

Programa de Electrificación Rural (BO-L1050/2460 BL-BO)

Informe de Terminación de Proyecto (PCR)

Equipo de Proyecto Original: Gastón Astesiano (INE/ENE) y Emilio Sawada (ENE/CPR), Jefes de Equipo; Arturo Alarcón (INE/ENE); Malaika Culverwell (ENE/CBO); Alejandro Melandri y Alberto Levy (INE/ENE); Roberto Laguado y Abel Cuba Valdivia (PDP/CBO); Hyun Jung Lee; Jimena Sanchez (CAN/CBO); (LEG/SGO) bajo la supervisión de Leandro Alves, Jefe de la División de Energía (INE/ENE) y Baudouin Duquesne (CAN/COB).

Equipo PCR: Sergio Ballon (INE/CBO); Arturo Alarcon (ENE/CBR); Wilkferg Vanegas, Stephanie Suber y Cecilia Seminario (INE/ENE); Adriana Inchauste (CAN/CBO); Javier Jimenez (LEG/SGO); y Oscar Camé (VPS/ESG).

Indice

| | | |
|------|--|----|
| I. | INFORMACIÓN BÁSICA DEL PROYECTO | 1 |
| II. | INTRODUCCIÓN | 2 |
| III. | CRITERIOS CENTRALES. RENDIMIENTO DEL PROGRAMA | 3 |
| | A. Relevancia..... | 3 |
| | 1. Alineación con las necesidades de desarrollo del país | 3 |
| | 2. Alineación estratégica | 5 |
| | 3. Relevancia del diseño | 6 |
| | B. Eficacia..... | 13 |
| | 1. Declaración de objetivos de desarrollo del programa | 13 |
| | 2. Resultados logrados..... | 13 |
| | 3. Análisis contrafactual..... | 20 |
| | 4. Resultados imprevistos..... | 23 |
| | C. Eficiencia | 23 |
| | 1. Análisis Económico | 24 |
| | D. Sostenibilidad | 30 |
| | 1. Aspectos generales de sostenibilidad..... | 30 |
| | E. Calificación General..... | 32 |
| IV. | CRITERIOS NO CENTRALES | 32 |
| | A. Desempeño del Banco..... | 32 |
| | B. Desempeño del OE..... | 33 |
| V. | CONCLUSIONES Y LECCIONES APRENDIDAS..... | 33 |
| VI. | HALLAZGOS Y RECOMENDACIONES..... | 35 |
| | A. Dimensiones 1 a 5 | 35 |

Enlaces Electrónicos Requeridos

1. [Resumen de la Matriz de Efectividad del Desarrollo \(DEM\)](#)
2. [Versión final del Informe de terminación del progreso \(PMR\)](#)
3. [Lista de verificación PCR](#)

Enlaces Electrónicos Opcionales

1. Actas del Taller de Cierre del proyecto ([I](#)); ([II](#)); ([III](#)) y ([IV](#))

Acrónimos y Abreviaturas

| | |
|-------|--|
| AE | Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad |
| ANH | Agencia Nacional de Hidrocarburos |
| BID | Banco Interamericano de Desarrollo |
| CNDC | Comité Nacional de Despacho de Carga |
| CPE | Constitución Política del Estado |
| DERG | Dirección de Electrificación Rural de la Gobernación |
| DS | Decreto Supremo |
| EIA | Estudios de Impacto Ambiental |
| ENDE | Empresa Nacional de Electricidad |
| ER | Electrificación Rural |
| FOE | Fondo para Operaciones Especiales |
| GdeB | Gobierno de Bolivia |
| GIZ | Organismo Internacional de Ayuda Alemana |
| IGAS | Informe de Gestión Ambiental y Social |
| INE | Instituto Nacional de Estadística |
| ITP | Informe de Terminación de Proyecto |
| Km | Kilómetro |
| KV | Kilovoltio |
| KWh | Kilovatios-hora |
| MEH | Ministerio de Energía e Hidrocarburos |
| O&M | Operación y Mantenimiento |
| OE | Organismo Ejecutor |
| OMA | Contrato de Operación y Mantenimiento |
| PER | Programa de Electrificación Rural |
| PEVD | Programa de Electricidad para Vivir con Dignidad |
| PMR | Progress Monitoring Report, Reporte de Monitoreo de Progreso |
| POA | Plan Operativo Anual |
| ROP | Reglamento Operativo del Proyecto |
| SA | SA |
| SIN | Sistema Interconectado Nacional |
| STI | Sistema Troncal de Interconexión |
| TIRS | Tasa Interna de Retorno Socioeconómica |
| UE | Unidad Ejecutora |
| VMEEA | Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas |

