



# PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN SOSTENIBLE Y ENERGÍA RENOVABLE (PNESER) (NI-L1040; NI-L1050; NI-L1063)

## Informe de Terminación de Proyecto (PCR)

### *Equipo Original de Proyecto:*

**NI-L1040:** José Ramón Gómez (INE/ENE), Arnaldo Vieira de Carvalho (INE/ENE), Co-Jefes de Equipo; Germán Cruz (INE/ENE); Carlos Trujillo (INE/ENE); Jorge Ordóñez (INE/ENE); Alma Reyna Selva (CID/CNI); Brenda Álvarez (CID/CNI); Juan Carlos Lazo (CID/CNI); María Cristina Landázuri (LEG/SGO); Wesly Ureña-Vargas (INE/ECC); y Denis Corrales (VPS/ESG).

**NI-L1050.** José Ramón Gómez (INE/ENE) y Arnaldo Vieira de Carvalho (INE/ENE), Co-Jefes de Equipo; Germán Cruz (INE/ENE); Carlos Trujillo (INE/ENE); Carlos Echeverría (INE/ENE); Héctor Baldivieso (ENE/CNI); Emiliano Detta (ENE/CNI); Alma Reyna Selva (CID/CNI); Brenda Álvarez (PDP/CNI); Juan Carlos Lazo (PDP/CNI); María Cristina Landázuri (LEG/SGO); y Denis Corrales (VPS/ESG)

**NI-L1063:** José Ramón Gómez (ENE/CCO) y Héctor Baldivieso (ENE/CNI) Co-Jefes de Equipo; Arnaldo Vieira de Carvalho (INE/ENE), Carlos Trujillo (INE/ENE), Toshitaka Takeuchi (INE/ENE), Emiliano Detta (INE/ENE), Alma Reyna Selva (CID/CNI), Brenda Álvarez (FMP/CNI), Juan Carlos Lazo (FMP/CNI); y María Cristina Landázuri (LEG/SGO)

**Equipo de PCR:** Carlos Jácome (ENE/CNI) Jefe de Equipo; Samar Rimawi Bolt (CID/CNI); María Cristina Landázuri (LEG/SGO); Denis Corrales (VPS/ESG); Pablo Pereira Dos Santos (SPD/SDV); Osmín Mondragón (VPC/FMP); Santiago Castillo (VPC/FMP); y Nancy Jesurun-Clements (Consultora).

## Índice

<b>Enlaces Electrónicos Requeridos (EER)</b> .....	3
Enlaces Electrónicos Opcionales (EEO).....	3
Acrónimos y Abreviaturas.....	4
<b>INFORMACIÓN BÁSICA DEL PROYECTO</b> .....	5
<b>I. INTRODUCCIÓN</b> .....	7
<b>II. CRITERIOS CENTRALES. RENDIMIENTO DEL PROYECTO</b> .....	8
<b>A. Relevancia</b> .....	8
<b>a. Alineación con las necesidades de desarrollo del país</b> .....	8
<b>b. Alineación estratégica</b> .....	10
<b>c. Relevancia del diseño</b> .....	11
Tabla 1 – Matriz de Resultados .....	15
<b>B. Efectividad</b> .....	16
<b>a. Declaración de objetivos de desarrollo del proyecto</b> .....	16
<b>b. Resultados Logrados</b> .....	16
OE2: Matriz energética modificada .....	18
Tabla 2 – Matriz de Resultados Logrados .....	20
<b>c. Análisis Contrafactual (Atribución)</b> .....	21
<b>d. Resultados imprevistos</b> .....	24
<b>e. Calificación de Efectividad</b> .....	24
<b>C. Eficiencia</b> .....	24
<b>a. Evaluación Ex ante</b> .....	24
<b>b. Evaluación Económica Ex Post</b> .....	24
<b>c. Evaluación Financiera Ex Post</b> .....	26
<b>Cuadro 5 - Evaluación Financiera Componente Normalización (# proyectos)</b> .....	27
<b>d. Costos</b> .....	27
<b>e. Cambios operativos durante la ejecución</b> .....	27
Tabla 3 – Avance Físico y Financiero.....	29
<b>D. Sostenibilidad</b> .....	31
<b>a. Aspectos generales de sostenibilidad</b> .....	31
<b>b. Salvaguardias ambientales y sociales</b> .....	31
<b>c. Calificación de Sostenibilidad</b> .....	31
Tabla 4 – Análisis de Sostenibilidad .....	32
<b>III. CRITERIOS NO CENTRALES</b> .....	34

<b>A.</b>	<b>Desempeño del Banco</b> .....	34
<b>B.</b>	<b>Desempeño del Prestatario</b> .....	35
<b>IV.</b>	<b>Hallazgos y Recomendaciones</b> .....	36

#### **Enlaces Electrónicos Requeridos (EER)**

1. [Resumen de la Matriz de Efectividad del Desarrollo \(DEM\)](#)
2. [Cambios a la Matriz de Resultados](#)
3. [Versión final del Informe de seguimiento de proyecto \(PMR\)](#)
4. [Lista de verificación PCR](#)

#### **Enlaces Electrónicos Opcionales (EEO)**

1. [Informe de Evaluación Ex post](#)
2. Actas del Taller de Cierre del proyecto y / o comentarios por escrito del Gobierno
3. [Referencias sobre beneficios e impacto de la electrificación rural \(Atribución\)](#)
4. [Información básica del Proyecto NI-L1040, NI-L1050 y NI-L1063](#)

## Acrónimos y Abreviaturas

BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BEI	Banco Europeo de Inversiones
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CIF	<i>Climate Investment Fund</i> (Fondo de Inversión Climática)
CT	Cooperación Técnica
DISNORTE	Distribuidora de Electricidad del Norte S.A.
DISSUR	Distribuidora de Electricidad del Sur S.A.
DOSA	Dirección Operativa de Sistemas Aislados
ENATREL	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica
ENEL	Empresa Nicaragüense de Electricidad
EE	Eficiencia Energética
ER	Energía Renovable
EIAS	Estudio de Impacto Ambiental y Social
FND	<i>Nordic Development Fund</i> (Fondo Nórdico para el Desarrollo)
GCI-9	Noveno Aumento General de Capital del BID
GNI	Gobierno de Nicaragua
IFC	<i>International Finance Corporation</i> (Corporación Financiera Internacional)
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
INE	Instituto Nicaragüense de Energía
KEXIM	<i>Korean Eximbank</i>
LAIF	<i>Latin America Investment Facility</i> (Facilidad de Inversión para América Latina)
LIE	Ley 272 de la Industria Eléctrica
MARENA	Ministerio de Ambiente y los Recursos Naturales de Nicaragua
MdE	Memorando de Entendimiento
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MGAS	Marco de Gestión Ambiental y Social
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
MW	Megawatt
OE	Objetivo Específico
OFCI	Organismos Financieros y de Cooperación Internacional
OFID	<i>OPEC Fund for International Development</i> (Fondo para el Desarrollo Internacional de la OPEC)
ONG	Organizaciones No Gubernamentales
OPEC	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PCH	Pequeñas Centrales Hidroeléctricas
PGAS	Plan de Gestión Ambiental y Social
POA	Plan Operativo Anual
RO	Reglamento Operativo
SE	Subestación Eléctrica
SECCI	<i>Sustainable Energy and Climate Change Initiative</i> (Iniciativa de Energía Sostenible y Cambio Climático)
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central

## INFORMACIÓN BÁSICA DEL PROYECTO

### ^NI-L1040 National Sustainable Electrification and Renewable Energy Program (PNESER)

<b>Country Beneficiary</b> Nicaragua	<b>Lending Instrument</b> Investment Loan	<b>Borrower</b> NI-NI - REPUBLICA DE NICARAGUA	<b>Loan(s)</b> 2342/BL-NI	<b>Sector</b> Energy	<b>Sub-Sector</b> New Power Distribution & Transmission Projects
<b>Date of Board Approval</b> Jul 07, 2010	<b>Date of Eligibility for First Disbursement</b> Apr 26, 2011	<b>Date of Closure (CO)</b> Jul 27, 2019	<b>Loan Amount - Original</b> 30,500,000.00	<b>Loan Amount - Current</b> 30,499,818,200.00	<b>Pari Passu</b>
<b>Total Project Cost</b> 30,500,000.00	<b>Months In Execution from Approval</b> 108	<b>Months In Execution from First Disbursement</b> 97	<b>Original Date of Final Disbursement</b> Sep 29, 2014	<b>Actual Date of Final Disbursement</b> Sep 29, 2015	<b>Cumulative Extension(Months)</b>

### ^Ratings of project Performance in PMRs



Has This Project Received Funds from another Project?  Yes  No

Has This Project Sent Funds to Another Project?  Yes  No

#### Development Effectiveness Classification

No	PMR Date	PMR Stage	Classification	Actual Disbursements
1	Jul 24, 2014	Second period Jan-Dec 2013	Satisfactory	36,551,492.00
2	May 05, 2015	Second period Jan-Dec 2014	Satisfactory	129,343,492.00
3	Apr 08, 2016	Second period Jan-Dec 2015	Satisfactory	254,046,367.00
4	Apr 08, 2016	Second period Jan-Dec 2016	Alert	386,440,637.00
5	May 06, 2019	Second period Jan-Dec 2018	Satisfactory	386,440,637.00

## Bank Staff



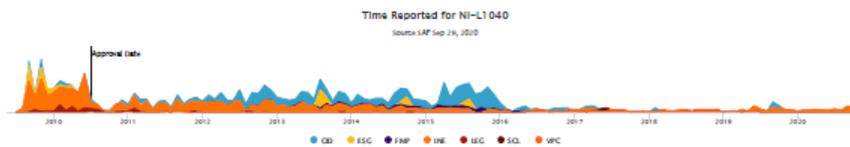
Positions	At PCR Jul 27, 2019	At Approval Jul 07, 2010
Vice-President VPS	Rodriguez-Ortiz,Ana	Levy,Santiago
Vice-President VPC	Rosa, Alexandre	Vellutini,Roberto
Country Manager	Zavala Lombardi,Veronica E. (CID/CID)	Montiel,Gina (CID/CID)
Sector Manager	Aguerre,Jose Agustin (INE/INE)	Rosa,Alexandre Meira (INE/INE)
Division Chief	Yopez-Garcia,Rigoberto Ariel (INE/ENE)	Alves,Leandro Feliciano (INE/ENE)
Country Rep	Duquesne,Baudouin (CID/CNI)	Lievano de Marques,Mirna (CID/CNI)
Project Team Leader	Jacome Montenegro,Carlos Alberto (ENE/CHO)	Gomez,Jose Ramon (INE/ENE)
PCR Team Leader		

## Staff Time and Cost



Stage Project Cycle	# of Staff Weeks	USD (including Travel and Consultant Costs)
Preparation	51.39	325,793.58
Supervision	178.02	622,918.81
<b>Total</b>	<b>229.40</b>	<b>948,712.39</b>

## Time



## I. INTRODUCCIÓN

- 1.1 Este documento presenta un único Informe de Terminación de Proyecto (PCR<sup>1</sup>, por sus siglas en inglés) del Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER), apoyado por el Banco mediante préstamos por un total de USD 87.5 millones, aprobados en tres operaciones de financiamiento. Cada financiamiento contribuyó a diferentes etapas del mismo programa. Este PCR evalúa y califica el desempeño del programa en su conjunto, e identifica la contribución de cada operación individual:

Proyecto/Préstamo	Monto (millones USD)	Fecha aprobación	Fecha firma
NI-L1040 (2342/BL-NI)	30.5	7 de julio 2010	12 de agosto 2010
NI-L1050 (2342/BL-NI-4)	22.0	25 de julio 2011	25 de agosto 2011
NI-L1063 (2342/BL-NI-5)	35.0	1 de noviembre 2012	8 de febrero 2013

- 1.2 El financiamiento del PNESER fue estructurado como un programa integral cuyo financiamiento sería aprobado en tres años consecutivos para ajustarse a la disponibilidad de fondos del BID para el país, de tal forma que los recursos del BID pudieran ser aportados de forma modular para aprobación del Directorio Ejecutivo en forma independiente en los años 2010, 2011 y 2012, y cuyas inversiones se justificaban y eran viables en forma autónoma, aunque permitiendo ir alcanzando las metas de la Matriz de Resultados en forma acumulativa. El diseño se ajustó a la disponibilidad de recursos concesionales del Banco para el país, que siendo muy favorable para el país contribuyó para apalancar recursos de otros financiadores, manteniendo la concesionalidad acordada por el Gobierno de Nicaragua (GNI) con la comunidad internacional, como parte de los arreglos para reducción de la deuda del país en ese momento y no comprometer la sostenibilidad financiera de las empresas del sector.
- 1.3 El financiamiento del programa contó con la participación de: *Export Import Bank of Korea* (KEXIM); *Latin America Investment Facility* (LAIF, Facilidad de Inversión para América Latina); Banco Europeo de Inversiones (BEI); Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE); Fondo Nórdico para el Desarrollo (FND); y *OPEC Fund for International Development* (OFID, Fondo para el Desarrollo Internacional de la Organización de Países Exportadores de Petróleo), *Japan International Cooperation Agency* (JICA), y con fondos de contrapartida del GNI. Estos organismos brindaron su financiamiento en forma paralela al financiamiento del Banco, con sus propios ciclos de aprobación y ejecución. Algunas de estas fuentes de financiamiento fueron formalizadas con posterioridad a la aprobación del tercer financiamiento del Banco (KEXIM2 y JICA). El Cuadro 1 muestra la información sobre el financiamiento del PNESER por componente y fuente, disponible a fines de 2019.

