operation is in compliance with environmental, specific women's rights, gender, and indigenous laws and regulations of the country where the operation is being implemented (including national obligations established under ratified Multilateral Environmental Agreements).	(B.02)
		The operation (including associated facilities) is screened and classified according to their potential environmental impacts.	(B.03)
		Other environmental and social sustainability issues that the Project Team considers to be a risk for this operation. (e.g. wood sourced from Amazon rainforest).	(B.04)
		An Environmental Assessment is required.	(B.05)
		Consultations with affected parties will be performed equitably and inclusively with the views of all stakeholders taken into account, including in particular: (a) equal participation of women and men, (b) socio-culturally appropriate participation of indigenous peoples and (c) mechanisms for equitable participation by vulnerable groups.	(B.06)
		The Bank will monitor the executing agency/borrower's compliance with all safeguard requirements stipulated in the loan	(B.07)

		agreement and project operating or credit regulations.	
		Environmental or culturally sensitive areas, defined in the Policy as critical natural habitats or critical cultural sites in project area of influence (please refer to the <a href="#">Integrated Biodiversity Assessment Tool</a> for more information).	(B.09)
		The operation has the potential to impact the environment and human health and safety from the production, procurement, use, and disposal of hazardous material, including organic and inorganic toxic substances, pesticides and Persistent Organic Pollutants (POPs).	(B.10)
		The operation has the potential to pollute the environment (e.g. air, soil, water, greenhouse gases...).	(B.11)
		The operation is a repeat or second phase loan.	(B.14)
		Any part of the investment or component(s) is being co-financed.	(B.15)
		Suitable safeguard provisions for procurement of goods and services in Bank financed projects may be incorporated into project-specific loan agreements, operating regulations and bidding documents, as appropriate, to ensure environmentally responsible procurement.	(B.17)
	<b>Potential</b>	No potential issues	



	<b>Safeguard Policy Items</b>	identified	
	<b>Recommended Action:</b>	<p>Operation has triggered 1 or more Policy Directives; please refer to appropriate Directive(s). Complete Project Classification Tool. Submit Safeguard Policy Filter Report, PP (or equivalent) and Safeguard Screening Form to ESR.</p> <p>The project triggered the Disaster Risk Management policy (OP-704).</p> <p>A Disaster Risk Assessment (DRA), is required, as established under Directive A-2 of the DRM Policy OP-704). Please contact a Natural Disaster Specialist in VPS/ESG or INE/RND for guidance.</p>	
	<b>Additional Comments:</b>		

<b>ASSESSOR DETAILS</b>	<b>Name of person who completed screening:</b>	Detta, Jose Emiliano (jdetta@IADB.ORG)
	<b>Title:</b>	
	<b>Date:</b>	2011-09-16

## SAFEGUARD SCREENING FORM

This Report provides a summary of the project classification process and is consistent with Safeguard Screening Form requirements. The printed Report should be attached as an annex to the PP (or equivalent) and sent to ESR.

<b>PROJECT DETAILS</b>	<b>IDB Sector</b>	ENERGY-POWER LINES
	<b>Type of Operation</b>	Investment Loan
	<b>Additional Operation Details</b>	
	<b>Country</b>	NICARAGUA
	<b>Project Status</b>	
	<b>Investment Checklist</b>	Infrastructure Power Transmission
	<b>Team Leader</b>	Gomez, Jose Ramon (JOSER@iadb.org)
	<b>Project Title</b>	National Sustainable Electrification and Renewable Energy Program III
	<b>Project Number</b>	NI-L1063
	<b>Safeguard Screening Assessor(s)</b>	Detta, Jose Emiliano (jdetta@IADB.ORG)
	<b>Assessment Date</b>	2011-09-16
	<b>Additional Comments</b>	