I. INFORMACIÓN BÁSICA DEL PROYECTO

| Número (s) de proyecto: Título: Instrumento de préstamo: País: Prestatario: Préstamo (s): Sector/Subsector: | BO-L1050 Programa de Electrificación Rural Estado Plurinacional de Bolivia Estado Plurinacional de Bolivia 2460/BL-BO Energía / Extensión de redes de distribución y transmisión, pre-inversión y apoyo al Programa de Electricidad para Vivir con Dignidad (PEVD) del Gobierno de Bolivia | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|---|---------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---|------|---------------|-------|---|------|---------------|------|---|------|---------------|-------|---|------|---------------|-------|---|------|---------------|------|---|------|----------|------|---|------|----------|------|---|------|---------------|-------|---|------|---------------|------|----|------|---------------|-------|--|
| Fecha de Aprobación por el Directorio: Fecha de Efectividad del Contrato de Préstamo: Fecha de Elegibilidad para el Primer Desembolso: | 17 de noviembre de 2010 9 de mayo de 2011 9 de noviembre de 2011 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <u>Monto (s) del préstamo</u> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cantidad Original: Cantidad Actual: Pari Passu: Costo total del Proyecto: | US\$ 60,000,000 US\$ 56.842.888.94 US\$200,000.00 US\$ 56.842.888.94 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <u>Meses en ejecución</u> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| De Aprobación: De la Efectividad del Contrato: | 76 meses 70 meses | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <u>Periodos de desembolsos</u> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Fecha Original de Desembolso Final: Fecha Actual de Desembolso Final: Extensión Acumulativa (meses): Extensiones Especiales (meses): <u>Desembolsos</u> | 9 de mayo de 2016 31 de marzo de 2017 10 meses | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <u>Redireccionamiento.</u> No Fondos recibidos de otro proyecto: [No] Fondos enviados a otro proyecto: [No] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Calificaciones del desempeño del proyecto en los PMR | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 5%;">No.</th> <th style="width: 15%;">PMR Fecha</th> <th style="width: 40%;">Calificación</th> <th style="width: 40%;">Desembolsos reales (millones de US\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td style="text-align: center;">1</td><td style="text-align: center;">2017</td><td style="text-align: center;">SATISFACTORIO</td><td style="text-align: center;">-0.36</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">2</td><td style="text-align: center;">2016</td><td style="text-align: center;">SATISFACTORIO</td><td style="text-align: center;">6.48</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">3</td><td style="text-align: center;">2015</td><td style="text-align: center;">SATISFACTORIO</td><td style="text-align: center;">18.68</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">4</td><td style="text-align: center;">2014</td><td style="text-align: center;">SATISFACTORIO</td><td style="text-align: center;">24.01</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">5</td><td style="text-align: center;">2013</td><td style="text-align: center;">SATISFACTORIO</td><td style="text-align: center;">3.25</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">6</td><td style="text-align: center;">2012</td><td style="text-align: center;">PROBLEMA</td><td style="text-align: center;">0.00</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">7</td><td style="text-align: center;">2011</td><td style="text-align: center;">PROBLEMA</td><td style="text-align: center;">4.78</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">8</td><td style="text-align: center;">2017</td><td style="text-align: center;">SATISFACTORIO</td><td style="text-align: center;">-0.36</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">9</td><td style="text-align: center;">2016</td><td style="text-align: center;">SATISFACTORIO</td><td style="text-align: center;">6.48</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">10</td><td style="text-align: center;">2015</td><td style="text-align: center;">SATISFACTORIO</td><td style="text-align: center;">18.68</td></tr> </tbody> </table> | No. | PMR Fecha | Calificación | Desembolsos reales (millones de US\$) | 1 | 2017 | SATISFACTORIO | -0.36 | 2 | 2016 | SATISFACTORIO | 6.48 | 3 | 2015 | SATISFACTORIO | 18.68 | 4 | 2014 | SATISFACTORIO | 24.01 | 5 | 2013 | SATISFACTORIO | 3.25 | 6 | 2012 | PROBLEMA | 0.00 | 7 | 2011 | PROBLEMA | 4.78 | 8 | 2017 | SATISFACTORIO | -0.36 | 9 | 2016 | SATISFACTORIO | 6.48 | 10 | 2015 | SATISFACTORIO | 18.68 | |
| No. | PMR Fecha | Calificación | Desembolsos reales (millones de US\$) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2017 | SATISFACTORIO | -0.36 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | 2016 | SATISFACTORIO | 6.48 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | 2015 | SATISFACTORIO | 18.68 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | 2014 | SATISFACTORIO | 24.01 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | 2013 | SATISFACTORIO | 3.25 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | 2012 | PROBLEMA | 0.00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 7 | 2011 | PROBLEMA | 4.78 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 8 | 2017 | SATISFACTORIO | -0.36 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 9 | 2016 | SATISFACTORIO | 6.48 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 10 | 2015 | SATISFACTORIO | 18.68 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Clasificación de Efectividad de Desarrollo: Satisfactorio

Personal del Banco

| Posiciones | en PCR | En la aprobación |
|-----------------------------|--------------------|-------------------------|
| Vicepresidente VPS | Santiago Levy | Santiago Levy |
| Vicepresidente VPC | Alexandre Rosa | ROBERTO VELLUTINI |
| Gerente de país | Rafael de la Cruz | ¿? |
| Gerente Sectorial | Agustin Aguerre | Alexandre Rosa |
| Jefe de División | Ariel Yépez | Leandro Alves |
| Representante de país | Alejandro Melandri | Baudoin Duquesne |
| Jefe de equipo del proyecto | Sergio Ballón | Emilio Sawada |
| Jefe de equipo del PCR | Sergio Ballón | Arturo Alarcón |

Declaración de los Objetivos de Desarrollo del Programa:

Contribuir a mejorar la calidad de vida de la población de bajos ingresos que no tiene acceso o tiene acceso limitado a electricidad mediante la ampliación y mejora de la cobertura del servicio eléctrico. Los objetivos específicos fueron: (i) incrementar la cobertura de electrificación rural mediante el financiamiento de proyectos de extensión de redes; (ii) incrementar la capacidad de distribución eléctrica de sistemas rurales mediante el financiamiento de proyectos de reconversión de sistemas de media tensión monofásicos a sistemas trifásicos; (iii) mejorar la conexión de sistemas interconectados e integrar Sistemas Aislados (SA) al SIN, mediante el financiamiento de proyectos de transmisión en media y alta tensión; y (iv) apoyar al Gobierno de Bolivia (GdB) para implementar y garantizar la sostenibilidad del PEVD mediante asistencia técnica y apoyo para el VMEEA financiando actividades para identificar, actualizar, analizar, evaluar, estructurar y ejecutar proyectos de Electrificación Rural (ER).

II. INTRODUCCIÓN

El 19 de enero de 2011, el Gobierno del Estado Plurinacional de Bolivia suscribió con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) el contrato de préstamo N°2460/BL-BO por un monto de US\$ 60 millones, para financiar el Programa de Electrificación Rural (en adelante “el Programa”). El objetivo general del Programa fue contribuir a mejorar la calidad de vida de la población de bajos ingresos que no tenía acceso o tenía acceso limitado a electricidad mediante la ampliación y mejora de la cobertura del servicio eléctrico. El programa financió tres componentes: (i) Extensión de Redes de Distribución; (ii) Extensión de Redes de Transmisión.; y (iii) Pre-inversión y Apoyo al Programa Electricidad para Vivir con Dignidad (PEVD). Los Componente I y III fueron ejecutados por el VMEEA, y el Componente II por ENDE.

El Programa formó parte del [Plan Nacional de Desarrollo de Bolivia \(PND\) 2006-2011](#), el cual planteaba incrementar y garantizar el suministro eléctrico, acceso universal y equidad social para lograr la universalización del servicio de electricidad. Entre las bases de PND se incluían: (i) desarrollar la infraestructura de generación y transmisión para cubrir la demanda de electricidad; y (ii) desarrollar fuentes de energías renovables que garanticen la independencia energética.