---

<sup>1</sup> *Project Completion Report.*

**Cuadro 1 – Financiamiento PNER por Fuente y Componente (USD - diciembre 2019)<sup>2</sup>**

FUENTE	#1 Electrificación rural con extensión de redes	#2 Normalización del servicio en asentamientos	#3 Expansión en Zonas Aisladas con ER	#4 Preinversión y estudios para generación ER	#5 Eficiencia Energética	#6 Refuerzo Transmisión Zonas Rurales	#7 Sostenibilidad Sistemas Aislados ENEL	TOTAL
BID 1	21,338,801	5,480,750	5,000	173,296	158,350	2,172,103	1,171,699	30,500,000
BID 2	18,690,672		303,941	1,093,607	1,337,452	47,328	527,000	22,000,000
BID 3	3,466,560	4,339,716	200,537	4,884,563	10,094,900	3,936,554	8,077,170	35,000,000
<b>Total BID</b>	<b>43,496,033</b>	<b>9,820,466</b>	<b>509,478</b>	<b>6,151,467</b>	<b>11,590,702</b>	<b>6,155,985</b>	<b>9,775,869</b>	<b>87,500,000</b>
KEXIM						27,243,698		27,243,698
KEXIM2						37,600,000		37,600,000
BEI						71,401,358		71,401,358
BCIE	38,451,534	13,380,904			8,769,073	4,927,328		65,528,840
BCIE2	7,194,722	3,426,560						10,621,282
JICA					13,202,157			13,202,157
OFID	9,872,138	2,427,862	3,700,000					16,000,000
OFID2	3,985,657	3,375,616						7,361,272
OFID3	505,983	987,428						1,493,411
FND				5,259,253				5,259,253
LAIF						9,626,285		9,626,285
GDN	14,821,553	4,180,479	294,443	1,738,065	538,992	15,625,370	244,074	37,442,975
<b>TOTAL</b>	<b>118,327,620</b>	<b>37,599,315</b>	<b>4,503,921</b>	<b>13,148,785</b>	<b>34,100,924</b>	<b>172,580,024</b>	<b>10,019,943</b>	<b>390,280,531</b>

## II. CRITERIOS CENTRALES. RENDIMIENTO DEL PROYECTO

### A. Relevancia

- 2.1 El programa fue diseñado con el Objetivo General de desarrollo y los Objetivos Específicos (OE) en completa alineación con las prioridades y necesidades del país y las prioridades estratégicas del Banco.

#### a. Alineación con las necesidades de desarrollo del país

- 2.2 Al diseñar el primer préstamo del programa, Nicaragua era el segundo país de más bajos ingresos de América Latina y el Caribe y presentaba una de las tasas más bajas de cobertura del servicio de electricidad en la región, lo cual representaba una barrera importante para su desarrollo. De acuerdo con estadísticas del MEM, la electrificación había aumentado gradualmente de 30% de cobertura en 1971 a cerca de 65% en 2009, dejando

<sup>2</sup> Incluye información detallada sobre financiamiento por fuente y componente proporcionada por PNER a diciembre 2019

por fuera poblaciones en áreas rurales y zonas aisladas. Se estimaba que al menos 2.5 millones de habitantes carecían de acceso al servicio. Este nivel, el más bajo de Centroamérica, y lejos de la meta acordada por los países de esa región, de alcanzar una cobertura del 90% en todos los países para 2020 (CEPAL-SICA 2007). En 2009 cerca de 390 mil viviendas no figuraban como clientes de electricidad en Nicaragua, ubicadas en asentamientos humanos espontáneos<sup>3</sup> pobres sin servicio. Un número importante de barrios se conectaban ilegalmente a las redes de distribución con instalación de redes artesanales, fuera de norma, inseguras, de baja calidad, con servicio sin continuidad y no normalizado, causando elevadas pérdidas al sistema. La falta de mecanismos jurídicos claros para la penalización del robo de energía y factores socioeconómicos como mala cultura o incapacidad de pago dificultaban la solución del problema. Esta situación afectaba a los conectados ilegalmente y a los clientes legales a quienes el servicio les llegaba en forma deteriorada. El alto nivel de pérdidas repercutía en las condiciones financieras de las distribuidoras. Un estudio de pérdidas de distribución en Nicaragua realizado en 2007<sup>4</sup> concluyó que las pérdidas totales de energía en distribución eran el 25,9% de la energía generada, de las cuales 8.4% correspondían a pérdidas técnicas y 17,5% a pérdidas no técnicas, distribuidas en: fraudes o robo de energía (12.6%), asentamientos (4.6%) y procesos comerciales (0.3%), indicando que las pérdidas por fraude o robo de energía representaban el 50% de las pérdidas de distribución.

- 2.3 El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) sufría de serios problemas de inestabilidad e insuficiencia para absorber la demanda creciente de energía mientras mantenía la calidad del suministro eléctrico, debido a serios rezagos en inversión en relación con las necesidades del sector, y presentaba numerosas fallas de interrupción del servicio. Varias de las subestaciones eléctricas (SE) que alimentarían cargas de las nuevas demandas esperadas de los proyectos del PNER, estaban copadas o próximas a alcanzar su máxima capacidad, requiriendo ampliación o trasiego de carga a nuevas SE. Existían SE al final de su vida útil, sin condiciones adecuadas de seguridad. Las redes de transmisión en zonas con circuitos de distribución de gran longitud no estaban en capacidad de abastecer nuevas cargas a los niveles normados de voltaje, impidiendo la provisión del suministro eléctrico confiable a nuevos usuarios y a los existentes; y la incorporación de nuevas fuentes de ER al sistema. Se requerían mejoras al SNT de construcción, remodelación o ampliación de SE y expansión de las líneas de transmisión y obras conexas. En 2009 el SNT contaba con 2,173 km de líneas, de los cuales 2,055 km eran de propiedad del Estado y 118 km de propiedad privada.
- 2.4 De acuerdo con estadísticas de [IEA/OECD](#), el índice de intensidad energética<sup>5</sup> de Nicaragua se encontraba en 114 kgep/PIB en 2009, el segundo más alto de Centroamérica, mucho mayor al promedio de la región de 84 kgep/PIB, implicando un uso relativamente ineficiente de la energía, a pesar de su alto costo. No existían programas de Eficiencia Energética (EE) para inducir el ahorro en el consumo mediante, por ejemplo, sustitución de equipamiento con tecnologías eficientes en los diferentes sectores de consumo.

---

<sup>3</sup> La Ley 309 de 1999 define los Asentamientos Humanos espontáneos como "aquellas agrupaciones de viviendas ubicadas dentro de las áreas urbanas de un municipio determinado, en donde las familias que las habitan se posesionaron de los terrenos donde progresivamente han construido su vivienda familiar y existe una distribución desordenada del espacio urbano, alta densidad de viviendas y servicios básicos inexistentes o insuficientes".

<sup>4</sup> "Estudio de Pérdidas en los Sistemas de Distribución" por Consultoría Colombiana S.A. ConCol (2008).

<sup>5</sup> Mide los recursos energéticos empleados para generar el producto interno bruto se mide en kg de petróleo equivalente utilizado por USD 1000 de PIB.

- 2.5 La Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) a través de sus 21 agencias comerciales, es responsable del suministro eléctrico en la Costa Caribe. Estas agencias atendían las zonas aisladas con servicio deficiente debido a problemas de gestión, alto costo de operación por utilización de plantas de combustible fósil y la naturaleza de mercados pequeños, de difícil acceso y comunidades dispersas. Las debilidades administrativas, deterioro de equipos y un servicio deficiente afectaron el proceso de conexión de usuarios en esas zonas.
- 2.6 El país afrontaba una alta dependencia de electricidad proveniente de hidrocarburos, cuya proporción alcanzó 65% de la generación de electricidad en 2009, a pesar de ser un país dotado de importantes recursos de Energía Renovable (ER) no explotados (energía geotérmica, eólica e hidráulica). Los altos costos de inversión inicial en tecnologías para el desarrollo de ER y para geotermia, se presentaba como barrera para el escalamiento en el uso de ER en el país y para la participación del sector privado en este segmento.
- 2.7 El GNI solicitó el apoyo de la comunidad financiera internacional para ejecutar el PNESEER para complementar sus esfuerzos dirigidos a una transformación significativa del sector eléctrico, incrementando en forma sustancial la cobertura eléctrica nacional, contribuyendo a revertir la dependencia de hidrocarburos en la matriz energética por medio del uso de fuentes de ER, e implementando medidas de EE.
- 2.8 El PNESEER fue concebido dentro del marco del Plan Nacional de Desarrollo Humano de Nicaragua (PNDH) que impulsa el GNI, en el que se presenta la electrificación de Nicaragua como eje esencial para fomentar el desarrollo económico. El PNESEER se concibió como un Plan de Nación con objetivos claros y de alta prioridad para el país. En la actualidad el PNESEER es el único instrumento de electrificación en el país. Continúa apoyando al PN<sup>6</sup>, promoviendo el desarrollo socioeconómico del área urbana y rural del país. La estrategia que durante el diseño del PNESEER venía impulsando el GNI en el sector eléctrico para superar los retos incluían: (i) reducción de la dependencia de los combustibles fósiles para generación de energía eléctrica; (ii) expansión de inversiones del sector privado en generación hidroeléctrica, geotérmica y biomasa; (iii) expansión de la cobertura eléctrica; (iv) promoción de programas de EE; (v) reducción de pérdidas; y (vi) maximización de oportunidades por la entrada del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC).

#### **b. Alineación estratégica**

- 2.9 El programa fue consistente con la Estrategia de País del Banco (EPB) 2008-2012 (GN-2499) vigente durante la aprobación y parte de la ejecución. La EPB tenía entre sus objetivos principales, mejorar la cantidad, calidad y confiabilidad del suministro de energía para tornarlo eficiente, sostenible y compatible con la promoción de la inversión privada. La Estrategia 2012-2017 (GN-2683) vigente durante gran parte de la ejecución y el cierre del programa, define al sector energético como uno de los cuatro sectores prioritarios de intervención para apoyar el crecimiento económico y la reducción las brechas urbano-rurales de pobreza y acceso a servicios; e incluye entre sus objetivos cambiar la matriz energética por medio de la promoción de fuentes de energía renovable (ER) de generación eléctrica e incrementar la confiabilidad del servicio.
- 2.10 El PNESEER fue consistente con los objetivos y prioridades de financiamiento del Noveno Aumento General de Capital- GCI-9 (AB-2764), vigente durante el diseño, de: (i) respaldo

---

<sup>6</sup> [Plan Nacional de Desarrollo Humano 2008-12](#); [Plan Nacional de Desarrollo Humano 2012-16](#); y [Ejes del PNDH 2018-2021](#).

al desarrollo de países pequeños y vulnerables; (ii) reducción de la pobreza y aumento de la equidad, al orientar sus actividades a las zonas rurales más pobres (criterio geográfico); y (ii) respaldo a iniciativas de cambio climático, energía renovable y sostenibilidad ambiental, a través de financiamiento del suministro de ER para atender las necesidades de energía de la población rural. A su vez, el programa se alineó con las metas regionales de desarrollo del GCI-9 al contribuir con el indicador de: (i) porcentaje de viviendas con electricidad; (ii) kilómetros de líneas de transmisión y distribución instaladas o mejoradas; y (iii) porcentaje de generación de energía de fuente con baja emisión de carbono sobre generación total de energía financiada por el BID.

- 2.11 El programa fue consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional del BID (UIS) 2010-2020 (AB-3008) y se alineó con los desafíos de desarrollo de: (i) inclusión social e igualdad, al mejorar la provisión de infraestructura para suministrar electricidad a poblaciones de bajos ingresos; y (ii) productividad e innovación, al fomentar soluciones innovadoras para la provisión del servicio. El programa se alineó con las áreas transversales de: (i) cambio climático y sostenibilidad ambiental, por medio de la promoción de la reducción de las emisiones de GEI, al impulsar el desarrollo de ER y EE; y (iii) capacidad institucional y estado de derecho, mediante el fortalecimiento institucional del MEM y ENATREL.
- 2.12 El programa estuvo alineado con las áreas prioritarias de la Estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (GN-2710-5), mediante: (i) promoción del acceso a los servicios de infraestructura; (ii) fomento de mecanismos innovadores para la financiación de la infraestructura y apalancamiento de la participación del sector privado; y (iii) apoyo a la construcción y el mantenimiento de una infraestructura social y ambientalmente sostenible que contribuya a aumentar la calidad de vida.
- 2.13 Las actividades del PNESER contribuyeron a la estrategia del BID hacia la promoción de las ER y la EE contenidas en la *Sustainable Energy and Climate Change Initiative* (SECCI, Iniciativa de Energía Sostenible y Cambio Climático) mediante los componentes específicos destinados a ese fin.

### **c. Relevancia del diseño**

2.14 El PNESER se concibió como un plan integral para dar respuesta a las distintas problemáticas del sector energético, abarcando temas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. El objetivo general del programa fue reducir la pobreza promoviendo el acceso de una porción importante de la población a un servicio de electricidad eficiente y sostenible, y a la vez apoyar la generación de condiciones para avanzar en un cambio en la matriz energética que contribuyera a mejorar las condiciones de mitigación y adaptación del cambio climático. Para contribuir a este objetivo, el PNESER se enfocó en satisfacer las necesidades del sector energético con respecto a la cobertura eléctrica y a la transformación de la matriz energética mediante la promoción de las ER y la EE. El programa incluyó los siguientes siete componentes en las tres operaciones:

- (1) Electrificación Rural por Extensión de Redes de distribución, para brindar acceso a energía eléctrica a poblaciones rurales que en la actualidad no cuentan con servicio en áreas concesionadas y no concesionadas;
- (2) Normalización del Servicio en Asentamientos, mediante adecuación de las redes del sistema de distribución de energía eléctrica y en la implementación de medidas de legalización y adecuación técnica del consumo de energía eléctrica en los asentamientos espontáneos.
- (3) Expansión en Zonas Aisladas con ER, a través de 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.

- (4) Preinversión y Estudios de proyectos de Generación con ER, con el fin de proveer y mejorar las condiciones, información y estrategia de planeamiento y expansión de la generación eléctrica, necesarias para fomentar el desarrollo de proyectos de generación con ER.
- (5) Programas de Eficiencia Energética (EE), destinados a disminuir la demanda de potencia y el consumo actual de energía en el país, fundamentalmente en refrigeración e iluminación en varios sectores de consumo.
- (6) Refuerzo del Sistema de Transmisión en las Zonas Rurales, para proveer un suministro confiable a los nuevos usuarios que serán electrificados y a los usuarios que actualmente tienen el servicio en las zonas del programa e incorporar nuevas fuentes de ER al sistema nicaragüense.
- (7) Sostenibilidad de los Sistemas Aislados bajo responsabilidad de ENEL, mediante mejoras a la capacidad institucional y operativa de los sistemas a cargo de ENEL, la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas y la realización de estudios de fuentes renovables para atender las comunidades aisladas.