<b>PROJECT CLASSIFICATION SUMMARY</b>	<b>Project Category:</b> B	<b>Override Rating:</b>	<b>Override Justification:</b>
			<b>Comments:</b>
	<b>Conditions/ Recommendations</b>	<p><input type="checkbox"/> Category "B" operations require an environmental analysis (see Environment Policy Guideline: Directive B.5 for Environmental Analysis requirements).</p> <p><input type="checkbox"/> The Project Team must send to ESR the PP (or equivalent) containing the Environmental and Social Strategy (the requirements for an ESS are described in the Environment Policy Guideline: Directive B.3) as well as the Safeguard Policy Filter and Safeguard Screening Form Reports.</p> <p><input type="checkbox"/> These operations will normally require an environmental and/or social impact analysis, according to, and focusing on, the specific issues identified in the screening process, and an environmental and social management plan (ESMP). However, these operations should also establish safeguard, or monitoring requirements to address environmental and other risks (social, disaster, cultural, health and safety etc.) where necessary.</p>	

SUMMARY OF IMPACTS/RISKS AND POTENTIAL SOLUTIONS	Identified Impacts/Risks	Potential Solutions
	Borrower is not responsible for resettlement of minor to moderate nature (i.e. it is the responsibility of others, including government or parastatal other than executing agency) and does not affect indigenous peoples or other vulnerable land based groups	<b>Ensure Adequacy of Resettlement Plan (RP):</b> Where land acquisition and resettlement are the responsibility of government agencies or other third parties other than the executing agency, the borrower will need to collaborate with these agencies to achieve outcomes that are consistent with the objectives of this requirement. In circumstances where third-party capacity is limited (or commitment is unclear), the borrower will need to play an active role during resettlement planning, implementation and monitoring. Depending on the financial product, the RP should be referenced in appropriate legal documentation (covenants, conditions of disbursement, credit and operating regulations, project completion tests etc.). Regular (bi-annual or annual) reporting should be required and independent audits considered.
	Minor or moderate conversion or degradation impacts to natural habitats (such as forests, wetlands or grasslands).	<b>Ensure Proper Management and Monitoring of the Impacts of Natural Habitat Loss:</b> A Biodiversity Management Plan (BMP) should be prepared that defines how impacts will be mitigated (roles and responsibilities, monitoring, budget, etc.) and could be incorporated in the ESMP. Depending on the financial product, the BMP should be referenced in appropriate legal documentation (covenants, conditions of disbursement, etc.). Confirmation should be obtained from competent experts that they are confident that the plan can mitigate impacts and also that the relevant authorities have approved the BMP.
	The negative impacts from production, procurement and disposal of hazardous materials (such as oils, solvents and electrical equipment containing PCBs) are minor and will comply with relevant national legislation, IDB requirements on hazardous material and international standards and guidelines such as the IFC Power Distribution Guidelines (if applicable).	<b>Monitor hazardous materials use:</b> The borrower should document risks relating to use of hazardous materials and prepare a hazardous material management plan that indicates how hazardous materials will be managed (and community risks mitigated). This plan could be part of the ESMP.
	Generation of solid waste (such as construction waste) is moderate in volume, does not include hazardous materials and follows standards recognized by multilateral development banks.	<b>Solid Waste Management:</b> The borrower should monitor and report on waste reduction, management and disposal and may also need to develop a Waste Management Plan (which could be included in the ESMP). Effort should be placed on reducing and re-cycling solid wastes. Specifically (if applicable) in the case that national legislations have no provisions for the disposal and destruction of hazardous materials, the applicable procedures established within the Rotterdam Convention, the Stockholm Convention, the Basel Convention, the WHO List on Banned Pesticides, and the Pollution Prevention and Abatement Handbook (PPAH), should be taken into consideration.
	Likely to have minor to	<b>Management of Ambient Environmental Conditions:</b>