En el 2008, el gobierno decidió fortalecer la presencia del Estado en el sector eléctrico, especialmente a través de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), que fue declarada empresa pública estratégica y corporativa (DS No. 29644/2008). Asimismo, el GdB impulsaba el

Programa de Electrificación para Vivir con Dignidad (PEVD), creado en el año 2008, con el objetivo de proveer de energía eléctrica a toda la población para el 2025, con una inversión total estimada, en ese momento, en US\$ 1.388 millones.

En 2010, se estimaba que el país tenía una población de 10,4 millones de habitantes, de los cuales 34% habitaban en áreas rurales. En las zonas rurales los niveles de pobreza alcanzaban aproximadamente un 63% y la pobreza extrema el 43%, y el acceso y provisión de servicios básicos escaso, que, en el caso del servicio de energía eléctrica, se estimaba en 49%.

Mediante el Programa, la construcción de 4.200 km de redes de distribución y 238 km de alta tensión permitió el acceso a electricidad a más de 13.919 familias en Bolivia (al cierre de 2017), y mitigó el uso de otras fuentes de energéticos. Asimismo, la instalación de la planta solar fotovoltaica del Espino (en la comunidad del mismo nombre), a través de 240 paneles solares que aportan 60 kWp de potencia, un banco de baterías de 10.600 Ah, y de un generador diésel de 64 kW de potencia, brindará acceso a electricidad a partir de fuentes renovables a las 128 viviendas de la comunidad.

Es dado a estos resultados que a través de este Programa se ha incrementado la cobertura del servicio eléctrico en el área rural en 1.96%. De la misma manera, a través del componente de fortalecimiento institucional, el programa apoyó al GdB a la elaboración de manuales y herramientas que permitirán el desarrollo de nuevos proyectos de electrificación, apoyando a su planificación e implementación.

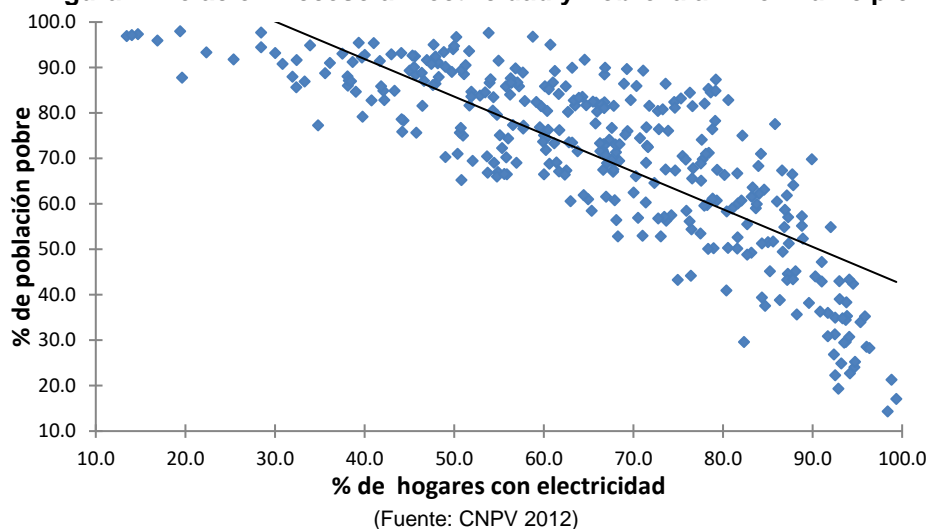
III. CRITERIOS CENTRALES. RENDIMIENTO DEL PROGRAMA

A. Relevancia

1. Alineación con las necesidades de desarrollo del país

Relevancia de la operación durante el diseño. En 2010, de acuerdo a las proyecciones del Instituto Nacional de Estadística (INE), Bolivia tenía una población de 10,4 millones de habitantes, con 3,5 millones en el área rural (34%). La población rural contaba con elevados niveles de pobreza, escaso acceso y provisión de servicios básicos. La cobertura del servicio eléctrico en el área rural se estimaba en 49%, lo que significaba que aproximadamente 500.000 hogares no contaban con acceso a la electricidad. En 2010, los niveles de pobreza alcanzaban aproximadamente un 63% en las zonas rurales y la pobreza extrema el 43%. El Censo Nacional del año 2012 (CNPV 2012) muestra una fuerte correlación entre los niveles de pobreza y el acceso a la electricidad (Figura 1).

Figura 1. Relación Acceso a Electricidad y Pobreza a Nivel Municipio



Los determinantes principales para la baja cobertura de ER en Bolivia. En 2010, se identificaron como las principales barreras para lograr el acceso universal a la electricidad las siguientes: (i) la baja densidad y alta dispersión de las poblaciones rurales, y su distancia a la red eléctrica (que encarecen el costo de inversión por beneficiario y los costos de operación y mantenimiento, a medida que incrementa el nivel de cobertura¹); y (ii) el bajo consumo de electricidad en áreas rurales (principalmente de iluminación y comunicación) que limita los ingresos por tarifa². Otros factores que limitan la expansión de ER son: (i) la limitada extensión del sistema de transmisión y subtransmisión, que restringe la construcción de nuevas redes de distribución³; (ii) la baja capacidad técnica de elaboración de proyectos, particularmente los municipios más pequeños⁴; y (iii) la inexistencia de programas de fomento de usos productivos de la energía.

Relevancia con respecto a la problemática actual. A pesar de los importantes avances en el incremento de la cobertura eléctrica tanto en las zonas urbanas como en las rurales, actualmente el programa continúa siendo relevante dado que el país aún afronta importantes retos para: (i) lograr el acceso universal a la electricidad. La cobertura de electricidad a nivel nacional se estima en 90% y en las áreas rurales en 77%. Aún existen más de 226.000 hogares sin electricidad, 71% de los cuales están en áreas rurales, mayormente en comunidades indígenas y de bajos recursos. Las inversiones para lograr el 100% de cobertura se estiman en un total de US\$ 2.000 millones. El 90% de los hogares rurales sin electricidad podrían conectarse a la red, y 10% se cubrirían mediante fuentes alternativas de energía.

¹ La media de costo por beneficiario se estimó en: US\$5 80 (2003), US\$ 641 (2007) y US\$ 672 (2010). En los proyectos construidos al 2015 la media fue de US\$ 1.646 por beneficiario. El costo promedio de densificación en áreas urbanas es de US\$ 730 por beneficiario.