2.15 El diseño buscó soluciones enfocadas a atender los elementos más críticos de la problemática identificada, en respuesta directa al diagnóstico y a las prioridades estratégicas, con base en las cuales se definieron los siguientes Objetivos Específicos (OE) para las tres operaciones y su vínculo causal con el objetivo general de desarrollo del programa

2.16 OE1: Proporción importante de la población con acceso a un servicio de electricidad confiable. Para incrementar la cobertura eléctrica en forma confiable en el país era necesario realizar proyectos de extensión de redes y de conexión de electrificación a nuevos usuarios que se encuentran alejados de las redes, promover el uso racional y eficiente del servicio eléctrico y reforzar el SNT para atender las nuevas demandas. Con el Componente 1 el programa se dirigió a realizar o incentivar inversiones que, por no presentar una rentabilidad inmediata, no iban a ser emprendidas por los actores privados sin un subsidio, incentivo o apoyo de los recursos públicos. El GNI utilizó en el PNESEER los mecanismos de subsidios probados y autorizados en el marco legal existente<sup>7</sup>. El mecanismo original de entrega de los recursos del PNESEER para extensión de redes y normalización fue transferir a las distribuidoras participantes en el programa: Distribuidora de Electricidad del Norte S.A.(DISNORTE); y Distribuidora de Electricidad del Sur S.A. (DISSUR) los recursos para que ellas realizaran las inversiones, reembolsaran al PNESEER la porción rentable de la inversión, reteniendo a manera de subsidio o aporte del Estado, la porción que no podía ser recuperada mediante cobro de tarifa. Posteriormente se encargó al PNESEER de realizar los procesos de licitación y contratación de las obras y entregarlas a las distribuidoras para su operación, las cuales reembolsarían al PNESEER la porción rentable del valor de la inversión.

2.17 Las inversiones se realizaron en cumplimiento con estándares técnicos y la normativa nacional, reflejados en los Convenios Marco entre el PNESEER y las distribuidoras DISNORTE y DISSUR. El subsidio fue calculado como la parte no rentable de la inversión de proyectos de electrificación y de normalización que no mostraban niveles de rentabilidad adecuados en poblaciones menores, o en áreas rurales, y que no estaban contemplados en su Programa de Inversiones dentro de las áreas de concesión o cercanas a ellas. El

---

<sup>7</sup> Los subsidios se facultan en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) de 1998, la cual establece que: "El Estado podrá otorgar recursos financieros a los distribuidores para costear total o parcialmente la inversión de proyectos de electrificación que no mostraren niveles de rentabilidad adecuados en poblaciones menores o en áreas rurales y que no estén contemplados en su programa de inversiones, dentro de sus áreas de concesión o cercanas a ellas"

PNESER asignó los subsidios que permitían cubrir la parte de los costos de inversión que no podía ser recuperada por la distribuidora mediante cobros a los usuarios<sup>8</sup>. Las inversiones en extensión de la red con este mecanismo en cerca de 1,500 municipios en todas las regiones del país, y la promoción de soluciones en zonas aisladas para llevar el servicio donde no se había tenido, principalmente en áreas rurales del país, representan un aporte directo a este OE de aumentar la proporción de la población con acceso al servicio de electricidad confiable.

- 2.18 El Componente 2 atendió el problema de los asentamientos humanos espontáneos que estaban recibiendo un servicio deficiente debido al robo continuo que sobrecargaban las redes, deterioro por falta de inversión en las redes, y pérdidas de energía. El proceso de normalización del PNER consistió en construir la infraestructura necesaria para regularizar a estos usuarios de manera que pudieran recibir un servicio de calidad y pagar en tiempo y forma por su factura eléctrica. Se acompañó con una promotoría social para propiciar el uso responsable y pago oportuno del servicio para su sostenibilidad.
- 2.19 Con el Componente 5 se apoyó la promoción e implementación de acciones de EE destinadas a disminuir la demanda de potencia y consumo de energía, fundamentalmente en refrigeración e iluminación en varios sectores de consumo, como parte de la estrategia del país para la reducción de electricidad con base en hidrocarburos. Se incluyeron medidas tales como la instalación o remplazo de luminarias de alumbrado público, luminarias para sustitución de bujías incandescentes en el sector residencial, sustitución de lámparas fluorescentes magnéticas por LED, modernización de sistemas de climatización con equipos eficientes en el sector público, e instalación de sistemas fotovoltaicos para riego por goteo en pequeña escala en zonas de cultivo y de difícil acceso. Las acciones de EE se acompañaron de apoyo técnico para la medición del ahorro energético derivado de las medidas de EE, para lo cual se desarrolló la base de datos que permite reconocer las lámparas cambiadas e instaladas, fundamental para el cálculo y evaluación del impacto real del componente; y del desarrollo de políticas como el anteproyecto de Ley de Eficiencia Energética.
- 2.20 Con el Componente 6, el refuerzo al SNT en las zonas rurales se concibió para proveer un servicio eléctrico confiable a nuevos usuarios, mantener o mejorar el servicio a los usuarios existentes, atender el crecimiento inmediato de la demanda, contar con la capacidad para incorporar nuevas fuentes de ER al sistema, mejorar la eficiencia del SNT y tener el respaldo eléctrico ante fallas para garantizar la confiabilidad. El diseño incorporó el reforzamiento del SNT por medio de las inversiones identificadas: construcción, remodelación o ampliación de SE, ampliación de líneas de transmisión y demás obras conexas destinadas a alimentar las cargas situadas en las áreas de influencia directa de la intervención, disponer de una red de transmisión que pudiese evacuar la energía generada en las zonas mediante pequeños proyectos hidroeléctricos, y el fortalecimiento de ENATREL para la gestión y mantenimiento del sistema.
- 2.21 OE2: Matriz energética modificada. Con los Componente 3 y 4 se ofrecieron soluciones con base en ER para expandir la cobertura en las zonas aisladas aprovechando los recursos hídricos y solares (instalaciones fotovoltaicas, extensión de redes de pequeñas centrales hidroeléctricas existentes). Considerando el alto potencial de generación con ER en Nicaragua, los estudios de preinversión de proyectos incluidos para financiamiento bajo el Componente 4, dirigidos a identificar el potencial de desarrollo de fuentes de ER (hidroeléctricos, geotérmicos, eólicos), se realizaron para determinar la factibilidad de

---

<sup>8</sup> Los criterios de entrega fueron establecidos, acordados y reflejados en el Reglamento Operativo del PNER y en los Convenios Marco con las empresas distribuidoras.

inversiones específicas en ER y alternativas de sustitución de la generación fósil en el área de influencia de sistemas aislados, con el fin de que la cartera de proyectos resultante otorgue seguridad y confianza a inversionistas privados para su desarrollo posterior.

2.22 El Componente 7 estaba dirigido a atender los problemas que enfrentaban ENEL y sus agencias para expandir y atender la conexión de nuevos usuarios con ER en las zonas aisladas y mejorar la sostenibilidad de las instalaciones por medio de capacitación y promoción del uso de ER en Corn Island y San Juan de Nicaragua, acompañado de recursos de inversión para mejorar la infraestructura, modernizar equipos e instalar soluciones de generación con ER. Se incorporó un grupo de acciones encaminadas a mejorar la capacidad institucional y operativa de los sistemas a cargo de ENEL como entidad a cargo de la gestión de la expansión de ER en zonas aisladas.

2.23 La Figura 1 muestra en forma esquemática, la lógica vertical del diseño.

**Figura 1. Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER) - Cadena Causal**



2.24 Cambios durante la ejecución. El programa mantuvo su Objetivo General y sus dos Objetivos Específicos (OE) durante la totalidad de la ejecución.

#### d. Calificación de la Relevancia

2.25 De acuerdo con los criterios definidos en las Guías PCR mayo 2020 (p.6), la clasificación del criterio de relevancia para el programa sería **Excelente (E)**. El objetivo general y los objetivos específicos del proyecto y la lógica vertical del diseño están alineados con las necesidades y prioridades de desarrollo del país desde la aprobación hasta el cierre. La lógica vertical de la intervención se describe correctamente y demuestra la relevancia de la operación. Muestra un vínculo claro entre la cadena causal de la intervención, los objetivos de desarrollo general y específicos de la operación y las necesidades y el contexto de desarrollo del país. El análisis evalúa claramente cómo los productos y resultados obtenidos se alinean con la Estrategia de País del BID en la aprobación y al cierre.

Tabla 1 – Matriz de Resultados<sup>9</sup>

Indicadores	En Aprobación			Al Inicio de ejecución			Al Terminar el Proyecto (PCR)			Comentarios
	Unidad de Medida	Línea de Base (2009)	EOP (P) 2014	Unidad de Medida	Línea de Base	EOP (P) 2019	Unidad de Medida	Línea de Base	EOP (A) 2019	
<b>OE1: Proporción importante de la población con acceso a un servicio de electricidad confiable</b>										
<b>Resultado 1.1</b> Cobertura del servicio eléctrico en el país aumentado										
1.1 Porcentaje de viviendas con electricidad	%	64.6	83.8	%	64.6	93.8	%	66.7	96.7	Fuente PNER -MEM La línea de base para el indicador fue corregida al aprobar el tercer préstamo (¶2.24).
<b>Resultado 1.2:</b> Confiabilidad del servicio eléctrico en el sistema de transmisión, asociado al índice de falla mejorado										
1.2 Número de fallas por año, por cada 100 km de línea de transmisión	#	6.42	6.30	#	6.42	1.18	#	6.42	0.49	Fuente: ENATREL. Cambio en la forma de medir el indicador (¶2.24)
<b>Resultado 1.3:</b> Consumo por programas de eficiencia energética reducido										
1.3 Reducción consumo por programas de EE (proyectos iniciales)	GWh/año	0	221	GWh/año	0	255	GWh/año	0	255.1	Fuente: PNER- MEM
<b>Resultado 1.4:</b> Pérdidas no técnicas de electricidad en asentamientos reducidas										
1.4 Reducción de pérdidas no técnicas en asentamientos	%	0	4.56	%	0	3.66	%	0	3.66	Fuente: MEM
<b>OE2: Matriz energética modificada</b>										
<b>Resultado 2.1:</b> Proporción de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables incrementada										
2.1 Relación entre generación de fuentes renovables y generación total del sistema	%	35.0	44.1	%	27.9	55.0	%	27.9	59.5	Fuente: MEM Metas se fueron subiendo en cada préstamo (¶2.24)

<sup>9</sup> El primer reporte del PMR del Programa fue en el periodo julio – diciembre 2010.

## **B. Efectividad**

### **a. Declaración de objetivos de desarrollo del proyecto**

- 2.26 El objetivo general del PNESER fue apoyar los esfuerzos del GNI para reducir la pobreza promoviendo el acceso de una porción importante de la población a un servicio de electricidad eficiente y sostenible, a la vez apoyar la generación de condiciones para avanzar en un cambio en la matriz energética que contribuyera a mejorar las condiciones de mitigación y adaptación del cambio climático.
- 2.27 Los Objetivos Específicos (OE) fueron:
- OE1: Proporción importante de la población con acceso a un servicio de electricidad confiable.
- OE2: Matriz energética modificada.

### **b. Resultados Logrados**

- 2.28 De acuerdo con la lista de Verificación o *Checklist* en el Enlace Electrónico Requerido (EER#3), el programa logró el 100% de las metas establecidas. Aquí se resumen los más importantes logros que determinan la efectividad del programa en el alcance de las metas de impacto y de resultados en los OE.

#### **OE1: Proporción importante de la población con acceso a un servicio de electricidad confiable**

- 2.29 **Resultado 1.1 Cobertura del servicio eléctrico en el país aumentado** (*Indicador: Porcentaje de viviendas con electricidad*). La cobertura eléctrica nacional pasó de 66.7% en 2009 a 96.73% en 2019 (Tabla 1), sobrepasando la meta establecida para el programa de 93.8% en 2019. Este indicador de resultado representa el esfuerzo que se ha realizado con el PNESER para impulsar mejor calidad de vida a través del acceso al servicio por medio de la extensión de la red del SIN, calculado en 121,237 nuevos hogares con servicio a 2019; y la incorporación de 1,906 usuarios (viviendas, escuelas, iglesias, puestos de salud, casa maternas y embarcaderos) mediante la construcción de sistemas aislados con base en ER.
- 2.30 La modalidad de intervención del PNESER hizo viable la inversión a través del subsidio brindado para que la distribuidora privada lleve el servicio en red a comunidades pobres y alejadas, eliminando las barreras de acceso que no les hubiera resultado financieramente viable hacer a las distribuidoras sin la intervención,
- 2.31 **Resultado 1.2: Confiabilidad del servicio eléctrico en el sistema de transmisión, asociado al índice de falla mejorado** (*Indicador: Número de fallas por año, por cada 100 km de línea de transmisión*). La mejora en la confiabilidad del servicio eléctrico en el SNT está reflejada en el índice porcentual de fallas por cada 100 km de línea de transmisión. Este indicador de resultado pasó de 6.42 fallas por año en 2009, a 0.49 fallas en 2019. La meta establecida era de 1.18 fallas anuales. El PNESER contribuyó a fortalecer el SNT con la construcción de 7 nuevas SE y la ampliación de 14 SE existentes, incrementando la capacidad de transformación en 855MVA; y la extensión de 561 km. de líneas de transmisión, con lo cual se desarrollaron nuevos circuitos de distribución de energía eléctrica dentro del PNESER, se conectaron los circuitos existentes de mayor carga y longitud, mejorando la calidad de suministros existentes; y se permite ahora conectar al SIN los nuevos proyectos de generación con ER (eólicos, biomasa, fotovoltaico, hidroeléctrico

y térmico) desarrollados en el país. Este refuerzo del SNT viene a mejorar la calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica a más de 220 mil clientes que ya contaban con energía, y a los nuevos usuarios de las comunidades rurales que se han electrificado mediante el programa, trasladando el beneficio a más de 3 millones de pobladores. Se cuenta con una infraestructura más robusta en el SNT con capacidad de atender en forma confiable la demanda presente y futura de los diferentes sectores económicos del país y de recibir nueva generación con ER. En 2019 el SNT contaba con 3,012 km de líneas de transmisión, de los cuales 2,536 km son propiedad del Estado y 476 km son de empresas generadoras privadas, un crecimiento total de 38.6% con respecto a 2009 (¶2.1). El SNT reforzado contribuye a la transformación de la matriz energética, al mejor acceso a un servicio eléctrico confiable, menor generación con base en hidrocarburos, y alivio fiscal.