	moderate emission or discharges that would negatively affect ambient environmental conditions (potentially from soil disturbance, noise impact and dust).	The borrower should be required to prepare an action plan (and include it in the ESMP) that indicates how risks and impacts to ambient environmental conditions can be managed and mitigated consistent with relevant national requirements and international standards and guidelines such as the IFC Power Distribution Guidelines (as appropriate). The borrower should (a) consider a number of factors, including the finite assimilative capacity of the environment, existing and future land use, existing ambient conditions, the project's proximity to ecologically sensitive or protected areas, and the potential for cumulative impacts with uncertain and irreversible consequences; and (b) promote strategies that avoid or, where avoidance is not feasible, minimize or reduce the release of pollutants, including strategies that contribute to the improvement of ambient conditions when the project has the potential to constitute a significant source of emissions in an already degraded area. The plan should be subject to review by qualified independent experts. Depending on the financial product, this information should be referenced in appropriate legal documentation (covenants, conditions of disbursement, etc.).
	Borrower is not responsible for directly managing the activities that have negative impacts on indigenous peoples (i.e. it is the responsibility of government or parastatal agencies other than the executing agency) and impacts are minor to moderate in nature.	<b>Ensure Adequacy of Mitigation Framework:</b> Where the activities that have the potential to impact indigenous peoples are the responsibility of third parties (associated facilities, activities under government jurisdiction, etc.), the borrower will need to collaborate with these third parties to ascertain that they are implementing a Mitigation Framework that is consistent with the objectives of OP-765, particularly with respect to avoiding adverse effects on indigenous peoples. In circumstances where third-party capacity is limited (or commitment is unclear), the borrower will need to play an active role in supporting the implementation of a reasonable mitigation framework. Depending on the financial product, the borrower's actions to cause the mitigation framework to be adequately implemented should be referenced in appropriate legal documentation (covenants, conditions of disbursement, project completion tests, credit and operation regulations, etc.). Reporting and independent monitoring of mitigation implementation should be required.

<b>DISASTER SUMMARY</b>	<b>Details</b>	<b>Actions</b>
	The Project should include the necessary measures to reduce disaster risk to acceptable levels as determined by the Bank on the basis of generally accepted standards and practices. Alternative prevention and mitigation measures that decrease vulnerability must be analyzed and included in project design and implementation as applicable. These measures should include safety and contingency planning to protect	A Disaster Risk Assessment (DRA), is required, as established under Directive A-2 of the DRM Policy OP-704). Please contact a Natural Disaster Specialist in VPS/ESG or INE/RND for guidance.

	human health and economic assets. Expert opinion and adherence to international standards should be sought, where reasonably necessary.	
--	---	--

<b>ASSESSOR DETAILS</b>	<b>Name of person who completed screening:</b>	Detta, Jose Emiliano (jdetta@IADB.ORG)
	<b>Title:</b>	
	<b>Date:</b>	2011-09-16

## **PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN SOSTENIBLE Y ENERGÍA RENOVABLE**

### **TERCER PRÉSTAMO**

**(NI-L1063)**

#### **Anexo III**

### **Estrategia para Salvaguardas Ambientales y Sociales**

## **I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

El objetivo del Programa es apoyar los esfuerzos del GdN para reducir la pobreza promoviendo el acceso de una proporción importante de la población a un servicio electricidad eficiente y sostenible e impulsando un cambio sustancial en la matriz energética que contribuya a mejorar las condiciones de mitigación del Cambio Climático. El Programa apoyará siete componentes a ser financiados con la participación de tres préstamos del Banco y el apoyo de diferentes donantes. En julio del 2011, el Banco aprobó el segundo financiamiento para el Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energías Renovables (PNESER) mediante el contrato 2342/BL-NI-4, por un monto de US\$22 millones.

El programa comprende los componentes y actividades que se describen a continuación:

1. *Electrificación Rural por Extensión de Redes:* Este componente busca brindar acceso a energía eléctrica a poblaciones rurales que hoy día no cuentan con servicio, mediante el otorgamiento de subsidios o incentivos que permitan cubrir la parte de los costos de inversión que no puede ser recuperada por los prestadores del servicio mediante cobros a los usuarios.
2. *Normalización del Servicio en Asentamientos:* Este componente tiene como objetivo la implementación de medidas de legalización y adecuación técnica del consumo de energía eléctrica en los asentamientos subnormales donde la totalidad o un elevado porcentaje son usuarios ilegales.
3. *Expansión en Zonas Aisladas con Energía Renovable:* Este componente busca la identificación e implementación de soluciones de suministro eléctrico para las zonas rurales no conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN), promoviendo el uso de ER.
4. *Preinversión y Estudios de proyectos de Generación de Energía Renovable:* Este componente apoyara las acciones del GdN en mejorar la información necesaria y las estrategias de planeamiento y expansión de la generación eléctrica del país, fomentando el desarrollo de proyectos de generación eléctrica con ER.
5. *Programas de Eficiencia Energética:* Se busca la implementación de programas de EE destinados a disminuir la demanda y el consumo actual de energía en Nicaragua, fundamentalmente en refrigeración e iluminación.
6. *Refuerzo del Sistema de Transmisión en las Zonas Rurales:* Este componente financiará las nuevas subestaciones y líneas de transmisión requeridas para un