² El consumo medio en zonas rurales electrificadas es 25 kWh/mes por familia, destinado a iluminación, radio y algunas horas de televisión. El consumo medio de electricidad en zonas urbanas es 120 kWh/mes por familia. (ENERGETICA, 2010).

³ Por ejemplo, en el caso de la Línea de media tensión Sucre - Padilla, estaba totalmente saturada y se requería incrementar su capacidad para que sea posible la ampliación del servicio a poblaciones que aún no contaban con servicio eléctrico en la zona de Chuquisaca. Los indicadores de confiabilidad de la LT mostraban una máxima caída de tensión de 10,72%, una frecuencia anual de interrupciones de 22 con una duración de 40 horas/año

⁴ Por ejemplo, de la muestra inicial de 23 proyectos recibida para la preparación del préstamo BO-L1117, solo 10 cumplieron los criterios establecidos.

Con el logro de las metas establecidas en el Programa, medidas a través de los indicadores de resultado establecidos, el PCR confirma la relevancia del Programa como instrumento para contribuir con los objetivos estratégicos del país en el sector eléctrico y su aporte al crecimiento económico, particularmente con el acceso a electricidad a más de 13.919 familias. Asimismo, el programa apoyó a la extensión del sistema de transmisión, aspecto que permitirá el incremento futuro de la cobertura rural. Finalmente, se desarrollaron herramientas para fortalecer las capacidades de diseño de proyectos de electrificación rural.

2. Alineación estratégica

Durante su diseño y aprobación, el PER se encontraba alineado con la estrategia la Estrategia del BID para Bolivia 2008-2010 (documento GN-2485-2) la cual priorizaba los temas de pobreza, exclusión social y acceso a los servicios básicos de la población, identificando áreas de acción tales como el acceso adecuado a los servicios básicos y de infraestructura, entre estos, el acceso a la electricidad. Con el Programa se contribuyó a las prioridades definidas en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) (2006-2011) que identificó al sector de electricidad como un sector estratégico, y que destacaba como prioridad, la promoción del desarrollo de infraestructura eléctrica de generación y transmisión para atender las necesidades internas de Bolivia.

Durante su ejecución, el Programa mantuvo su alineamiento con la Estrategia del Banco con el País para 2011-2015 (GN2631-1) y sus objetivos estratégicos de incrementar la extensión del Sistema Interconectado Nacional de Electricidad e incrementar la cobertura eléctrica rural; y con la Estrategia del Banco con el País para 2016-2020 (GN-2843) en cuanto al objetivo estratégico de mejorar la provisión de bienes y servicios públicos de calidad, al incrementar la cobertura de electrificación rural, interconectar SA al SIN permitiendo reducir el consumo de diésel para la generación eléctrica y las emisiones de CO₂ asociadas, e incrementar la capacidad de transmisión mejorando la confiabilidad y calidad del sistema y que facilitará la interconexión de nuevos usuarios sin acceso a la electricidad. Lo anterior contribuyendo a las políticas promovidas por el Plan de Desarrollo Económico y Social - PDES (2016-2020) del GdB en el área prioritaria de: mejorar la provisión de bienes y servicios públicos de calidad, a través aumentar de la cobertura eléctrica en zonas rurales, especialmente para fines productivos.

El Programa es consistente con los objetivos prioritarios del Noveno Aumento General de Capital (GCI-9) de apoyar a países pequeños y vulnerables y de contribuir a la mitigación y adaptación al cambio climático, ya que con la interconexión de SA se logra reducir el consumo de diésel para la generación eléctrica y, de kerosén y velas en iluminación y leña para cocción de alimentos y calefacción. Bajo estas mismas consideraciones, el programa es consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional 2010-2020 (AB-3008) y se alinea con los desafíos de desarrollo de: (i) productividad e innovación, al proveer con servicio de energía eléctrica a diferentes comunidades facilitando de esta manera el desarrollo de nuevas actividades productivas; y (ii) inclusión social e igualdad por medio de la mejora de la calidad de vida de las comunidades rurales al brindarles un servicio básico como el de energía eléctrica. El programa se alinea y con el área transversal de cambio climático y sostenibilidad ambiental, al reducir las emisiones de CO₂ en la generación eléctrica de los SA.