2.32 **Resultado 1.3: Consumo por programas de EE reducido** (*Indicador: Reducción consumo por programas de EE -proyectos iniciales*). El resultado de los proyectos de EE se presenta como ahorro en consumo energético en GWh/año, producto de los proyectos implementados. El ahorro energético fue calculado con base en la “Metodología para el Cálculo de Ahorro”<sup>10</sup> desarrollada como parte del componente de EE del PNESEER. Se ha generado un ahorro de energía significativo que en 2019 alcanzó 255.1 GWh/año, medido como reducción con respecto al consumo al iniciar los proyectos. Este ahorro representa una disminución equivalente en la generación eléctrica en el sistema y/o mayor disponibilidad para el sistema, resultante de la importante escala con que se realizó el componente de EE. Las acciones bajo esta área de EE por tanto, contribuyeron a este OE y al objetivo general de reducción de importaciones de hidrocarburos y por tanto en el alivio a las finanzas públicas. Los resultados de los proyectos de EE incluyen:

- Instalación de 2,140,000 lámparas fluorescentes compactas en 551,759 viviendas a lo largo de 149 municipios, al tiempo que se acopiaron 1,142,593 bujías incandescentes. Ese proyecto causó una reducción en el consumo y en potencia instalada de aproximadamente un 77%.
- Instalación de 94,179 lámparas LED a nivel nacional, en parques, plazas, iglesias, barrios poblados, lo que representa aproximadamente un diferencial de reducción de potencia del 53%. El acceso a iluminación pública a municipios benefició a los pobladores en lo que respecta a la seguridad ciudadana al mejorar las condiciones para circular con seguridad en las calles.
- A nivel institucional, en 37 instituciones estatales se han sustituido 50,000 luminarias de 40 Watts por luminarias eficientes LED de 23 Watts las cuales aportan mayor confort por menor consumo eléctrico, disminuyendo la potencia instalada en iluminación en un 52.6% y un ahorro de energía del 52.7%, respecto al consumo inicial.
- Se remplazaron 2,305 aires acondicionados convencionales por equipos de climatización eficientes en 22 instituciones estatales, incluyendo hospitales. Se modernizó el sistema de climatización del Teatro Nacional y se instaló una planta fotovoltaica de 173 Kwp para reducir su consumo de energía. Se sustituyeron bombas de diésel por paneles solares. Se generó un ahorro de aproximadamente 28% del consumo inicial. Se logró un ahorro acumulado del 44% en combustible por el cambio de 6 calderas convencionales a calderas eficientes en igual número de instituciones hospitalarias. En los edificios públicos se reveló mejor atención y confort en las instituciones públicas y hospitales.

---

<sup>10</sup> Metodología para el Cálculo de Ahorro. Proyectos de Eficiencia Energética. DECON International. Informe de Cierre del Convenio de Préstamo NC-P2 JICA. Anexo 4.

- Se instalaron 300 sistemas fotovoltaicos en zonas rurales para la ejecución de actividades productivas tales como sistemas de riego para pequeñas parcelas que les permite producir en temporada seca sin tener que utilizar equipos con combustibles derivados del petróleo, estimulando demanda de alternativas productivas que aportan a la seguridad alimentaria de los pequeños productores. Para finales del 2020 se espera obtener un ahorro global de 4.04 GWh/año en riego por goteo en áreas rurales de los municipios de Mulukukú, Bocana de Paiwas, Siuna, Prinzipolka, Rosita, y Bonanza.

- 2.33 **Resultado 1.4: Pérdidas no técnicas de electricidad en asentamientos reducidas** (*Indicador: Reducción de pérdidas no técnicas en asentamientos*). Se normalizaron 27,447 clientes nuevos y se regularizaron 52,595 clientes existentes a través de la construcción de redes nuevas de distribución, instalación del 100% de medidores de energía a cada una de las viviendas del barrio intervenido y la emisión de la facturación al 100% de los suministros contratados. Las pérdidas no técnicas de electricidad en asentamientos, en relación con las pérdidas totales de la distribuidora se redujeron en total en 3.66 puntos porcentuales en 2019, logrando la meta establecida para ese año. La normalización presentó resultados muy positivos en el nivel de cobro por servicio, llegando de 17% en promedio al inicio del programa, a entre 83% y 120% (incluye atrasos y moras), garantizando la sostenibilidad financiera. La adecuación de las redes del sistema de distribución, implantación de medidas de normalización del servicio y la gestión social del PNESEER conllevan a una reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas y al acceso a un servicio eléctrico más confiable, contribuyendo a este OE. La reducción de pérdidas a su vez contribuye al objetivo general al impactar en la reducción de generación eléctrica con hidrocarburos, aliviando las finanzas públicas
- 2.34 Los resultados del programa bajo este OE se alcanzaron o superaron plenamente. Las metas de los indicadores de resultados fueron logradas y son atribuibles al proyecto, calificando la efectividad de este OE como **Excelente**.

#### OE2: Matriz energética modificada

- 2.35 **Resultado 2.1: Proporción de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables incrementada** (*Indicador: Relación entre generación de fuentes renovables y generación total del sistema*). La matriz de generación eléctrica evolucionó significativamente pasando de 27.9% con base en fuentes de ER en 2009, hasta alcanzar un nivel de 59.5% en 2019. Entre los factores que contribuyeron a este logro se incluye:
- 2.36 El proyecto de sistemas aislados benefició a 1,906 viviendas en zonas remotas en la Costa Caribe de Nicaragua a quienes se les instaló un panel fotovoltaico, batería e inversor, control de carga y bujías ahorrativas. Se instalaron sistemas de diversos tamaños en viviendas, iglesias, colegios, centros de salud, casa materna, casa comunal, embarcaderos y puesto militar de las comunidades beneficiadas. A la fecha, este es el proyecto de paneles solares para vivienda más grande realizado en el país.
- 2.37 Se llevó la electricidad a comunidades del norte y oriente del país por medio de extensión de líneas de distribución de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) en dos sitios en los departamentos de Jinotega y Chontales, extendiendo 54 km de redes, beneficiando a 406 viviendas en diez comunidades. Se realizaron estudios de prefactibilidad para la construcción de cuatro PCH adicionales, proyectadas a atender a comunidades ubicadas en zonas aisladas en Jinotega, Nueva Segovia y en la Costa Caribe.
- 2.38 El programa contribuyó a fomentar el cambio en la matriz de generación de energía eléctrica con el aporte de estudios de preinversión y factibilidad para el desarrollo de proyectos de ER (eólicos, geotérmicos, hidroeléctricos). Los estudios de preinversión

permitieron seleccionar los sitios de mejor factibilidad para el desarrollo de generación con ER, realizar proyecciones de demanda para la planificación de las inversiones, y el desarrollo de la normativa que incentiva la autogeneración con ER para permitir vender excedentes al SIN. Específicamente, se logró concluir el Plan Maestro de las Cuencas del Río Grande de Matagalpa y Cuenca Superior del Río Coco para la generación de 392 MW; el estudio de prefactibilidad para el Proyecto Geotérmico Volcán Cosigüina con potencial de 35MW; factibilidad y diseño para el proyecto de generación eólica en 6 sitios, con potencial de 269 MW; factibilidad y diseños para 2 centrales hidroeléctricas: Copalar 129 MW y Mojolka 112 MW; estudio sobre proyección de demanda de energía y potencia, el cual derivó en el Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2019-2033. El Gobierno espera atraer la participación del sector privado producto de los resultados de estos estudios. Adicionalmente, se elaboró un estudio de planificación para la generación eléctrica distribuida, cuyo producto es la Normativa de Generación Distribuida Renovable para Autoconsumo. Actualmente se dispone de la normativa de generación distribuida y su anexo técnico. Está pendiente la aprobación del modelo de contrato de compra venta de energía con la distribuidora.

- 2.39 Se fortaleció el área comercial y técnica de las agencias de ENEL mediante obras civiles, equipamiento y capacitación. Se incluyó la construcción de dos sistemas de generación híbridos en dos zonas geográficamente aisladas, Corn Island y San Juan de Nicaragua. El proyecto de la planta fotovoltaica fue complementado con programas de EE. Se sustituyeron 410 luminarias de sodio y mercurio por luces LED para el alumbrado público de la isla, y se instalaron bombillos ahorradores en 1,943 viviendas. Se logró hacer de Corn Island un municipio eficiente en términos energéticos logrando un ahorro de 50Kwh y reduciendo 3,360 toneladas de CO<sub>2</sub> al año. El sistema fotovoltaico en San Juan de Nicaragua, con capacidad de 0.3 MWp, beneficia a 350 familias que reciben 9 horas de generación solar, 7 horas de energía renovable que se almacena en las baterías, y 6 horas de generación a base de diésel. En ambos sitios se mejoró el servicio, logrando llegar a tener energía eléctrica las 24 horas del día, y se disminuyó el uso de combustibles fósiles. El PNESER realizó un cálculo estimado de la reducción de CO<sub>2</sub> para el proyecto de Corn Island, midiendo la reducción en el uso de diésel en el grupo de 1,943 viviendas. Los resultados muestran una reducción del 48% del consumo de este energético (21,636 galones por mes), causando una reducción en producción de 3,360 de CO<sub>2</sub> ton al año.
- 2.40 Los resultados de los indicadores bajo este OE se alcanzaron o superaron plenamente y son atribuibles al proyecto, calificando la efectividad de este OE como **Excelente**.

Tabla 2 – Matriz de Resultados Logrados<sup>11</sup>

Objetivos Específicos/Indicador	Unidad de Medida	Línea de Base	Año Línea de Base	Metas y Resultados Alcanzados a 2019		% de Logro	Medios de Verificación
<b>OE1: Proporción importante de la población con acceso a un servicio de electricidad confiable</b>							
<b>Resultado 1.1 Cobertura del servicio eléctrico en el país aumentado</b>							
1.1. Porcentaje de viviendas con electricidad	%	66.7	2009	P	83.8	110.7	PNESER & Informes de cobertura -MEM La línea de base para el indicador fue corregida al aprobar el tercer préstamo (¶2.24).
				P(a)	93.8		
				A	96.7		
<b>Resultado 1.2: Confiabilidad del servicio eléctrico en el sistema de transmisión, asociado al índice de falla mejorado</b>							
1.2. Número de fallas por año, por cada 100 km de línea de transmisión	#	6.42	2009	P	6.10	113.2	Informe de panificación de ENATREL. Cambio la forma de medir el indicador (¶2.24)
				P(a)	1.18		
				A	0.49		
<b>Resultado 1.3: Consumo por programas de eficiencia energética reducido</b>							
1.3. Reducción consumo por programas de EE (proyectos iniciales)	%	0	2009	P	221.0	100	Informes del MEM
				P(a)	255.0		
				A	255.1		
<b>Resultado 1.4: Pérdidas no técnicas de electricidad en asentamientos reducidas</b>							
1.4. Reducción de pérdidas no técnicas en asentamientos	%	0	2009	P	4.56	100	Informes del MEM
				P(a)	3.66		
				A	3.66		
<b>OE2: Matriz energética modificada</b>							
<b>Resultado 2.1: Proporción de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables incrementada</b>							
2.1 Relación entre generación de fuentes renovables y generación total del sistema	%	27.9	2009	P	44.1	116.6	Informes del MEM. Metas se fueron subiendo en cada préstamo (¶2.24).
				P(a)	55.0		
				A	59.5		

<sup>11</sup> Valores determinados al cierre del primer semestre 2019, periodo en que se cerró la operación

### c. Análisis Contrafactual (Atribución)

- 2.41 El programa no contempló realizar una evaluación de impacto que permita cuantificar el cambio neto resultante del programa vs. un contrafactual e identificar cuantitativamente el valor de los resultados que es atribuible al programa. Para determinar la atribución de los productos a los resultados e impacto sin una evaluación con metodología cuantitativa, de acuerdo con las Guías PCR 2020 pág.9, se procede con las siguientes pruebas de la contribución del programa al objetivo general, a los OE y a los resultados: (i) el PNER es el único instrumento en ejecución en el país dirigido a aumentar la cobertura eléctrica en el país y a conducir las inversiones en EE y ER, por tanto el logro de aumento en la cobertura registrado proviene directamente de la intervención; (ii) el papel de liderazgo técnico y operativo que el Banco desempeñó frente a la movilización de los otros organismos financiadores fue catalítico en determinar la escala y los estándares técnicos del PNER, lo que determina una más amplia contribución que el aporte financiero; (iii) la solidez de la cadena causal o lógica vertical entre los productos, los resultados y el efecto en el logro de los objetivos específicos y objetivo general, se evalúa en forma cualitativa en la sección de Relevancia del diseño (¶2.14). Este análisis sugiere una fuerte causalidad entre las inversiones realizadas bajo los siete componentes del PNER al contribuir a los logros en los OE del programa: proporción importante de la población con acceso a servicio eléctrico confiable; modificación de la matriz energética en favor de las ER y reducción de la pobreza; y (iv) el análisis se complementa con una revisión de evaluaciones basadas en evidencia cualitativa y/o cuantitativa en la literatura, sobre la efectividad de intervenciones similares a las del PNER, en el logro de los objetivos general y OE, como constatación de una contribución meritoria o causal del proyecto a sus resultados.
- 2.42 Resultado 1.1 Cobertura del servicio eléctrico en el país aumentado. La inversión en electrificación en red y con sistemas aislados con base ER aumentaron el índice de cobertura eléctrica. En la literatura se ha demostrado empíricamente el impacto positivo en bienestar del acceso confiable a electrificación, por tanto, en reducción de la pobreza, aspecto que se considera de relevancia para el caso de las comunidades rurales en Nicaragua, y que está manifiesto en el objetivo general del PNER. Existe amplia documentación reciente en la literatura que evidencia el impacto en bienestar económico a través de las mejoras en calidad de vida de la población beneficiaria del acceso o mejora del servicio eléctrico y a través de la sustitución de energéticos de origen fósil. Con base en las experiencias realizadas a nivel mundial se puede predecir con alto nivel de confianza que los beneficios materializados son resultado de este programa, reconociendo el valor de la adopción y uso del servicio eléctrico en las mejoras en la calidad de vida de la población beneficiaria. Dado que el PNER suministró las conexiones internas a las viviendas beneficiarias como parte de la inversión, dejándolas listas para iniciar el uso del servicio, los beneficios esperados se generan muy rápidamente, contribuyendo al objetivo general del PNER de reducir la pobreza. Entre las dimensiones en las que se ha demostrado empíricamente el impacto positivo en el bienestar derivado del acceso a electrificación y que se consideran de relevancia para el caso de las comunidades rurales en Nicaragua se incluyen mejoras en calidad de vida por medio de: mayor productividad de las actividades económicas locales; calidad en educación en escuelas y en el hogar; preservación de alimentos por refrigeración; sistemas de comunicación e información; seguridad ciudadana por iluminación pública; y salud por menor uso de fuentes contaminantes de energía. En el [EEO#3](#) se presentan referencias relevantes sobre las experiencias documentadas en la literatura sobre este impacto.
- 2.43 Resultado 1.4: Pérdidas no técnicas de electricidad en asentamientos reducidas. La incorporación normalizada de usuarios llevada a cabo por el PNER es una estrategia probada de recuperación de pérdidas y de mejora en la calidad del servicio. El proceso

incluye la renovación de la red destinada a proporcionar un servicio confiable, con buenas condiciones de calidad y seguridad; y la instalación de herramientas modernas para la gestión comercial de la distribuidora que limitan el uso ilegal del servicio eléctrico. La inversión produce un efecto inmediato en la capacidad de facturación y recuperación de costos de la distribuidora, y el usuario disfruta de un mejor servicio, cuyo consumo se ajusta de acuerdo con el costo del servicio que ahora enfrenta con la facturación que antes no recibía.