- suministro confiable a los nuevos usuarios que serán electrificados y a los usuarios que actualmente tienen el servicio en las zonas del Programa <sup>7</sup>.
7. *Sostenibilidad de Sistemas Aislados de ENEL*: Este componente propone asegurar la sostenibilidad Institucional de las Agencias de los Sistemas Aislados que administra y maneja ENEL fuera del Área Concesionada a DISNORTE Y DISSUR, garantizando más horas y mejor calidad en el servicio eléctrico que brinda, a la vez promocionando la sustitución paulatina con fuentes renovables donde existe potencial. Este componente pretende adicionalmente, promover un impacto en la calidad de vida de los habitantes en las zonas remotas, donde ENEL mantiene la distribución con generación propia, a través de la interconexión con el SIN en las comarcas o municipios donde se puedan realizar.

## II. CONTEXTO INSTITUCIONAL Y REGULATORIO

La Ley 217 de 1996, Ley General del Medio Ambiente y los Recursos Naturales, establece que el Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales (MARENA), es el ente regulador y normativo de la política ambiental del país, y será el responsable del cumplimiento de la ley a través del seguimiento a la ejecución de las disposiciones establecidas en esta.

El 31 de octubre de 1994, el poder ejecutivo emitió una norma jurídica (Decreto 45-94) cuyo objeto era establecer los procedimientos que el MARENA utilizaría para el otorgamiento del permiso ambiental, como documento administrativo de carácter obligatorio para los proyectos que requerían estudio de impacto ambiental. Al entrar en vigor la Ley 217, y su Reglamento general, el decreto 9 – 96, estos solamente reformaron algunos aspectos del Decreto 45 - 94, además se complementa con la Resolución

---

<sup>7</sup> En una primera aproximación y que podría cambiar durante la formulación del programa se estarían analizando 6 posibles subestaciones y líneas de transmisión, que comprenderían; (i) Nueva Subestación Yali en 138 kV. Esta subestación estaría ubicada a 24 kms al sur de la S/E Estelí, en dicho punto se abriría la línea de 138 kV Esteli-Yalaguina. (ii) Nueva Subestación en el departamento de Boaco. Para esto, se debería construir una línea en 138 kV, desde la subestación Boaco a la nueva subestación Santa Victoria. Montaje de la nueva subestación Santa Victoria en 138kV, y construcción de 65 km de línea en 138 kV. (iii) Suministro y construcción de línea circuito simple de 45 km de longitud desde Subestación Estelí hasta el Poblado de San Juan de Limay de 138 kV. (iv) Nueva subestación en el municipio de El Cuá en 138 kV, para lo cual se haría necesario realizar la modernización de la S/E ETM en 138 kV y la construcción de 70 km de línea de Transmisión en 138kV, desde la SE San Ramón a la nueva Subestación El Cuá pasando, por medio de una conexión de entrada y salida, por la SE El Tuma. La línea existente de 69 kV entre san Ramón y El Tuma será desmantelada. (v) Subestación Terrabona ubicada en la entrada de la comunidad del mismo nombre, departamento de Matapalpa en el municipio de Terrabona. Esta subestación tendría una capacidad de 15 MVA y se alimentaría de la línea Sébaco - Tipitapa de 138 kV, Se establecería un tramo de línea de 138 kV de doble terna de 20 kms y un tramo de 20 kms de cable de fibra óptica. (vi) Subestación Ocotál ubicada en las inmediaciones de la ciudad de Ocotál en el departamento de Nueva Segovia. Esta subestación tendría una capacidad de 15 MVA y se alimentaría por una nueva línea de transmisión de 138 kV de 50 kms que se conectaría en la barra de la subestación Yalaguina y un tramo de 50 kms de cable de fibra óptica.

Ministerial sobre los procedimientos administrativos para el otorgamiento de permisos ambientales.

En las instituciones públicas del sector de energía: Ministerio de Energía y Minas (MEM), Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) y Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), existen unidades de gestión ambiental. Dichas unidades cuentan con recursos humanos calificados, con normas y procedimientos ambientales y sociales para el sector.