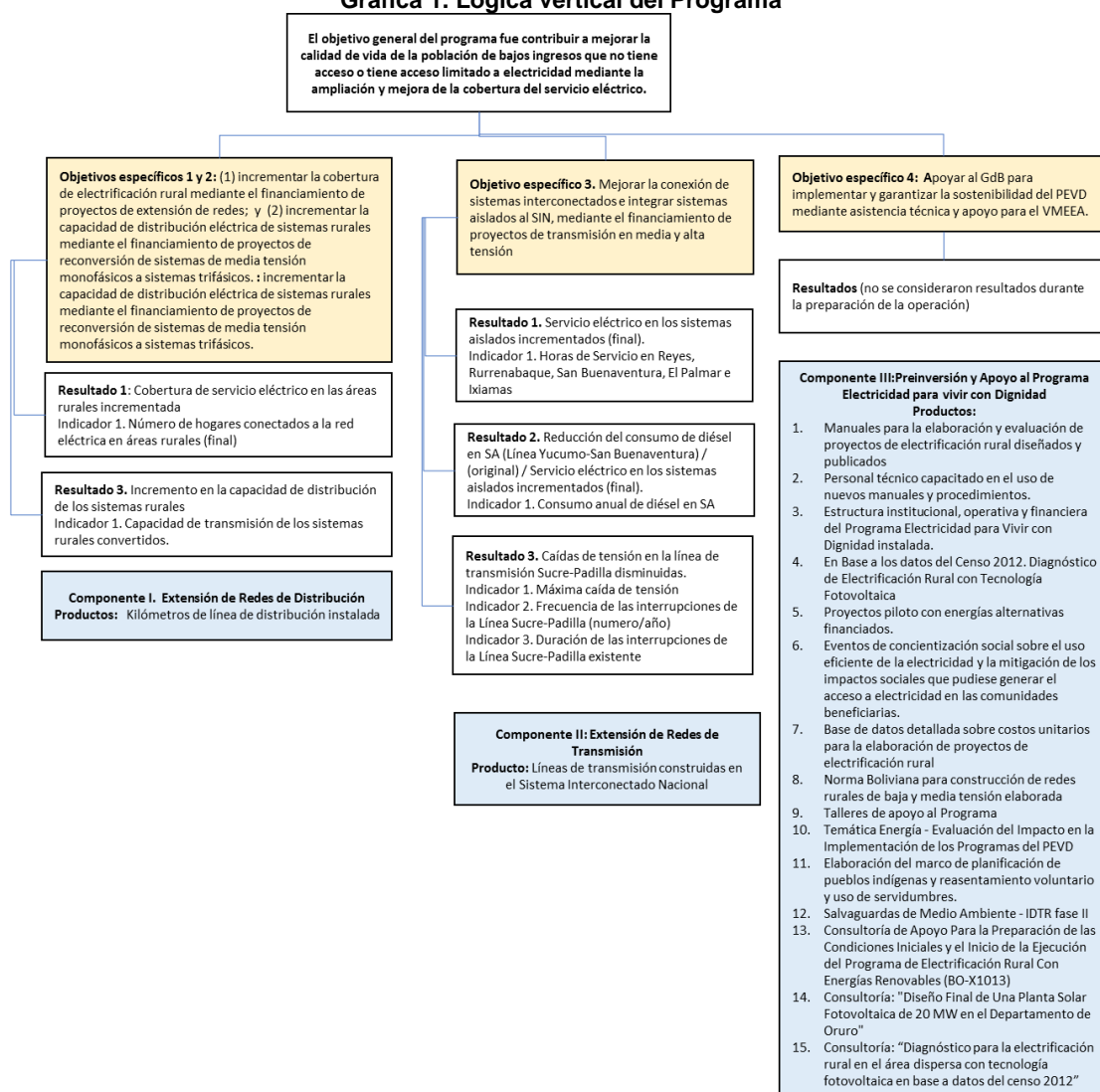
Con base a lo descrito anteriormente, el Programa se alineó con los objetivos de desarrollo, con las necesidades del país y la estrategia del BID, ya que este incrementó el número de familias con accesos a la electricidad, fortaleciendo el suministro de energía eléctrica en Sucre y Beni, permitiendo el incremento al acceso a la electricidad. Esto permitió focalizar la atención en transmisión y distribución, beneficiando así a los usuarios de las 13.919 conexiones en los departamentos de La Paz, Cochabamba, Oruro, Sucre, Santa Cruz. El programa en la actualidad

continúa siendo relevante dado que las conexiones siguen incrementando en los departamentos donde se intervino, tanto por el crecimiento vegetativo de la población, como por el desarrollo de una estrategia para incrementar las conexiones, en coordinación con las empresas distribuidoras.

3. Relevancia del diseño

El diseño del Programa contemplo la ejecución de los siguientes componentes: (i) Extensión de redes de distribución; (ii) Extensión de redes de transmisión; y (ii) Preinversión y Apoyo al PEVD, los cuales se enfocaron en ampliar y mejorar la cobertura eléctrica en el área rural, expandir el SIN a través de la integración de SA (SA), y mejorar las capacidades de planificación, ejecución y gestión de proyectos de electrificación. Con lo anterior se pretendía atender los principales determinantes para la baja cobertura de ER en Bolivia. La gráfica 1. presenta la lógica vertical durante el diseño la cual muestra claramente el vínculo entre las barreras identificadas con los objetivos, resultados y productos establecidos para el Programa.

Gráfica 1. Lógica vertical del Programa



El diseño del componente I se realizó a través de una muestra representativa de proyectos⁵ elaborados por las gobernaciones y priorizados por el GdB. El componente comprendía el financiamiento para proyectos de extensión de redes rurales de media y baja tensión. La unidad ejecutora del PEVD licitaba los proyectos, los contratistas ejecutaban las obras y posteriormente la obra pasaba a ser mantenida y operada por las empresas distribuidoras en las áreas de concesión correspondientes. El Programa no contemplaba el financiamiento de las conexiones finales de los usuarios, por una imposibilidad del marco legal vigente al momento de la aprobación del Programa. Por ello, el diseño tomaba en cuenta que los usuarios (familias), se conecten a la red eléctrica, pagando los costos de conexión, una vez que la red eléctrica llegue a su comunidad, mediante un contrato con las empresas distribuidoras. El Programa contempló una contrapartida de US\$200,000, provenientes de la Agencia Alemana de Cooperación Técnica (GIZ), para fomentar estas conexiones, brindando un apoyo de US\$20 a usuarios de bajos recursos para su conexión.

Uno de los aspectos a mencionar es la debilidad de ejecución de las empresas locales contratistas y empresas (jurídicas o naturales) de supervisión que se evidenció en la etapa de ejecución de las obras y asimismo el ausentismo de las empresas internacionales en los procesos de licitación. Esto conllevó, primero, a varias licitaciones desiertas, y posteriormente a retrasos en la implementación de las obras contratadas. Por lo que se sugiere para próximas operaciones de electrificación rural, una intervención directa de las empresas distribuidoras como fiscalizadores de la construcción. Cabe resaltar que el apoyo del Banco fue constante con la contratación de expertos que apoyaron a la UE en pro de avanzar en la implementación de los proyectos.

El diseño del componente II buscaba interconectar SA y mitigar el consumo de diésel para la generación eléctrica, a través de la construcción de dos Líneas de Transmisión (LT). El Programa inicialmente contemplaba que una línea estaría a cargo de la UE que se encontraba en el VMEEA, mientras que la segunda línea sería ejecutada, por ENDE. Sin embargo, dado que en el país la responsabilidad y capacidad técnica para la construcción de LT estaba con ENDE, se decidió concentrar la ejecución de ambas LT en la UE de ENDE. Para este fin, se firmó un contrato modificatorio en el segundo semestre del 2012. Esta medida en ejecución fue un valorado acierto dado que estos proyectos se desarrollaron en plazo y presupuesto, aprovechando la capacidad técnica de ENDE para la construcción de LT.

Se esperaba que este Programa una vez ejecutado fuera el primero de una serie de préstamos para el sector y que las fases posteriores incluyan el apoyo a alternativas tecnológicas tales como paneles fotovoltaicos y/o micro centrales hidroeléctricas, así como también Programas de Usos Productivos de la energía eléctrica. Este apoyo actualmente se continua con el Programa de Electrificación Rural (PER II) (BO-L1117), aprobado en 2016.