- 2.44 El Banco ha financiado varios programas de reducción de pérdidas de distribución que incorporan intervenciones en normalización, con probados resultados positivos. El Programa de Electrificación Rural y Urbano-Marginal de Ecuador (FERUM, EC-L1087 y EC-L1128), para el cual se realizó una evaluación de impacto usando la estrategia de doble-diferencias, sobre la base de un panel balanceado de hogares tratados y de control. Los resultados indican que el FERUM fue efectivo en mejorar la calidad y confiabilidad de servicios eléctricos, conduciendo a cambios de comportamiento y de percepción en los beneficiarios que llevó a la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas. La evaluación mostró que la provisión de servicios eléctricos de calidad constituye una infraestructura de base sobre la cual el hogar mejora sus condiciones económicas, accede a mejor información, participa en la vida pública, e incrementa su sensación de seguridad y su disponibilidad a pagar por el servicio. La evaluación sugiere que un servicio eléctrico de calidad representa una condición necesaria para la adopción de artículos de mayor EE.
- 2.45 El Apoyo al Programa de Modernización de la Red De Distribución y Reducción de Pérdidas Eléctricas en República Dominicana (DR-L1034) evidenció en su evaluación ex post la efectividad de la intervención en normalización de usuarios al aplicar la metodología de doble diferencias, mostrando una notoria mejoría en reducción de pérdidas de circuitos intervenidos vs. no intervenidos, en calidad de vida y capacidad operativa y comercial de las distribuidoras, con impacto en la reducción de transferencias fiscales al sector.
- 2.46 Resultado 1.2: Confiabilidad del servicio eléctrico en el sistema de transmisión, asociado al índice de falla mejorado. Las inversiones del PNER en transmisión intentan aumentar la confiabilidad del servicio eléctrico con menor frecuencia y longitud de interrupciones. Las exigencias de confiabilidad desempeñan hoy un papel mucho más importante en las decisiones de inversión en transmisión que los criterios económicos de inversión, tal como se muestran en los modelos económicos estándar de las redes de transmisión. Un estudio reciente sobre el impacto de inversiones de transmisión en el Oklahoma Panhandle<sup>12</sup>, cuyo objetivo principal fue fortalecer la red de transmisión para ayudar a reducir la frecuencia, duración y magnitud de los cortes de energía en el futuro y modelar los efectos directos, indirectos e inducidos, encontró que el impacto económico total estimado por mejorar la confiabilidad en el área de influencia fue de más de USD 5 por cada USD 1 invertido. Este análisis se basó en principios económicos bien establecidos en un modelo económico utilizado para mostrar el efecto de las mejoras en transmisión en la economía de una región.
- 2.47 Resultado 2.1: Proporción de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables incrementada. Una contribución de la mejora en el SNT es facilitar la incorporación de proyectos de generación con ER, contribuyendo al OE2. Los recursos de ER más rentables suelen estar situados lejos de las redes de transmisión y los centros de consumo existentes. Por lo tanto, es necesario ampliar y mejorar las redes de transmisión para remover la

---

<sup>12</sup> Ryan Blanton, & A. Aboohamidi (2020) *Impact Study of Transmission Investment in Oklahoma Panhandle*. Oklahoma Panhandle State University

barrera de conexión y transporte de estas fuentes de forma confiable y rentable y para suavizar la variabilidad de las nuevas fuentes renovables en zonas geográficas grandes. Un estudio realizado por Madrigal y Stoff<sup>13</sup> en el Banco Mundial, resalta la importancia de la transmisión planificada teniendo en cuenta la ubicación de proyectos de ER de calidad para asegurar que estos proyectos se conectan al sistema en forma oportuna, confirmando la relevancia del estudio de planificación para la generación eléctrica distribuida realizado bajo el PNER y la resultante Normativa de Generación Distribuida Renovable para Autoconsumo, bajo la cual se regula el mecanismo de precio del transporte de energía.

2.48 Resultado 1.3: Consumo por programas de eficiencia energética reducido. Un estudio del Banco Mundial<sup>14</sup> analizó las políticas de EE en 7 países europeos que tuvieron éxito en la reducción considerable de su intensidad energética. El estudio encuentra que los beneficios esperados de la EE van mucho más allá de consideraciones comerciales. Las inversiones en EE hacen la industria más competitiva, creando así puestos de trabajo; es una forma de bajo costo de reducir el consumo eléctrico contribuyendo a la seguridad energética, limitando la dependencia de energía importada; y reduciendo los impactos ambientales negativos. El análisis identifica las acciones más importantes para que un país convierta exitosamente su intensidad energética de alta a media. La mayoría de estas acciones han sido tomadas por Nicaragua con apoyo del PNER: mantener precios de la energía para cubrir el costo a corto plazo; establecer una entidad responsable de guiar un programa de EE; establecer objetivos en un Plan Nacional de Acción para EE; actualizar el marco legal y reglamentario para apoyar la EE; crear un programa de monitoreo y evaluación para apoyar la implementación; implementar la facturación basada en el consumo para los hogares; proporcionar financiación de bajo costo para inversiones en eficiencia energética en edificios; y proporcionar apoyo informativo sobre la EE a los consumidores.

2.49 Un estudio del impacto de programas de EE realizado por coaliciones del sector privado en los Estados Unidos<sup>15</sup>, explora una variedad de sectores, incluidos servicios públicos, edificios, industria y transporte. Examina cómo se utilizan las políticas y otras herramientas para incentivar la EE. Utilizando 54 indicadores basados en datos estadísticos de diversas fuentes, el estudio identifica, además de los ahorros por reducción de consumo en energía, beneficios en otras áreas tales como: creación de empleos en EE (The 2019 U.S. *Energy and Employment Report*); reducciones de la mitad de las reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub> en el sector de energía desde 2005 (EIA 2018, Today in Energy. USA); la EPA estima beneficios monetarios en salud por kWh ahorrado<sup>16</sup>; y ahorros al hogar en uso energético. Otros beneficios incluyen mayores niveles de ahorro de costos en edificios comerciales más allá del propio ahorro de energía, tales como aumento en productividad, salud y satisfacción de los trabajadores, y reducción de los costos de mantenimiento y operación, aspectos que han sido reportados por el PNER como beneficios del programa.

2.50 Objetivo General: Reducción de pobreza. Un estudio realizado en 2010 para medir el impacto económico directo e indirecto de la inversión en transmisión en los estados

---

<sup>13</sup> Madrigal, M. & S. Stoff (2011). *Transmission Expansion for Renewable Energy Scale-Up Emerging Lessons and Recommendations. The World Bank Energy and Mining Sector Board Discussion Paper # 26.* Washington, D.C.

<sup>14</sup> Gary Stuggins, Alexander Sharabaroff, and Yadviga Semikolenova (2013). *Energy Efficiency: Lessons Learned from Success Stories.* Washington, DC: World Bank.

<sup>15</sup> *Energy Efficiency Impact Report* (2020). American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE), Alliance to Save Energy, Business Council for Sustainable Energy (BCSE). USA.

<sup>16</sup> Environmental Protection Agency (EPA) 2019 *Public Health Benefits per kWh of Energy Efficiency and Renewable Energy in the United States: A Technical Report.* Washington D.C. USA.

centrales en los Estados Unidos, confirma y cuantifica los beneficios directos en empleo, ingresos y actividad económica y los indirectos en términos de oportunidades económicas adicionales a los emprendedores de fuentes de ER no convencional que pueden integrarse al sistema, corroborando la contribución de la inversión al objetivo general del PNESEER.

- 2.51 De los elementos presentados se concluye que existe atribución de la intervención del Banco al logro de todos los indicadores de resultado que contribuyen a la consecución del objetivo general y los OE. Para algunos de los indicadores, se presenta como refuerzo del análisis la revisión de literatura que corrobora la validez de los vínculos causales entre los indicadores de producto y resultado en la lógica vertical del PNESEER.

#### **d. Resultados imprevistos**

- 2.52 La experiencia adquirida con la ejecución de este programa dio lugar a una fuerte capacidad institucional para continuar con eficiencia el proceso de electrificación del país.
- 2.53 El enfoque de sensibilización de la promotoría social permitió la implementación del Plan de Facturación Nacional, el cual representó una opción para aquellos usuarios no cubiertos bajo el PNESEER que tenían deudas con las distribuidoras y se resistían a la normalización. El plan les permitió incorporarse al servicio normalizado y pagar las deudas a través de un arreglo de pago ideado de acuerdo con sus capacidades.
- 2.54 En 2018 se presentaron eventos sociopolíticos en Nicaragua que provocaron una reducción del PIB del 3.9% y consecuentemente la demanda de energía. La demanda de energía en 2018 se mantuvo similar a la de 2017 a pesar de que en el periodo 2010 -2017 tuvo un crecimiento anual del 6%.

#### **e. Calificación de Efectividad**

- 2.55 De acuerdo con los criterios definidos en las Guías PCR mayo 2020 (pág. 10-11), la clasificación del criterio de efectividad para este programa sería **Excelente (E)**. Los OE del PNESEER, el único instrumento para la electrificación con que cuenta el país, se superaron plenamente y son atribuibles al programa. Los resultados se lograron o superaron y son atribuibles al programa. El análisis de atribución se apoya en análisis contrafactual con base en teoría y en evidencia empírica.

### **C. Eficiencia**

#### **a. Evaluación Ex ante**

- 2.56 Para la evaluación ex ante del programa se realizó un análisis costo-beneficio centrándose en los componentes 1, 2, y 6: Extensión de Redes; Normalización; y Transmisión que representaban más del 80% de la presupuestado para las actividades de inversión<sup>17</sup>. Los componentes de sistemas aislados con ER y de EE contaron con reglas propias de elegibilidad y selección de proyectos para asegurar su viabilidad técnica, financiera y de sostenibilidad al ser individualmente aprobados.

#### **b. Evaluación Económica Ex Post**

- 2.57 La evaluación económica ex post siguió la misma metodología de análisis costo-beneficio ex ante para los componentes de extensión de redes, normalización y transmisión, usando el mismo modelo analítico, el cual fue revisado y actualizado con la base de datos

---

<sup>17</sup> Coral, Ignacio (2010). Evaluación Económica del Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESEER). Informe Final. Banco Interamericano de Desarrollo. Febrero 2010.

preparada en 2019 con información sobre proyectos ya completados<sup>18</sup>. Para la conversión de precios de mercado a precios económicos se aplican las Razones de Precio Cuenta más recientes disponibles para Nicaragua, los cuales fueron usados en la evaluación económica ex ante, y se eliminan los impuestos a la renta. Se proyectaron los flujos de costos y beneficios económicos a 25 años y se aplicó una tasa de descuento del 12%. El [EEO#1](#) contiene los detalles metodológicos de la Evaluación Económica Ex Post.

- 2.58 **Electrificación.** Se realizó la evaluación económica ex post a 610 proyectos de electrificación con red, el 35.5% de la inversión del componente, en proyectos de diferentes tamaños, localizados en municipios rurales o de cabecera en los 17 Departamentos y la Región Autónoma del Atlántico Sur (RAAS), intervenidos y ejecutados en diferentes años durante el programa, desde 2013 a 2017. Los beneficios económicos considerados en el análisis reflejan las ganancias resultantes de la ampliación del acceso al consumo eléctrico a una población que antes de la inversión no contaba con el servicio, ahorro en energéticos alternativos, y excedente del consumidor. El valor económico de la inversión de los proyectos de extensión de redes evaluados es de USD 26,802,938 (valor financiero de USD 32,826,275). El Cuadro 2 resume los resultados del análisis.