Asimismo el BID, en conjunto con los otros cofinanciadores del Programa, cuentan con políticas y procedimientos de gestión ambiental y social, que deberán ser incorporados en la preparación y ejecución de la operación.

### **III. BENEFICIOS SOCIALES Y CONTRIBUCIÓN A LA INICIATIVA DE ENERGÍA SOSTENIBLE Y CAMBIO CLIMÁTICO (SECCI).**

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 de los beneficiarios.

Las actividades del Programa contribuirán significativamente a la estrategia del BID hacia la promoción de las ER (Energías Renovables) y la EE (Eficiencia Energética) contenidas en la *Sustainable Energy Climate Change Initiative* (SECCI, Iniciativa de Energía Sostenible y Cambio Climático) del BID, la cual tiene como propósito principal apoyar a los países de la Región en encontrar opciones de generación de energía que sean económica y ambientalmente viables y preferiblemente de fuentes de ER. Además del componente específico destinado a la promoción de las ER y la EE, la expansión de la cobertura hacia las zonas que actualmente no cuentan con servicio, permitirá reducir el consumo de derivados de petróleo y la deforestación causada por el consumo masivo de leña, que constituyen las fuentes energéticas primarias usualmente utilizadas en poblaciones de las áreas rurales.

La modificación sustancial de la matriz energética del país actualmente dependiente de los combustibles fósiles para la generación de energía, a una basada mayoritariamente en fuentes de energías renovables (generación hidroeléctrica, geotérmica y eólica) permitirá la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), lo que a su vez contribuirá al mejoramiento en las condiciones para la adaptación y mitigación al Cambio Climático.

### **IV. RIESGOS E IMPACTOS Y MEDIDAS DE CONTROL**

El Programa Total presenta beneficios, oportunidades, impactos y riesgos ambientales y sociales y restos, los cuales están siendo debidamente atendidos a través de la estrategia ambiental y social propuesta.



El PNESER es un programa multianual, apoyado por múltiples organismos de financiación y cooperación internacional<sup>8</sup>. Los distintos financiadores participantes han manifestado su acuerdo sobre la estrategia ambiental y social propuesta.

Teniendo en cuenta la naturaleza de las obras que se van a financiar en el Programa, particularmente los componentes (1,3,5,6), los impactos ambientales y sociales que se esperan son moderados, de baja intensidad y corta duración, que se darán principalmente durante la etapa de construcción e intervención física de los proyectos.

Las obras que se financiarán con el Componente 1 y 6, corresponden a extensión de redes existentes, fortalecimiento de los circuitos, expansión de la capacidad de las subestaciones e intervenciones puntuales que garanticen el aumento de flujo eléctrico en el sistema que permita ampliar la cobertura del servicio de electricidad en el país. Teniendo en cuenta el mecanismo de ejecución, en esta etapa aun no se conocen las ubicaciones definitivas de las obras que se van a financiar. Se espera al menos la construcción y/o repotenciación de al menos 6 subestaciones y la construcción y/o ampliación de 300 km de líneas de alta, media y redes de distribución. Sobre las líneas de alta y media tensión se están considerando ampliaciones de las existentes, por lo que el impacto en este segmento será de baja magnitud. En estos componentes habrá un enfoque particular en pasivos ambientales.

Las actividades que se financiarán con el componente 3, serán sistemas aislados de generación con base en fuentes de ER y optimización de sistemas de gestión de energía en zonas aisladas existentes. La expansión de la oferta energética será con base en fuentes renovables de energía, para lo cual se espera que los beneficios ambientales y sociales sean mayores que los potenciales impactos que se podrían presentar en estas áreas.

Las actividades del componente 5, estarán enfocadas hacia el cambio de luminarias en sistemas de alumbrado público, edificios comerciales y gubernamentales, sector comercial y doméstico. La gestión estará enfocada en el manejo de residuos sólidos provenientes de los recambios.

El componente 2, presenta impactos ambientales y sociales positivos teniendo en cuenta que se trata de normalizar el servicio eléctrico en comunidades que actualmente cuentan con servicio pero que no están incorporadas formalmente al sistema de distribución de electricidad.