En lo que significa al diseño de la Matriz de Resultados (MR), no fue posible realizar la validación de las metas de la MR dentro de los plazos determinados, debido a los cambios frecuentes en las autoridades y el personal de la contraparte. La elegibilidad se dio el 9 de noviembre de 2011. El 2012 Bolivia tuvo 5 viceministros de electricidad, que ocasionaron cambios tanto en la designación de la responsabilidad de coordinación del Programa, como en la conformación de la UE responsable, imposibilitando el acuerdo de la MR. Los atrasos están registrados en los informes semestrales del 2011 y 2012.

⁵ [Muestra representativa de ambos componentes.](#)

La MR tuvo ajustes en los indicadores de resultados y productos en el transcurso de su primer año de ejecución, mismos que fueron solicitados por la UE⁶, y que están registrados en el informe semestral de 2013. Estos cambios se realizaron a fin de adecuar la lógica vertical del Programa. Posteriormente, se realizó una evaluación de la UE junto con el Banco a la meta del indicador de total de los usuarios, reduciendo esta meta de 35.000 a 21.500. Este ajuste se debió a que al momento de la preparación del préstamo no se contaba con una línea de base cuantificada y verificada. El ajuste a 21.500 se realizó mediante un análisis estadístico de los proyectos ya presentados y aprobados para ejecución, este análisis está registrado en el informe semestral II/2013.

Posteriormente en 2015, se diseñó y realizó una campaña de verificación y actualización de los datos de usuarios registrados y proyectados in-situ para contar con un valor semi-final del proyecto, se identificó de los planos as-built y de hojas de estacado que la cantidad de usuarios sería menor a la proyectada y que se debería actualizar mencionado valor, esto debido a que los proyectos enviados por las gobernaciones estaban sobredimensionados. En adición, este trabajo se respaldó con entrevistas y datos brindados por las Empresas Distribuidoras regionales, esto último como lección aprendida para futuros proyectos de Electrificación Rural.

En este sentido, el valor de las 21.500 conexiones pasó a 13.919, valor con el que cerró el Programa. Ver tabla 1

⁶ Nota MHE-01905 PER-00009.

Tabla 1. Matriz de resultados (aprobación , 60 días después de alcanzar la elegibilidad y al terminar el Programa)

| Indicadores | En aprobación | | | En elegibilidad + 60 días | | | Al terminar el Programa (PCR) | | | Comentarios ⁷ |
|--|------------------|---------------|----------|---------------------------|---------------|----------|-------------------------------|---------------|--------|--|
| | Unidad de Medida | Línea de Base | Meta (P) | Unidad de Medida | Línea de Base | Meta (P) | Unidad de Medida | Línea de Base | (A) | |
| Objetivo específico de Desarrollo 1: Incrementar la cobertura de electrificación rural mediante el financiamiento de proyectos de extensión de redes | | | | | | | | | | |
| Resultado 1. Aumento en número de nuevas familias que reciben electricidad con el proyecto en calidad adecuada a la normativa vigente (original) / Cobertura de servicio eléctrico en las áreas rurales incrementada (final) | | | | | | | | | | |
| Indicador 1. Número de familias (original) / Número de hogares conectados a la red eléctrica en áreas rurales (final) | Hogares | 0 | 35.000 | Hogares | 0 | 35.000 | Unidad | 0 | 13.919 | Se realizó la modificación del valor debido a la cuantificación de beneficiarios de los proyectos en versión final presentados para ejecución. |
| Indicador 2. Incremento de la cobertura del servicio en el área rural | | | | Porcentaje | 0 | 3,5 | Porcentaje | 0,00 | 1,96 | Se adiciona este indicador debido a la solicitud de la Unidad Ejecutora (UEP) de enlazar el resultado al objetivo específico (i) del programa. |
| Indicador 3. Consumo de energía eléctrica en los hogares beneficiados (kWh/mes) | | | | Kwh/mes | 0 | 30 | Kwh/mes | 0,00 | 21,36 | Se adiciona este indicador debido a la solicitud de la UEP de demostrar un mayor consumo de electricidad por parte de los beneficiarios. |
| Resultado 2. Reducción del uso de combustibles tradicionales usados para iluminación en los hogares rurales y el gasto asociado | | | | | | | | | | |
| Indicador 1. Litros de kerosén/diésel usado para iluminación por familia rural | Litros/mes | 3.4 | 0.2 | | | | | | | Se elimina este resultado a solicitud de la UEP dado que no se cuenta con un vínculo con los objetivos específicos del programa. |
| Indicador 2. Litros de kerosén/diesel usado para iluminación por familia rural (Litros/mes). Gasto por familia mensual | Bs./mes | 10.1 | 0.60 | | | | | | | Se elimina este resultado a solicitud de la UEP dado que no se cuenta con un vínculo con los objetivos específicos del programa. |
| Indicador 3. Gasto por familia mensual Gasto por familia en velas para iluminación por año | Bs/año | 170 | 0 | | | | | | | Se elimina este resultado a solicitud de la UEP dado que no se cuenta con un vínculo con los objetivos específicos del programa. |

⁷ En el Anexo I se presentan más detalles sobre los cambios realizados en la matriz de resultados.