**Cuadro 2 – Resultados proyectos de Extensión de Redes**

TIRE	# de Proyectos	%
12% - 50%	314	51.5%
50% - 100%	104	17.0%
> 100%	86	14.1%
< 12%	106	17.4%
<b>Total evaluados</b>	<b>610</b>	<b>100.0%</b>
<b>TIRE Total</b>	65.9%	
<b>VANE Total (tasa de descuento 12%)</b>	USD 105 millones	

- 2.59 **Normalización.** La muestra fue de 371 proyectos de normalización, representando el 85.6% del componente. Los beneficios considerados reflejan consumo de mejor calidad medido por el excedente al consumidor; y ganancias derivadas del ahorro en generación por reducción de pérdidas y por menor consumo resultante de aplicación de la tarifa. Descontando los flujos netos a precios económicos al 12%, el VANE agregado es USD 35.2 millones. Este valor es más de 2 veces el valor económico de la inversión (USD 18.8 millones) y casi 2 veces el costo financiero de la inversión (USD 23.2 millones), reflejando la alta conveniencia de los proyectos de normalización para el país. La TIRE agregada para el componente es de 31.6%. El beneficio para el usuario en este caso, en comparación con el caso de extensión en red, está relacionado con la calidad, no la cantidad, de la cual ya disfrutaba antes del proyecto. Por tanto, se espera retornos económicos más bajos.
- 2.60 El 93.8% de los proyectos de normalización evaluados resultaron financieramente viables, por tanto, no requirieron subsidio a la inversión en redes. El subsidio por tanto se orienta a la reposición o renovación de las instalaciones internas, las cuales constituyen una barrera de acceso al servicio eléctrico por parte de hogares de bajos recursos y no son financiadas por el distribuidor por no ser de su responsabilidad.
- 2.61 **Transmisión.** Para la evaluación económica ex post del componente de Transmisión se incluye el total de la inversión del componente con valor económico de USD 70.6 millones (valor financiero de USD 79.4 millones), agrupando las obras en dos proyectos

<sup>18</sup> Zoratti, Alberto J. Informe Final de Consultoría de Apoyo para la Aplicación de Modelos de Evaluación Económica y Financiera de Proyectos de los Componentes 1 y 2 del Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER). Banco Interamericano de Desarrollo. Diciembre 2019.

independientes, como se hizo en la evaluación ex ante. Esta agrupación se realizó con base en el análisis de la delimitación geográfica de las zonas de influencia de las obras incluidas: (i) Proyecto 1: Obras de Yalí, Ocotal, El Sauce, Terrabona y las ampliaciones de las subestaciones Estelí y San Ramón; y (ii) Proyecto 2: Obras de transmisión de El Cuá y La Dalia. Los beneficios de la inversión en transmisión cuantificados en el análisis incluyen: disponibilidad de energía incremental que se valoriza por medio de la facturación y el excedente al consumidor; y mayor confiabilidad del servicio que se mide por el aumento al consumo por reducción de fallas, aplicando un valor de 3 veces la tarifa para considerar la pérdida el beneficio por consumo por fallas, las pérdidas por daños a equipo, a materiales, cesación de producción, tiempo, etc. Los costos del componente incluyen la inversión, O&M, de la energía adicional generada, y los costos conexos de distribución. El análisis arrojó un VANE agregado de USD 317,381; y una TIRE de 72.5%.

- 2.62 Se realizó un análisis de sensibilidad a los resultados de los tres componentes, a cambios adversos en variables críticas sobre los indicadores obtenidos, manifestando la solidez de los resultados. El Cuadro 3 resume estos resultados.

**Cuadro 3 – Análisis de Sensibilidad**

Escenario	Medida	Extensión de Redes	Normalización	Transmisión	
				Proyecto #1	Proyecto #2
Caso Base	TIRE %	66.5	31.6	99.1%	31.9%
	VANE (Mill. USD)	101.3	35.2	275.1	42.3
↑ 15%:Costos Operativos	TIRE %	60.7	26.2	98.6%	31.6%
	VANE (Mill. USD)	90.8	24.8	274.1	41.7
↓ 20% Consumo	TIRE %	53.3	27.6	63.4%	31.1%
	VANE (Mill. USD)	77.4	27.4	186.0	41.7
↑ 20%:Costos conexos distribución	TIRE			97.1%	31.8
	VANE (Mill. USD)			273.2	42.2
↓ 10% Confiabilidad	TIRE			97.3%	30.2
	VANE (Mill. USD)			272.3	37.9

### c. Evaluación Financiera Ex Post

- 2.63 La evaluación financiera de los proyectos de extensión de redes se realizó a 1,474 proyectos de electrificación rural y 371 proyectos de normalización ejecutados. Se construyeron los flujos de fondos financieros a precios de mercado de cada proyecto usando una actualización del modelo financiero usado ex ante y los parámetros relevantes para la situación actual. Los beneficios financieros netos son los flujos de costos de inversión y utilidad operativa neta de impuestos y depreciación. Un resumen de los resultados base y con escenarios de sensibilidad se presenta en el Cuadro 4. La casi totalidad de los proyectos en redes muestran que los ingresos no cubren los costos de inversión ni los costos de AO&M. Ningún proyecto resulta financieramente rentable, por tanto, prueban no ser de interés de las distribuidoras sin el incentivo del Estado.

**Cuadro 4. Análisis Financiero Extensión en Red**

Rentabilidad		# de Proyectos	
De	Hasta	Caso Base	↑ 20%:Costos Operativos
-85%	-63%	2	2

-63%	-41%	5	7
-41%	-19%	22	27
-19%	3%	60	43
3%	25%	14	10
25%	135%	0	0
>	135%	1	
Indeterminados		1370	1384
<b>TOTAL</b>		<b>1474</b>	<b>1474</b>

- 2.64 En cuanto a los 371 proyectos de normalización analizados, el 84% son rentables bajo los estándares financieros establecidos en el Convenio Marco del PNER, lo que prueba la conveniencia para las distribuidoras de llevar a cabo este tipo de intervención. Se simulan escenarios del alcance del cubrimiento de normalización, confirmando la solidez de la rentabilidad de este tipo de intervención. El Cuadro 5 resume los resultados.

**Cuadro 5 - Evaluación Financiera Componente Normalización (# proyectos)**

Resultado	% del Consumo Normalizado		
	70%	80%	90%
No cubre Costos Operativos	0	0	0
Costoso	06	9	12
Requiere Subsidio	40	49	63
Rentable	325	313	296
<b>Total proyectos</b>	<b>371</b>	<b>371</b>	<b>371</b>

- 2.65 El [EEO#1](#) incluye los detalles de la Evaluación Financiera Ex Post.

**d. Costos**

- 2.66 La Tabla 3 muestra la ejecución del presupuesto del total del programa, incluyendo todas las fuentes de financiamiento del PNER y el logro físico de los productos al cierre del financiamiento del Banco en 2019.

**e. Cambios operativos durante la ejecución**

- 2.67 Período de ejecución. El período de ejecución del PNER que inicialmente se estimaba del 2010 al 2014 se modificó a fin de reflejar las demoras presentadas en el arranque del PNER mientras se aprobaban los financiamientos iniciales y se consolidaba la estructura de administración. Como resultado, se planificó que el PNER sería ejecutado en el período 2010-2016. Posteriormente, demoras causadas por retrasos en las contrataciones, en la finalización de obras, y en entrega de suministros, llevaron la aprobación por parte del Banco de varias ampliaciones al plazo de desembolsos, siendo la última fecha, abril 2019.
- 2.68 Mecanismo de entrega de recursos. El mecanismo original de entrega de los recursos del PNER para los componentes de extensión de redes y de normalización fue transferir a las distribuidoras los recursos para que realizaran las inversiones. Las distribuidoras reembolsarían al PNER la parte rentable de la inversión que se les transfirió y retendrían a manera de subsidio o aporte del Estado, la porción no rentable de la inversión (aquella que no puede ser recuperada mediante cobros a los usuarios). A partir de marzo 2012 se eliminó el adelanto del costo de las inversiones a las distribuidoras y se asignó responsabilidad a la Unidad Ejecutora de realizar las inversiones. Las distribuidoras quedan con la responsabilidad de aprobar diseños, supervisar la ejecución, recibir los proyectos terminados, instalar los medidores y poner en operación los proyectos. El cambio se formalizó mediante Contrato Modificatorio 2342/BL-NI-2 firmado el 5 de marzo de 2012.
- 2.69 Responsabilidad por la ejecución. Como resultado de la aprobación de la Ley 791 que ordena a ENATREL administrar y ejecutar programas, proyectos, obras o contratos

derivados de los componentes 1 y 2 del PNESEER, las autoridades del GNI transfirieron la responsabilidad de ejecutar estos componentes del MEM a ENATREL. El cambio de la estructura de ejecución se formalizó con el Banco mediante Contrato Modificatorio 2342/BL-NI-3 firmado en septiembre 2012.

2.70 Presupuesto del PNESEER. Al aprobar el segundo préstamo del BID, el presupuesto de inversión del PNESEER se incrementó, pasando de US\$386 millones, a US\$404.3 millones. Este incremento fue resultado de los análisis técnicos realizados por ENATREL con el apoyo del BID, que encontraron necesario incluir la totalidad del financiamiento de los refuerzos de transmisión mínimos requeridos para que la Central Hidroeléctrica Tumarín pudiera enviar su energía a la red. Al aprobar el tercer préstamo del Banco, el costo y financiamiento del PNESEER muestra un incremento a USD418.7 para reflejar ajustes en costos resultantes de los atrasos iniciales.

2.71 Valores de los indicadores. La Matriz de Resultados presentada en el primer préstamo fue modificada y aprobada en los préstamos subsiguientes para precisar algunos indicadores de productos, reflejar la situación en el tiempo del alcance de las metas intermedias, y desglosar las metas parciales que se lograrían con cada una de las tres operaciones de préstamo del BID.

f. Calificación de Eficiencia

2.72 De acuerdo con los criterios definidos en las Guías PCR mayo 2020 (pág. 14-15), la clasificación del criterio de eficiencia para este programa sería de Excelente (E). Se realizó un Análisis Costo-Beneficio ex post (¶2.57) de las inversiones, con TIR resultante mayor a la tasa de descuento aplicada del 12%.

**Tabla 3 – Avance Físico y Financiero**

Producto	Avance Físico				Avance Financiero (USD)		
	Unidad	P	P (a) <sup>a</sup>	A <sup>b</sup>	P	P (a) <sup>a</sup>	A <sup>b</sup>
<b>Componente 1: Electrificación rural por extensión de redes</b>					<b>106,880,573</b>	<b>170,531,663</b>	<b>99,639,110</b>
1.1 Viviendas Conectadas	# Hogares	117,790	147,534	120,521	106,880,573	170,531,663	99,639,110
<b>Componente 2: Normalización del servicio en asentamientos</b>					<b>45,349,789</b>	<b>51,948,312</b>	<b>29,790,000</b>
2.1 Viviendas Normalizadas en Asentamientos (Clientes Nuevos)	# Hogares	39,043	41,850	29,033	10,792,688	18,827,868	9,964,543
2.2 Viviendas Normalizadas en Asentamientos Clientes Existentes)	# Hogares	125,003	74,200	54,974	34,557,101	33,120,444	19,825,457
<b>Componente 3: Expansión en Zonas Aisladas con ER</b>					<b>16,525,000</b>	<b>4,079,227</b>	<b>4,079,227</b>
3.1 Usuarios conectados en proyectos con ER en sistemas aislados	# Hogares	5,820	1,906	1,906	16,500,000	4,079,227	4,079,227
3.2 Estrategia para la atención de las Zonas Aisladas aprobada	# Estrategia	1	1	1	25,000	-	-
<b>Componente 4: Preinversión y estudios para proyectos de generación con ER</b>					<b>19,075,445</b>	<b>11,235,960</b>	<b>11,108,274</b>
4.1 Estrategia de planeamiento y expansión de la generación eléctrica del país actualizada y aprobada	# Estrategia	1	1	1	650,445	726,756	726,756
4.2 Plan maestro de la Cuenca del Río Grande de Matagalpa y Superior del Río Coco, elaborado	# Estudios	1	1	1	3,342,000	3,295,388	3,295,388
4.3 Estudio de prospección y evaluación de potencial eólico y Estudio de Factibilidad para sistema de generación eólica en 6 sitios para interconexión al SIN	# Estudios	1	1	0	1,080,000	2,941,554	936,568
4.4 Estudio de factibilidad para la implementación de generación eléctrica distribuida en Nicaragua, elaborado	# Estudios	1	1	1	80,000	79,900	79,900
4.5 Estudio de Pre-Factibilidad para el Proyecto Geotérmico Volcán Cosiguina, elaborado	# Estudios	1	1	1	3,750,000	3,738,550	3,738,550
4.6 Capacidad/Potencia de energía renovable, estudiada a nivel de factibilidad	MW	358	140	243	10,173,000	453,812	2,331,112
<b>Componente 5: Eficiencia Energética</b>					<b>19,958,000</b>	<b>34,128,690</b>	<b>32,626,773</b>
5.1 Luminarias instaladas para plan de ahorro de alumbrado público	# Luminarias	25,624	97,502	106,179	6,850,000	19,857,789	19,804,549

Producto	Avance Físico				Avance Financiero (USD)		
	Unidad	P	P (a) <sup>a</sup>	A <sup>b</sup>	P	P (a) <sup>a</sup>	A <sup>b</sup>
5.2 Sustitución de bujías incandescentes por lámpara fluorescentes compactas en el sector residencial	# Luminarias	4,000,000	2,110,000	2,140,000	6,400,000	4,662,651	4,662,651
5.3 Sustitución de lámparas fluorescentes magnéticas por electrónicas en el sector gobierno	# Luminarias	50,910	50,000	50,000	2,850,000	954,526	954,526
5.4 Sistemas solares térmicos instalados para proyecto demostrativo	# Sistemas	13	6	3	1,248,000	1,244,500	498,694
5.5 Sistemas instalados para ingeniería y desarrollo de la refrigeración y climatización con energía solar	# Sistemas	75	1163	2,307	750,000	5,602,927	5,145,290
5.6 Sistemas fotovoltaicos instalados para la implementación de sistemas productivos en zonas rurales	# Sistemas	750	100	300	1,500,000	1,453,773	1,209,039
5.7 Procedimiento para la conformidad de normativas de EE, elaborado	# Estudios	1	2	2	50,000	42,024	42,024
5.8 Estudio para el desarrollo de política, programa nacional y anteproyecto de ley de EE, elaborado	# Estudios	1	1	1	209,000	209,000	208,500
5.9 Fortalecida la capacidad en materia de EE en áreas: eléctrica, térmica, aire comprimido y procesos industriales; funcionarios capacitados	# Funcionarios	3	2	2	101,000	101,500	101,500
<b>Componente 6: Refuerzo Sistema de Transmisión en Zonas Rurales</b>					<b>169,264,000</b>	<b>181,409,989</b>	<b>147,844,563</b>
6.1 Líneas de transmisión, construidas	# Km	621	291	301	108,058,000	116,079,989	61,685,483
6.2 Subestaciones ampliadas	MVA	432.5	840	735	59,083,000	63,206,897	84,035,577
6.3 Lote de equipo de mantenimiento y operación, adquirido y en funcionamiento	Lotes	1	1	1	2,123,000	2,123,103	2,123,103
<b>Componente 7: Sostenibilidad Sistemas Aislados ENEL</b>					<b>9,387,830</b>	<b>9,305,416</b>	<b>9,305,379</b>
7.1 Agencias de ENEL conectadas al Sistema de Gestión Comercial	# Agencias	28	13	13	2,519,830	2,610,400	2,610,399,
7.2 Capacidad/Potencia de ER evaluada	kW	3,500	3,800	3,800	770,000	510,616	510,616,
7.3 Comunidades aisladas con estudios de potencial de ER	# Comunidades	20	-	-	400,000	-	-
7.4 Capacidad/Potencia de ER instalada	kW	1,300	2,400	2,400	5,698,000	6,184,400	6,184,364,
<b>TOTAL INVERSION</b>					<b>386,440,637</b>	<b>462,639,257</b>	<b>334,393,332</b>
<b>OTROS COSTOS</b> (Administración y gastos financieros)					37,055,231	61,008,037	51,046,583
<b>TOTAL COSTO</b>					<b>423,495,868</b>	<b>523,647,294</b>	<b>385,439,915</b>

**P = PLANIFICADO; P(A) = PLAN REVISADO; A = REAL**

a/ Información para P(a), proporcionada por el Equipo PNESEER en primer semestre 2019.

b/ Información para A proporcionada por el Equipo PNESEER en Informe Final de Progreso 2019. Se solicita a equipo de SPD ingresar en Convergencia la información actualizada, debido a que el sistema solo registró información de ejecución del primer semestre 2019. Los valores se diferencian con el cuadro 1 porque el presente cuadro es ejecución no financiamiento.