El componente 4, financiará estudios de factibilidad a distinta escala, incluida, la técnica, económica, financiera ambiental y social. Sobre estos dos últimos aspectos los estudios

---

<sup>8</sup> Banco Europeo de Inversiones (BEI), Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), Fondo Nórdico para el Desarrollo (FND), Unión Europea a través de la Facilidad de Inversión para América Latina (UE/LAIF), Fondo para el Desarrollo Internacional de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OFID), Korean Eximbank (KEXIM), Banco Mundial (BM), *International Finance Corporation (IFC)*, y la Agencia Española para la Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID).

de factibilidad serán de acuerdo a las políticas ambientales y sociales nacionales, del BID y de los otros cofinanciadores.

Los principales impactos ambientales y sociales negativos que se esperan del programa están relacionados principalmente con evitar mitigar y manejar, monitorear y supervisar los potenciales impactos ambientales y sociales del Programa. Particularmente los potenciales impactos negativos se darán durante la etapa de construcción/ampliación y repotenciación de las líneas de transmisión y las subestaciones. Estos incluyen: adquisición de predios y servidumbres; ruido ocasionado por el uso de equipos de construcción, emisión de polvo, generación de residuos sólidos y líquidos, interferencias del tráfico y salud ocupacional y riesgos profesionales. Estos impactos son moderados, baja magnitud, localizados, de corta duración y para las cuales las medidas eficaces para evitar, manejar y mitigar serán diseñadas.

Teniendo en consideración los posibles impactos ambientales y sociales, positivos, negativos y riesgos y los resultados de los filtros presentado en el **Anexo II**, el programa ha sido clasificado en la categoría “B”.

Una vez que el trazado de las líneas de transmisión y los sitios para la construcción y/o repotenciación de subestaciones se haya seleccionado se determinará si hay necesidad de aplicar las políticas OP- 710 del BID sobre Reasentamiento Involuntario, OP-765 Pueblos Indígenas. En esos casos las medidas apropiadas serán diseñadas y ejecutadas de conformidad con esas políticas y la legislación nacional.

## **V. ESTRATEGIA AMBIENTAL PARA EL ANALISIS SOCIO-AMBIENTAL**

Las obras que se financiarán con los recursos del BID serán principalmente extensión de redes de transmisión, distribución, construcción y/o repotenciación de subestaciones, actividades de electrificación en zonas no interconectadas a partir de fuentes renovables de energía y programas de eficiencia energética. Referente a la extensión de redes estas son en su mayoría tramos cortos que requieren de Planes de Manejo Ambiental y Social (“PMAS”).

Las obras que se van a financiar con el Programa son principalmente extensión y fortalecimiento de redes existentes en el país, para poder cumplir el objetivo de expandir la Cobertura. Asimismo, en el caso de las subestaciones, los trabajos que se realizarán serán en subestaciones existentes, para lo cual se requerirá de inversiones en ampliación de capacidad, cambio de transformadores, actuadores etc, lo cual no generan impactos ambientales y sociales significativos.

En este componente se financiarán obras de líneas de transmisión eléctrica de corta distancia y subestaciones, las cuales en su mayoría, de acuerdo a la legislación Nicaragüense requieren de Evaluaciones Ambientales y Sociales (“EAS”). Los programas de electrificación rural en zonas aisladas, en su mayoría requieren de PMAS, aplicables en la fase diseños, construcción, operación y mantenimiento. Para el Programa de EE, los PMAS estará enfocado principalmente al manejo de residuos.

Teniendo en cuenta la naturaleza del Programa y las experiencias exitosas del BID, la estrategia del Programa es la realización de un Marco para la Gestión Ambiental y Social (MGAS), con recursos de la Cooperación Técnica NI-T1094, con base en las políticas nacionales y las políticas ambientales y sociales del BID.