| | | | | | | | | | | |
|--|-----------------------|------------------------|--------------|----------|------|----|----------|------|----|--|
| Indicador 4. Gasto por familia en Pilas para iluminación por año | Bs/año | 310 | 0 | | | | | | | Se elimina este resultado a solicitud de la UEP dado que no se cuenta con un vínculo con los objetivos específicos del programa. |
| Objetivo de desarrollo 2: Incrementar la capacidad de distribución eléctrica de sistemas rurales mediante el financiamiento de proyectos de reconversión de sistemas de media tensión monofásicos a sistemas trifásicos | | | | | | | | | | |
| Resultado 1. Mejora en los servicios a los usuarios existentes | | | | | | | | | | |
| Indicador 1. Máxima caída de nivel de voltaje | | *8 | **9 | | | | | | | Se elimina este resultado a solicitud de la UEP dado que no se cuenta con un vínculo con los objetivos específicos del programa. |
| Indicador 2. Frecuencia y duración de las interrupciones | | * | ** | | | | | | | Se elimina este resultado a solicitud de la UEP dado que no se cuenta con un vínculo con los objetivos específicos del programa. |
| Resultado 2. Incremento en la capacidad de distribución de los sistemas rurales | | | | | | | | | | |
| Indicador 1. Capacidad de transmisión de los sistemas rurales convertidos ¹⁰ | KVA adicionales | 70 (200) | 400 (600) | | | | | | | Se elimina este resultado a solicitud de la UEP dado que no se cuenta con un vínculo con los objetivos específicos del programa. |
| Resultado 3. Inversión con rentabilidad económica | | | | | | | | | | |
| Indicador 1. Tasa Interna de Retorno (TIRS) Socioeconómica | % | > 12% ¹¹ | > 12% | | | | | | | Se elimina este resultado a solicitud de la UEP dado que no se cuenta con un vínculo con los objetivos específicos del programa. |
| Objetivo de desarrollo 3: Mejorar la conexión de sistemas interconectados e integrar SA al SIN, mediante el financiamiento de proyectos de transmisión en media y alta tensión. | | | | | | | | | | |
| Resultado 1. Incremento del servicio eléctrico en los SA (Línea Yucumo-San Buenaventura) (original) / Servicio eléctrico en los SA incrementados (final). | | | | | | | | | | |
| Indicador 1. Horas de Servicio en Reyes, Rurrenabaque, San Buenaventura, El Palmar e Ixiamas | Horas de servicio/día | 5-20 | 24 | | | | | | | Se elimina este resultado a solicitud de la UEP dado que no se cuenta con un vínculo con los objetivos específicos del programa. |
| Indicador 2. Horas de servicio por día en los SA | | | | Horas de | 5,00 | 24 | Horas de | 5,00 | 24 | Resultado modificado debido a la adecuación del valor |

⁸ Parámetros fuera de la normativa vigente. La reconversión de líneas incluye varios tramos de línea, Se realizará un muestreo para determinar la línea base

⁹ Parámetros adecuados a la normativa vigente (voltaje, frecuencia y duración de las interrupciones). El Reglamento de Electrificación rural (Decreto Supremo 28567) establece en el Anexo 3, Capítulo V, Artículo 12 "Calidad de Servicio" que "La calidad de distribución en los sistemas eléctricos rurales se establecerán en los respectivos Contratos de Abastecimiento de Electricidad. Los niveles de calidad estarán conformes con las condiciones específicas de cada sistema."

¹⁰ Se convertirá sistemas monofásicos a sistemas trifásicos, por lo que se triplicará la capacidad de distribución.

¹¹ Análisis Socioeconómico de la muestra de proyectos.

| | | | | | | | | | | |
|--|------------------------|---------------------|--|------------------------|-------|---|------------------------|-------|-------|--|
| que serán conectados al SIN a través de líneas de transmisión. | | | | servicio/ día | | | servicio/ día | | | |
| Resultado 2. Reducción del consumo de diésel en SA (Línea Yucumo-San Buenaventura) / (original) / Servicio eléctrico en los SA incrementados (final). | | | | | | | | | | |
| Indicador 1. Consumo de diésel en SA (Reyes, Rurrenabaque, San Buenaventura, El Palmar e Ixiamas) | Miles litros/Año | 2.630 | 0 | | | | | | | Se elimina este resultado a solicitud de la UE dado que no se cuenta con un vínculo con los objetivos específicos del programa. |
| Indicador 2. Consumo anual de diésel en SA | | | | Miles litros/Año | 2.630 | 0 | Miles litros/Año | 2.630 | 0 | Se adiciona este indicador debido a la solicitud de la UEP de enlazar el resultado al objetivo específico (i) del programa. |
| Resultado 3. Reducción de la caída de tensión en la línea de distribución (Línea Sucre-Padilla) y Reducción de las interrupciones no planeadas (Línea Sucre-Padilla) (original) / Caídas de tensión en la LT Sucre-Padilla disminuidas (final). | | | | | | | | | | |
| Indicador 1. Máxima caída de tensión en la línea existente entre Sucre y Padilla | Porcent aje | 10,72 ¹² | 5 ¹³ | | | | | | | Se elimina este resultado a solicitud de la UE dado que no se cuenta con un vínculo con los objetivos específicos del programa. |
| Indicador 2. Máxima caída de tensión | Porcent aje | 10,72 ¹⁴ | 5 ¹⁵ | Porcent aje | 10,72 | 3 | Porcen taje | 10,72 | 1,6 | Se modifica el resultado dada la adecuación de la meta de acuerdo al reglamento de calidad de distribución eléctrica del Comité Nacional de Despacho de Carga Eléctrica (CNDC), para el régimen operativo. |
| Indicador 3. Frecuencia de las interrupciones de la Línea Sucre-Padilla (numero/año) | Interrup ciones/año | 22,00 ¹⁶ | Adecuarse Reglamente Ley de Electricidad | Interrup ciones/año | 11,00 | 3 | Interrup ciones/año | 22,00 | 6,52 | Se modifica el resultado dada la adecuación de la meta de acuerdo al reglamento de calidad de distribución eléctrica del Comité Nacional de Despacho de Carga Eléctrica (CNDC), para el régimen operativo. |
| Indicador 4. Duración de las interrupciones de la | Horas/año | 40 | Adecuarse | Horas/año | 20,00 | 6 | Horas/año | 40 | 23,29 | Se modifica el resultado dada la adecuación de la meta de acuerdo al |

¹² Fuente: Diagnostico, Proyecto Sucre-Padilla.

¹³ Máxima caída de tensión utilizada en el diseño de la línea Sucre Padilla.

¹⁴ Fuente: Diagnostico, Proyecto Sucre-Padilla.

¹⁵ Máxima caída de tensión utilizada en el diseño de la línea Sucre Padilla.

¹⁶ Sección de Control Producto y Servicio de la Compañía Eléctrica de Sucre S.A (CESSA).

| | | | | | | | | | | |
|---|---|--------------------|--------------------------------|--|--|--|--|--|--|---|
| Línea Sucre-Padilla existente | | | Reglamento Ley de Electricidad | | | | | | | reglamento de calidad de distribución eléctrica del Comité Nacional de Despacho de Carga Eléctrica (CNDC), para el régimen operativo. |
| Resultado 3. Inversión con rentabilidad económica (LT) | | | | | | | | | | |
| Indicador 1. Tasa Interna de Retorno Socioeconómica (TIRS) | % | 21,6 ¹⁷ | = o >22 ¹⁸ | | | | | | | Se elimina este resultado a solicitud de la UE dado que no se cuenta con un vínculo con los objetivos específicos del programa. |
| Objetivo de desarrollo 4: Apoyar al GdB para implementar y garantizar la sostenibilidad del PEVD mediante asistencia técnica y apoyo para el VMEEA | | | | | | | | | | |
| Resultados (no se consideraron resultados durante la preparación de la operación) | | | | | | | | | | |
| Indicador (N/A) | | | | | | | | | | |

¹⁷ Análisis Socioeconómico del Proyecto Línea Sucre-Padilla. En el caso del proyecto Yucumo-San Buenaventura se establecerá la TIRS una vez culminado el estudio.