## **D. Sostenibilidad**

### **a. Aspectos generales de sostenibilidad**

- 2.73 Se evaluaron los riesgos que podrían influir en no mantener los resultados logrados y las medidas que se han establecido para minimizar estos riesgos para contribuir a su sostenibilidad. En general no se prevén riesgos de sostenibilidad no mitigados para los indicadores de resultado. La Tabla 4 resume el análisis de estos riesgos y el marco legal y regulatorio que comprende medidas para mitigarlos.

### **b. Salvaguardias ambientales y sociales**

- 2.74 De acuerdo con los criterios definidos en las Guías PCR mayo 2020, la clasificación del cumplimiento de las salvaguardias ambientales y sociales para este programa es Satisfactorio. Se establecieron dispositivos salva pájaros para mitigar la colisión de especímenes de la avifauna con la Línea de Transmisión; lo cual fue una buena práctica del sector de energía en el país. El excelente trabajo de consulta y capacitación comunitaria realizado bajo el Componente de Normalización fue el elemento que garantizó el alcance y la sostenibilidad de los resultados (¶3.8)

### **c. Calificación de Sostenibilidad**

- 2.75 De acuerdo con los criterios definidos en las Guías PCR mayo 2020 (pág. 17), la clasificación del criterio de sostenibilidad para este programa es **Satisfactorio (S)**. No se identifican riesgos no mitigados para la continuación del resultado (técnico, político, financiero, económico, ambiental, social) y el desempeño de las salvaguardias fue satisfactorio.

**Tabla 4 – Análisis de Sostenibilidad**

Resultado Alcanzado	Riesgo	Factor de Probabilidad (Bajo, Medio, Alto)	Probable Impacto (Bajo, Medio, Alto)	Medidas que contribuyen a la sostenibilidad
<b>Objetivo Específico 1:</b> Proporción importante de la población con acceso a un servicio de electricidad confiable	<ul style="list-style-type: none"> <li>Deterioro de las redes y/o de las instalaciones internas.</li> </ul>	Bajo	Alto	<ul style="list-style-type: none"> <li>La responsabilidad por instalaciones de redes de distribución eléctrica corresponde a las distribuidoras.</li> <li>Las instalaciones eléctricas internas domiciliarias son responsabilidad de los usuarios y clientes del servicio. Las campañas educativas sobre su mantenimiento realizadas por las distribuidoras promueven la atención inmediata del usuario al momento de averías.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las pérdidas no técnicas aumentan o dejan de reducirse.</li> </ul>	Bajo	Alto	<ul style="list-style-type: none"> <li>La entrada en vigencia de la Ley 661 para la Distribución y el Uso Responsable del Servicio Público de Energía Eléctrica y su reforma (Antifraude) penalizando el hurto de energía a todos los clientes, consumidores y usuarios del servicio eléctrico.</li> <li>Las empresas distribuidoras y la organización comunitaria siguen jugando un papel fundamental en el control de la seguridad del servicio para beneficio de la comunidad.</li> <li>Continuación del enfoque de priorizar al uso responsable del servicio y a la cultura de pago, base de la sostenibilidad de la normalización del servicio.</li> <li>Las empresas dan continuidad sistemática a la gestión comercial dentro de los asentamientos.</li> <li>El BCIE ha continuado el financiamiento del componente de normalización cubriendo comunidades adicionales.</li> <li>La Ley para la Distribución y el Uso Responsable del Servicio Público de Energía Eléctrica (Ley 661 de 2012) garantiza el adecuado, eficiente y responsable uso y prestación del servicio público de electricidad, respeto a la propiedad de los bienes para su distribución, y procedimientos para detección y sanción de infracciones a conductas que perjudiquen el servicio.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las medidas de Eficiencia Energética son</li> </ul>	Medio	Medio	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las acciones se acompañaron de apoyo técnico para la medición del ahorro energético derivado de las medidas de EE implantadas, para lo cual se desarrolló la</li> </ul>

	abandonadas en el tiempo			<p>base de datos que permite reconocer las lámparas cambiadas e instaladas, fundamental para el cálculo y evaluación del impacto real del componente; y desarrollo de políticas como el anteproyecto de Ley de Eficiencia Energética.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Se desarrolló la Ley 956 “Ley de Eficiencia Energética”, aprobada 2017, la cual crea al MEM como la autoridad competente para las políticas de EE y promueve esfuerzos articulados desde el sistema educativo para un cambio de actitud y hábitos que contribuyan al buen aprovechamiento de la energía eléctrica, la protección del medio ambiente y adaptación al cambio climático.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>El SNT no crece al ritmo requerido por la expansión de la electrificación y aumento de generación con ER y/o no controla sus pérdidas técnicas.</li> </ul>	Bajo	Medio	<ul style="list-style-type: none"> <li>ENATREL tiene un plan de inversión para los próximos cinco años financiado con recursos del BID, BCIE, Gobierno de la India y con recursos propios con lo cual se confirma la continuidad en el desarrollo de las obras.</li> <li>El GNI ha tomado un enfoque integral para reducir las pérdidas, incluyendo inversiones en transmisión (migrando sistemas a niveles de tensión más elevados y reconfiguración de la red para reducir pérdidas en transporte).</li> <li>ENATREL está construyendo la interconexión del lugar de mayor concentración de demanda del Litoral Atlántico desde el último punto de la red de transmisión actualmente existente en Siuna, hacia Puerto Cabezas. Esta conexión evitará mantener la actual generación térmica costosa aislada, a cambio de generación traída en el SNT.</li> <li>La Ley Creadora de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica, ENATREL (Ley 583 de 2012) con carácter estatal y de interés social, le otorga autonomía técnica y administrativa, patrimonio propio.</li> <li>De acuerdo con la ley, los ingresos de ENATREL dependen del volumen de energía transportada en el SNT. Estos ingresos permiten operar y mantener la red y realizar inversiones para reforzar el SNT.</li> <li>ENATREL cuenta con solidez técnica y de gestión competente para dar sostenibilidad a las inversiones.</li> </ul>
<b>Objetivo Específico 2:</b> Matriz energética modificada	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sostenibilidad sistemas aislados en el largo plazo</li> </ul>	Medio	Medio	<ul style="list-style-type: none"> <li>La experiencia de integración fotovoltaica en Corn Island está sirviendo de modelo al GNI para financiar obras de transmisión y de micro redes en el Litoral Atlántico que buscan reducir las pérdidas eléctricas y</li> </ul>

				<p>umentar el uso de ER en mayor escala. Este proyecto incluyó capacitaciones para uso y mantenimiento de los equipos instalados, con guías en las lenguas locales para asegurar la sostenibilidad de los sistemas en el largo plazo.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La Ley para la Promoción de Generación Eléctrica con Fuentes Renovables (Ley 532 de 2012) establece incentivos fiscales, económicos y financieros que contribuyen al desarrollo de ER en nuevos proyectos de generación o ampliación de capacidad instalada.</li> <li>• La Ley 746 de 2011 transforma a Enel en empresa estatal con autonomía técnica, administrativa y financiera, encargada de desarrollar de forma prioritaria la investigación del uso de fuentes de recursos renovables para la producción de energía eléctrica.</li> </ul>
--	--	--	--	---

### III. CRITERIOS NO CENTRALES

#### A. Desempeño del Banco

- 3.1 Calidad al inicio. El Banco asumió un rol de liderazgo en la identificación y preparación del PNESER, en la determinación de los requerimientos de inversión y gestión de sus recursos y de los potenciales cofinanciadores del programa, lo cual permitió que el programa se materializara. En esta etapa el BID determinó sus limitantes para cubrir la demanda financiera total de un programa de esta envergadura, requiriendo la gestión de recursos provenientes de fuentes internacionales adicionales, mientras mantenía la concesionalidad que el país debía cumplir ante acuerdos sus macroeconómicos. El liderazgo del Banco sirvió para sumar recursos de otros organismos financiadores y su acompañamiento durante la ejecución brindó confiabilidad en el programa al asegurar la sostenibilidad de las inversiones desde una perspectiva social, ambiental, técnica y financiera, asumiendo el Banco el costo administrativo y fiduciario que este liderazgo implicaba. La calidad del programa al inicio no presentó ninguna deficiencia.
- 3.2 Supervisión. El acompañamiento del BID en la ejecución del programa constituyó un aporte significativo de su capacidad financiera institucional, técnica y humana. La disponibilidad de financiamiento en tres aprobaciones anuales permitió alcanzar resultados importantes en un periodo corto de tiempo, intensificando el impacto del programa. El seguimiento continuo en aspectos técnicos, administrativos y de sostenibilidad ambiental, social y financiera fue un factor determinante para superar los retos de forma efectiva, evaluar y hacer los cambios necesarios para agilizar la ejecución de los proyectos y poder lograr las metas propuestas. Esto se evidenció en la apertura del Banco en realizar las modificaciones administrativas y legales necesarias para reconfigurar la estructura de ejecución del PNESER (¶2.69) para agilizar su implementación.
- 3.3 Durante el diseño y la ejecución del PNESER, el Banco desarrolló con el GNI una agenda de trabajo en el sector que generó reformas esenciales, preparando condiciones para realizar inversiones estratégicas y para fortalecer su sostenibilidad. El Banco financió la serie programática para fortalecer el sector energético y desarrollar proyectos de mejora de

la infraestructura de transmisión y distribución, y para diversificar la matriz de generación. Este programa de reformas fue acompañado con operaciones de inversión en transmisión en exploración geotérmica y Cooperaciones Técnicas de apoyo que complementan los esfuerzos realizados bajo el PNER.

- 3.4 El desempeño del Banco se califica como **Excelente** en las dimensiones de Calidad al Inicio y Calidad en la Supervisión.

## **B. Desempeño del Prestatario**

- 3.5 Compromiso. El PNER fue un programa prioritario de la Nación y por lo tanto, contó con el compromiso y apoyo de todas las instituciones, gobiernos locales y comunidades para alcanzar sus objetivos de desarrollo. Se logró articular a diferentes instituciones para la planificación y ejecución de los proyectos de electrificación. Esto permitió agilizar gestiones y coordinar la planificación de desarrollo de infraestructura con diferentes instituciones para incrementar el impacto del programa. El prestatario mostró su compromiso con el PNER, al incrementar el monto de la contrapartida en diferentes momentos de ajustes presupuestales del programa.
- 3.6 Implementación. El PNER sufrió retrasos en sus etapas iniciales debido a dificultades en la formación de la unidad ejecutora, de coordinación operativa, y de capacidad técnica. Inicialmente la estructura de ejecución se creó con el MEM actuando como Unidad Ejecutora (de los Componentes 1-5 y coordinadora de todo el PNER ante los organismos financiadores. El GNI determinó que esa estructura de ejecución no era funcional, principalmente debido a: (i) que las instituciones involucradas trabajaban de forma individual, en ejecución y planificación, (ii) falta de coordinación con las distribuidoras que ejecutarían la electrificación rural por extensión de redes y normalización. El GNI tomó la decisión de unir el programa operativamente para resolver la situación y se designó a ENATREL como rector del PNER, con la participación operativa del MEM, ENATREL y ENEL. Se estableció una unidad específica para las adquisiciones del PNER. Esta estructura alineó operativamente a ENATREL, ENEL y el MEN, y agilizó la implementación del programa y desarrollo de los proyectos (¶2.69) y se avanzó en la implementación de los componentes del PNER de acuerdo con lo establecido en el Plan de Implementación y Administración. La Unidad bajo ENATREL mostró su fuerte capacidad institucional en los aspectos técnicos, ambientales y sociales
- 3.7 Las adquisiciones y contrataciones en el PNER se rigieron por lo estipulado en el Reglamento Operativo del programa, las políticas de adquisiciones del BID y del Estado nicaragüense. La Unidad Ejecutora del PNER bajo ENATREL se fue fortalecido, permitiendo dinamizar los procesos de licitación y la ejecución de los contratos.
- 3.8 Consultas. Los proyectos de electrificación y de normalización (¶2.33) fueron apoyados por los actores participantes a través de las alcaldías y las comunidades y sus líderes, trabajando en estrecha coordinación con el PNER. Los Convenios Marco del PNER con las distribuidoras establecen los procesos que la distribuidora debe desarrollar para garantizar la calidad del servicio, involucrando a la comunidad mediante un proceso de gestión social, capacitando a líderes comunitarios para promover la cultura de pago, el uso eficiente y responsable del servicio, distribución de facturas, acciones de cobranza y apoyo a los miembros de la comunidad en atención de los reclamos y normalización del suministro.
- 3.9 Coordinación. La Unidad Ejecutora mantuvo reuniones periódicas frecuentes de coordinación con los contratistas de obras, para conocer los problemas que enfrentaban los contratistas en sus gestiones con las alcaldías, distribuidoras y unidades operativas de

PNESER, permitiendo intervenir para dinamizar dichas gestiones y el logro de resultados esperados en los tiempos previstos. También coordinó con diferentes organismos financieros durante la ejecución de componentes financiados por distintos cofinanciadores, considerando políticas de adquisiciones de cada organismo y presentando reportes con requerimientos de cada organismo de financiamiento.