El MGAS incluirá el análisis del marco institucional para la gestión ambiental y social del Programa, la evaluación de la capacidad de la Agencia Ejecutora para la implementación del MGAS, y los términos de referencia para elaboración de los EAS y los PMAS que se requieran para los proyectos del Programa y que harán parte del manual operativo del Programa. Los PMAS incluirán entre otros aspectos; manejo de ruido, tráfico, procedimiento para la obtención de servidumbres, manejo de residuos sólidos y líquidos, sistemas de contención de aceites en las subestaciones e identificación y manejo de PCBs en las subestaciones. En el caso de las líneas de transmisión, se evitara el paso por hábitats naturales críticos, asentamientos humanos, y otros aspectos ambientalmente sensibles. Con respecto a los temas relacionados con Hábitats Naturales Críticos y patrimonio cultural, y otros se incorporará un alista de exclusión sobre las actividades que no se podrán financiar con el Programa. Otros aspectos como erosión de suelos, mitigación de ruido; medidas de seguridad ocupacional etc, serán incorporados dentro de los PMAS. Se elaborarán procedimientos en caso que se requieren reasentamiento involuntario y compensación por las servidumbres y adquisición de predios, afectación a pueblos indígenas, Los procesos de supervisión y Monitoreo de la gestión ambiental y social del programa, serán detallados en el MGAS, y en Manual Operativo del Programa. Asimismo se preparará un Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS).

Debido a la naturaleza multianual del programa y multidonantes existirán rigurosos procedimientos de seguimiento y supervisión ambiental en los mismos.

En adición a lo anterior, se elaborará la línea de base de emisiones para el sector eléctrico nicaragüense, con el objeto de maximizar los beneficios del Programa dentro del Mercado de Carbono.

**NICARAGUA****Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energías Renovables – Segundo Préstamo (NI-L1050)****ANEXO IV – Índice de Trabajo Sectorial Realizado y Propuesto**

<b>Temas</b>	<b>A. Descripción</b>	<b>B. Fechas esperadas</b>	<b>Referencias y vínculos a archivos</b>
Opciones técnicas y diseño	• Perfil del Componente de Electrificación (extensión por redes, zonas aisladas y normalización de asentamientos) del PNESER, FODIEN/MEM	Ejecutado Agosto 2009	<a href="#">IDBdocs# 2118168</a>
	• Protocolo de Entendimiento entre el Gobierno de Nicaragua, Unión Fenosa y DISNORTE y DISSUR – Aprobado Asamblea Legislativa	Ejecutado Marzo 2009	<a href="#">IDBdocs# 2119204</a>
	• Convenio de ejecución entre el MEM y DISNORTE-DISSUR Componentes 1 y 2	Ejecutado Septiembre 2010	<a href="#">IDBdocs# 35526111</a> <a href="#">IDBdocs# 35526091</a>
	• Estudios de prediseño para proyectos de extensión de red eléctrica para 1,277 comunidades en Nicaragua.	Ejecutado Octubre 2011	<a href="#">IDBdocs# 36325876</a> <a href="#">IDBdocs# 36401666</a> <a href="#">IDBdocs# 36454805</a>
	• Elaboración de 5 estudios de impacto ambiental de subestaciones y líneas de Transmisión para Refuerzos PNESER.	En ejecución Abril 2012	<a href="#">IDBdocs# 36564246</a> <a href="#">IDBdocs# 36564257</a>
	• Términos de Referencia para el Diagnóstico, Política, Estrategia y Plan de Electrificación de Zonas Aisladas de Nicaragua	Ejecutado Septiembre 2010	<a href="#">IDBdocs# 35341048</a>
	• Diagnóstico, Política, Estrategia y Plan de Electrificación de Zonas Aisladas	Marzo 2012	<a href="#">IDBdocs# 36141882</a>
	• Estudio de preparación de propuestas de préstamos para el financiamiento de proyectos de Eficiencia Energética	Ejecutado Septiembre 2010	<a href="#">IDBdocs# 35735553</a>
	• Estudio de Sistemas de Generación Eólica en Pequeños Sistemas Eléctricos Aislados en Nicaragua	Ejecutado Agosto 2010	<a href="#">IDBdocs# 35370740</a>
	• Proyecto de Electrificación Rural en Zonas Aisladas- PERZA, Estudio de Pérdidas en los Sistemas de Distribución, (CONCOL).	Ejecutado Julio 2008	<a href="#">IDBdocs# 2118365</a>
	• Asistencia Técnica para Reducción de Pérdidas en Redes de Distribución de Nicaragua, OLADE.	Ejecutado Julio 2009	<a href="#">IDBdocs# 2118377</a>
	• Revisión, Metodología y Proyección de Demanda SIN y Sistemas Aislados, Mercados Energéticos Consultores.	Ejecutado Abril 2008	<a href="#">IDBdocs# 2118406</a>
	• Informes de Gestión del Programa Piloto de Normalización del Servicio Eléctrico a Usuarios en el Barrio Mariana Sansón	Abril 2008	<a href="#">IDBdocs# 2118523</a>
	• Perfil del Componente de promoción de Energías Renovables del PNESER – MEM / DGEEER	Ejecutado Agosto 2009	<a href="#">IDBdocs# 2118577</a>
	• Perfil de los Proyectos de Transmisión Asociados al PNESER. ENATREL	Agosto 2009	<a href="#">IDBdocs# 2118566</a>
	• Estudio de Factibilidad de Generación de Electricidad con Energía Eólica en Corn Island	Ejecutado Abril 2009	<a href="#">IDBdocs# 2120064</a>