- 3.10 Monitoreo y evaluación. El PNER realizó un adecuado seguimiento del avance y consecución de los productos y objetivos establecidos para los diferentes componentes del programa, de acuerdo con los indicadores parciales y totales del avance físico y financiero programado y los resultados esperados. La Unidad Ejecutora identificó y analizó en forma periódica los desvíos de lo planificado y realizó los ajustes necesarios a la programación de actividades. Ante la subida de costos de materiales y mano de obra resultante de las demoras iniciales y el inminente riesgo de no lograr los resultados previstos, llevó al ejecutor a gestionar en forma efectiva, fondos adicionales para cubrir los requerimientos presupuestarios necesarios para la ejecución.
- 3.11 Transición. La implementación del PNER ha permitido construir un marco de trabajo y coordinación eficiente, tanto a nivel de las entidades de gobierno a cargo de la ejecución, como a nivel de los organismos financiadores. Ha mostrado la importancia de apoyar al sector en un marco integral que cubre aspectos de infraestructura de generación, transmisión y distribución, así como herramientas normativas y de desarrollo del sector eléctrico que permiten alcanzar resultados de impacto para el sector. Dicho marco beneficia la ejecución del programa aún en curso por otros financiadores y ha sentado las bases para la preparación y operación regular de las actividades apoyadas por el programa en el futuro.
- 3.12 El Prestatario aseguró la calidad de la preparación e implementación del proyecto, superó con éxito las deficiencias moderadas enfrentadas al inicio y cumplió con los convenios y acuerdos hacia el logro de resultados de desarrollo. Considerando el alto nivel de complejidad administrativo, financiero, legal y operativo del PNER, el desempeño del Prestatario se califica como **Satisfactorio**.

#### IV. Hallazgos y Recomendaciones

Hallazgos	Recomendaciones
<b>Dimensión 1: Técnica sectorial</b>	
1. Uno de los factores más importantes que permitió el aumento significativo de la cobertura eléctrica en un periodo corto tiempo fue el enfoque financiero con que se desarrollaron los proyectos de electrificación. El programa se dirigió a realizar o incentivar las inversiones que por no presentar una rentabilidad inmediata, no serían emprendidas por los actores privados sin un subsidio, incentivo o apoyo de los recursos públicos. Anteriormente, los proyectos de electrificación se desarrollaban con un enfoque de factibilidad financiera, dejando por fuera las poblaciones de zonas rurales y las más pobres.	<p>Usar los instrumentos de subsidio a la inversión disponibles como mecanismo de corrección de las fallas de mercado que impiden que un inversionista privado implemente soluciones de electrificación que no le son rentables. Con criterios de urgencia y de impacto social se abre el potencial de beneficiar a una porción importante de la población sin acceso a energía eléctrica, así como a los más vulnerables, contando con la colaboración de las distribuidoras privadas, cuya rentabilidad se asegura con el subsidio.</p> <p>Con base en un estudio técnico y socioeconómico que permita determinar el monto del incentivo proyectado y su impacto en la rentabilidad de las empresas distribuidoras, establecer mecanismos de incentivos financieros a las distribuidoras privadas de energía para que estas realicen inversiones en redes como parte de sus planes de inversión para llevar la energía eléctrica a la población que</p>

Hallazgos	Recomendaciones
	<p>por su nivel de ingresos no puede pagar, en parte o en su totalidad, por el servicio eléctrico.</p>
<p>2. Un aspecto esencial para la sostenibilidad de los proyectos de normalización fue la promotoría social que acompaña a los usuarios antes, durante y después de la ejecución de los proyectos con el enfoque de concientizarlos en el hábito de pago y uso razonable de la energía. Este enfoque probó ser una condición necesaria para la viabilidad financiera de la inversión y más efectivo que el aplicado anteriormente que se enfocaba en la parte comercial: de captación de clientes y hacer que estos pagaran.</p>	<p>Implementar modelos de sensibilización y organización comunitaria a los usuarios del servicio que pertenecen a segmentos de población de escasos recursos, a fin de promover en ellos un uso eficiente y responsable de la energía, previniendo y/o reduciendo las pérdidas no técnicas por mal uso o sustracción de energía. De esta manera se garantizará la sostenibilidad de la inversión y su recuperación por parte de la distribuidora.</p> <p>Aplicar el nuevo enfoque dado por ENATREL, orientado a la sensibilización tanto del usuario para que pague la factura y haga uso racional del servicio, como de la distribuidora para acercarse a las comunidades.</p>
<p>3. La promotoría social promovió el liderazgo y el uso responsable de la energía por medio de talleres a líderes comunitarios, quienes son apoyo esencial en el proceso de sensibilización. Los líderes comunitarios tuvieron un rol importante en el levantamiento de datos de los sitios y para conocer las necesidades de la población.</p>	<p>Promover el liderazgo comunitario local en la gestión social, ya que estos conocen de cerca las necesidades de la población, permitiendo formular e implementar soluciones accesibles para que los usuarios estén al día con las facturas</p>
<p>4. El desarrollo de los proyectos de electrificación rural detonó un desarrollo de la industria nacional para la provisión de servicios de diseño, instalación, operación y mantenimiento de redes de distribución. Se capacitaron y especializaron profesionales nicaragüenses y se crearon y fortalecieron las empresas nacionales.</p>	<p>En la ejecución de programas nacionales de desarrollo de infraestructura es muy importante analizar el plan de adquisiciones. Si bien es cierto adquisiciones consolidadas de grandes bloques de obras no complejas, como las de distribución, facilitan la administración de contrato y del equipo fiduciario, el separar las adquisiciones para fomentar la participación de la Industria nacional, tomando en cuenta la capacidad financiera de las mismas.</p>
<p>5. El desarrollo de la industria nacional para la construcción, instalación, operación y mantenimiento de obras de distribución y transmisión en el sector contribuyó a fortalecer la resiliencia climática al contar con personal y la industria preparada para una rápida respuesta a la atención de eventos climáticos extremos. Esto fue demostrado durante el cruce de los fenómenos naturales ETA e IOTA en el territorio nacional en noviembre 2020.</p>	<p>Al igual que la recomendación anterior es necesario fomentar el desarrollo de la industria nacional para el desarrollo de la cadena de la industria eléctrica, incluyendo la elaboración de planes emergencia para la atención de desastres.</p>

Hallazgos	Recomendaciones
6. La normalización de asentamientos aseguró resultados eficientes al priorizar barrios con el 100% de usuarios ilegales, barrios con usuarios mixtos (legales e ilegales) y barrios desprotegidos con usuarios 100% legalizados.	<p>Priorizar la intervención de normalización en comunidades con la problemática de conexiones irregulares más generalizada para lograr una mejor respuesta.</p> <p>Considerar la normalización del servicio en los planes de ordenamiento territorial del país.</p>
7. Durante el diseño inicial se contó con información de proyectos piloto de normalización ya ejecutados. Esta experiencia suministró una guía valiosa para proceder con mayor certeza en el esquema de gestión social y mecanismo de entrega de recursos.	<p>Promover la realización y evaluación de pruebas piloto de esquemas innovadores en comunidades beneficiarias típicas para que puedan ser luego replicados a gran escala.</p>
8. Las soluciones aisladas con base en ER en zonas remotas muy distantes de la red mostraron su viabilidad financiera y económica, cuando aseguran esquemas de sostenibilidad.	<p>Los sistemas aislados son opciones que deben ser seriamente consideradas como complemento a programas de extensión de red, incorporando en su diseño los esquemas de sostenibilidad.</p> <p>Hacer uso de proyectos piloto para evaluar la eficiencia y eficacia de la implementación de nuevas tecnologías para electrificación mediante energías renovables y EE.</p>
9. El PNESEER fue un vehículo de gran escala para demostrar el éxito financiero de los proyectos de recuperación de pérdidas no técnicas para las distribuidoras.	<p>Incorporar activamente a las distribuidoras para que lleven a cabo sus propios programas de normalización para reducción de pérdidas para aprovechar el gran atractivo financiero de estos programas.</p>
10. Con el fin de mitigar impactos indirectos de las Líneas de Transmisión (LT) en sitios de cruce con la ruta de aves migratorias desde Norteamérica, se establecieron dispositivos salva-pájaros para mitigar la colisión de especímenes de la avifauna.. Esto constituyó una buena práctica, divulgada al personal técnico del Ministerio de Ambiental y Recursos Naturales. Se hizo el monitoreo de la efectividad de los dispositivos salva-pájaros.	<p>Continuar utilizando dispositivos salva-pájaros en programas que contemplen LT, ya que han mostrado ser una buena práctica. Es importante que tales dispositivos sean monitoreados para determinar su efectividad en los lugares instalados y hacer los ajustes correspondientes en términos de densidad y ubicación en las LT.</p>
11. Aunque los planes de compensación por restricción y afectación en la servidumbre de la LT se implementaron satisfactoriamente, su contenido todavía no está estandarizado en todos los proyectos.	<p>Estandarizar los planes de compensación por restricción y afectación en la servidumbre de la LT para todos los proyectos.</p>
<b>Dimensión 2: Organizativa y Gerencial</b>	
12. La participación y el liderazgo del Banco fue clave para el apalancamiento de recursos de otros organismos financieros y lograr el cofinanciamiento del Programa, al permitir mantener los niveles de concesionalidad requeridos por el GNI. La experiencia previa en el financiamiento de operaciones como el Programa de Apoyo al Sector Eléctrico (NI-L1022) con cooperantes como BCIE y BEI contribuyó significativamente a generar credibilidad en el rol del Banco como coordinador de programas de inversión. El Banco coordinó con los otros organismos la ejecución del programa, lideró la coordinación técnica de todos los componentes del programa, inclusive una vez concluido el financiamiento del Banco. Con ello el Banco aportó con su conocimiento técnico, ambiental y del país, asumiendo el costo administrativo y fiduciario. Este poder de convocatoria benefició al país al contar con financiamiento concesional de importante escala.	<p>Al tratarse de proyectos de gran envergadura y donde el Banco no puede financiar la totalidad del proyecto, es importante que desde las etapas iniciales del diseño se identifique el apalancamiento de recursos de otros donantes y/o financiadores, así como la distribución de la carga administrativa y fiduciaria con dichos entes.</p>

Hallazgos	Recomendaciones
<p>13. Al final del segundo año se determinó que la estructura ejecutora inicial no era apropiada para las metas establecidas. El GNI decidió, con el visto bueno del Banco, realinear operativamente a las entidades ejecutoras reasignando los componentes considerando la fortaleza y experiencia operativa de las entidades y brindar capacitación al personal, lo cual agilizó la implementación del programa y desarrollo de los proyectos de acuerdo con lo establecido en el Plan de Implementación y Administración.</p>	<p>Brindar flexibilidad tanto de parte del ejecutor como del Banco, para ajustar el esquema de ejecución establecido, puede ser la clave para abrir el camino hacia una ejecución fluida.</p> <p>Capacitar a las Unidades Ejecutoras de proyectos en herramientas de Dirección de Proyectos, análisis y modelado de datos, y sistemas de información, que permitan ser más eficientes y ágiles en la presentación y seguimiento de información para la gestión, avances y resultados de los proyectos.</p>
<p>14. El esquema de cofinanciamiento con varias entidades financieras con diferentes esquemas de supervisión y monitoreo de programas de inversión, y la participación de diferentes entidades del Estado, presenta complejidades administrativas e informáticas para la administración del programa.</p>	<p>Unificar criterios para contar con mecanismos de reporte y seguimiento de avances físico-financieros estándar a todas las instituciones que participan en el programa, y el uso de un único sistema de información que abarque las diferentes dimensiones y que sea un único documento en el que se detallen los aspectos de la ejecución.</p>
<p><b>Dimensión 3: Procesos públicos y actores</b></p>	
<p>15. La coordinación interinstitucional y comunicación y la colaboración de las estructuras comunitarias en la fase de estudios y planificación de los proyectos fue fundamental para identificar prioridades en el desarrollo de los diferentes sectores. Como ejemplo están las acciones realizadas con el Ministerio de Educación (MINED), Ministerio de Salud (MINSA) y el Instituto Nacional Forestal (INAFOR) para relacionar los proyectos del PNER con la construcción de escuelas, centros de salud e infraestructuras para el desarrollo productivo.</p>	<p>Establecer desde el diseño y mantener durante la ejecución, esquemas de colaboración interinstitucional en programas de intervención multidimensional.</p>
<p>16. La magnitud del PNER requirió del GNI una coordinación interinstitucional fluida, que con el decisivo apoyo del Banco y la gestión de recursos de diversos organismos financiadores, logró formular y estructurar una respuesta integral a los mayores problemas del sector.</p>	<p>Ante programas de gran escala, asegurar el compromiso y la coordinación efectiva entre las instituciones financieras involucradas para alinear visiones y esfuerzos de diversos actores para incidir de forma significativa en el logro de los objetivos de gran escala.</p>
<p>17. El PNER fue programa prioritario de la Nación, y contó con el apoyo de todas las instituciones, gobiernos locales y comunidades. Se logró articular a diferentes instituciones para la planificación y ejecución de los proyectos. Esto permitió agilizar gestiones para incrementar el impacto del programa.</p>	<p>En el marco de programas de gran envergadura como el PNER, es importante enfatizar, durante el diseño y el diálogo con las autoridades nacionales, la importancia que tales programas cuenten con un respaldo político de mediano plazo a fin de asegurar el logro de sus objetivos.</p>
<p><b>Dimensión 4: Fiduciaria</b></p>	
<p>18. En el marco de PNER se llevaron a cabo múltiples procesos de adquisición que permitieron fortalecer la capacidad del ejecutor en las adquisiciones financiadas por el BID pero también con los otros organismos financieros. Se implementaron varios procesos logrando reducir los tiempos en la preparación de documentos de licitación, licitación y evaluación de ofertas. De igual forma en la administración de contratos</p>	<p>Contar con un equipo de adquisiciones que adopte buenas prácticas de gestión por resultados y administración de contratos, a pesar de las complejidades que se originaron por los diferentes requisitos de los varios cofinanciadores</p>