<b>Temas</b>	<b>A. Descripción</b>	<b>B. Fechas esperadas</b>	<b>Referencias y vínculos a archivos</b>
Análisis del costo de proyecto y factibilidad	• Perfil del Componente de Electrificación (extensión por redes, zonas aisladas y normalización de asentamientos) del PNESER, FODIEN-MEM	Ejecutado Agosto 2009	<a href="#">IDBdocs# 2118168</a>
	• Perfil de los Proyectos de Transmisión Asociados al PNESER. ENATREL	Agosto 2009	<a href="#">IDBdocs# 2118566</a>
	• Análisis Técnico - Económico del Programa PNESER (Informe de Consultoría).	Octubre 2009	<a href="#">IDBdocs# 35062497</a>
	• Términos de Referencia para la elaboración del Plan Maestro de la Cuenca Rio Grande de Matagalpa y Cuenca Superior del Río Coco	Ejecutado Diciembre 2010	<a href="#">IDBdocs# 35735319</a>
	• Términos de Referencia para Estudios de Factibilidad de Proyectos Hidroeléctricos Genéricos	Ejecutado Diciembre 2010	<a href="#">IDBdocs#35735347</a>
Administración Financiera/Aspectos Fiduciarios y de ambiente de control	• Evaluación de la capacidad institucional, técnica, administrativa y financiera de ENATREL, ENEL y MEM – Programas NI-L1021, NI-L1022, NI-L1036	Ejecutado 2007	<a href="#">IDBdocs# 1189078</a>
	• Actualización análisis de la capacidad institucional, técnica, administrativa y financiera de ENATREL, ENEL y MEM –	Diciembre 2009	<a href="#">IDBdocs# 35078483</a>
Sistema de recolección de datos para monitoreo	• Misión de identificación PNESER Reporte de Seguimiento Cartera de Nicaragua	Enero de 2011	<a href="#">IDBdocs# 35735409</a>
Análisis Institucional/Personal, procedimientos y otros aspectos de capacidad de implementación	• Manual de procedimientos operativos para el Programa de Apoyo al Sector Eléctrico (NI-L1021, NI-L1022 y NI-L1036).	Ejecutado Febrero 2009	<a href="#">IDBdocs 1916565</a>
	• Reglamento Operativo del PNESER	Marzo de 2011	<a href="#">IDBdocs# 35735527</a> (Versión Preliminar)
Involucrados y ambiente político	• Misión de Identificación de PNESER II (NI-L1050)	Completado Enero de 2011	<a href="#">IDBdocs# 35585656</a>
Salvaguardias Sociales y Ambientales	• Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) y Marco de Gestión Ambiental y Social del Programa.	Octubre 2009	<a href="#">IDBdocs# 3502026</a>
Otros temas clave	• Memorando de Entendimiento sobre el PNESER suscrito entre la República de Nicaragua y los Organismos Financieros y de Cooperación Internacional	Firmado Enero de 2011	<a href="#">IDBdocs# 35589733</a>
	• Formación del Comité de Seguimiento del Programa	Ejecutado Marzo 2011	<a href="#">IDBdocs# 36565253</a>
	• Convenio de financiación Banco Europeo de Inversiones para el PNESER	Firmado Enero 2011	<a href="#">IDBdocs# 35738248</a>
	• Convenio de financiación <i>Latin American Investment Fund</i> para el PNESER	Firmado Noviembre 2010	<a href="#">IDBdocs# 35738245</a>
	• Convenio de financiación Banco Centroamericano de Integración Económica para el PNESER	Firmado Noviembre 2011	