¹⁸ Se realizará una verificación ex-post del análisis socioeconómico.

B. Eficacia

1. Declaración de objetivos de desarrollo del programa

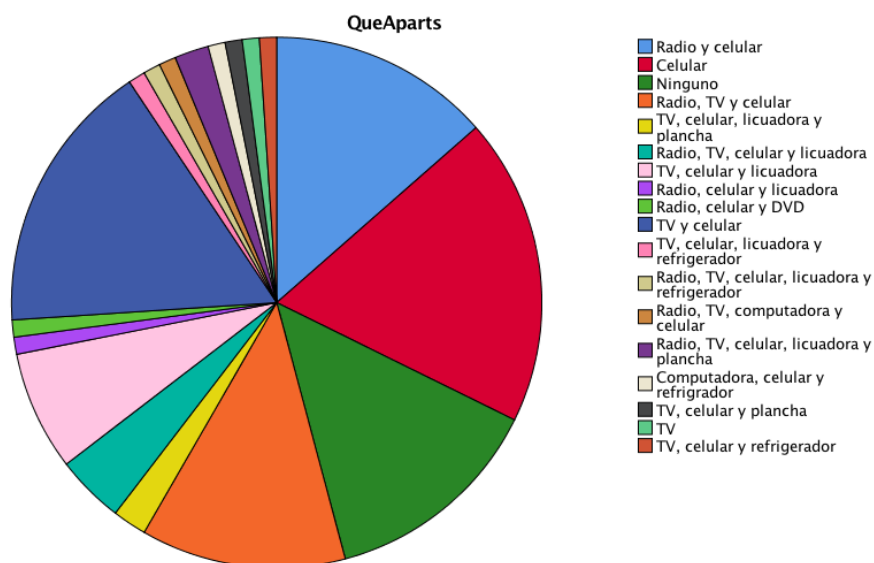
El objetivo general del Programa fue contribuir a mejorar la calidad de vida de la población de bajos ingresos que no tiene acceso o tiene acceso limitado a electricidad mediante la ampliación y mejora de la cobertura del servicio eléctrico. Los objetivos específicos fueron: (i) incrementar la cobertura de electrificación rural mediante el financiamiento de proyectos de extensión de redes; (ii) incrementar la capacidad de distribución eléctrica de sistemas rurales mediante el financiamiento de proyectos de reconversión de sistemas de media tensión monofásicos a sistemas trifásicos; (iii) mejorar la conexión de sistemas interconectados e integrar SA al SIN, mediante el financiamiento de proyectos de transmisión en media y alta tensión; y (iv) apoyar al GdB para implementar y garantizar la sostenibilidad del PEVD mediante asistencia técnica y apoyo para el VMEEA, financiando actividades para identificar, actualizar, analizar, evaluar, estructurar y ejecutar proyectos de Electrificación Rural.

2. Resultados logrados

El programa contempló la ejecución de los proyectos de redes eléctricas y de interconexión de SA. El diseño del programa no contempló una evaluación de impactos e incidencias en la calidad de vida de las poblaciones que accedan al suministro de electricidad, en el área de incidencia del Programa. Sin embargo, a la finalización del Programa para el componente I se realizaron 96 encuestas a usuarios que se beneficiaron bajo este programa del servicio de electricidad en 5 zonas donde se realizaron proyectos, que fueron: La Paz en el proyecto Caquiaviri administrado por la empresa eléctrica distribuidora De La Paz, en Cochabamba en el proyecto Valles Cono Sur administrado por la empresa eléctrica distribuidora por ELFEC, en Oruro en el proyecto Saucarí administrado por la empresa eléctrica distribuidora por ENDE Oruro y en Chuquisaca en el proyecto Tomina-Sopachuy administrado por la empresa eléctrica distribuidora Compañía Eléctrica de Sucre S.A (CESSA). Los resultados se pueden mencionar de la siguiente manera:

- El 100% de los beneficiarios de los proyectos utilizan electricidad para iluminar sus viviendas.
- Mas del 86% de los beneficiarios están utilizando algún tipo de aparato con energía eléctrica. Esto es importante porque como veremos más adelante, el uso de aparatos eléctricos mejora cualitativamente la vida de las personas.
- En el 99% de los casos se observa que el aparato más utilizado es el celular, que como sabemos consume muy poca electricidad para el recargado de batería, sin embargo, también se ha comprobado que los nuevos usuarios de electricidad han comenzado a utilizar una serie de otros artefactos, como ser radio, televisión, plancha, licuadora, refrigerador, e inclusive computadora en el caso de los profesores que trabajan en las escuelas rurales, por lo cual se han agrupado como se ve en el cuadro a los que tienen además de celular algún otro tipo de aparato. Así se observa que, tomando en cuenta los mayores porcentajes, el 18,8% tiene únicamente celular, el 16,7% tiene celular y TV, el 13,5% tiene celular y radio, y el 12,5% utiliza celular, radio y TV, el 7,3% usa celular, TV y licuadora. Se observa también que la TV es uno de los aparatos más utilizados, sumando todos los porcentajes donde se muestra el uso de este aparato se llega al 50,9%, es decir más de la mitad de los beneficiarios. Esto también se puede observar en el siguiente gráfico 2.

Gráfica 2. Uso de la energía en las comunidades beneficiarias.



- El 95,8% perciben que ha mejorado su vida con el uso del servicio eléctrico. En los casos minoritarios que opinan lo contrario (4,2%) se trata de personas de muy avanzada edad que básicamente solo usan iluminación muy pocas horas en la noche.

Adicionalmente, los beneficiarios han explicado porqué consideran que ha mejorado su vida con el uso de la electricidad señalando los siguientes conceptos.

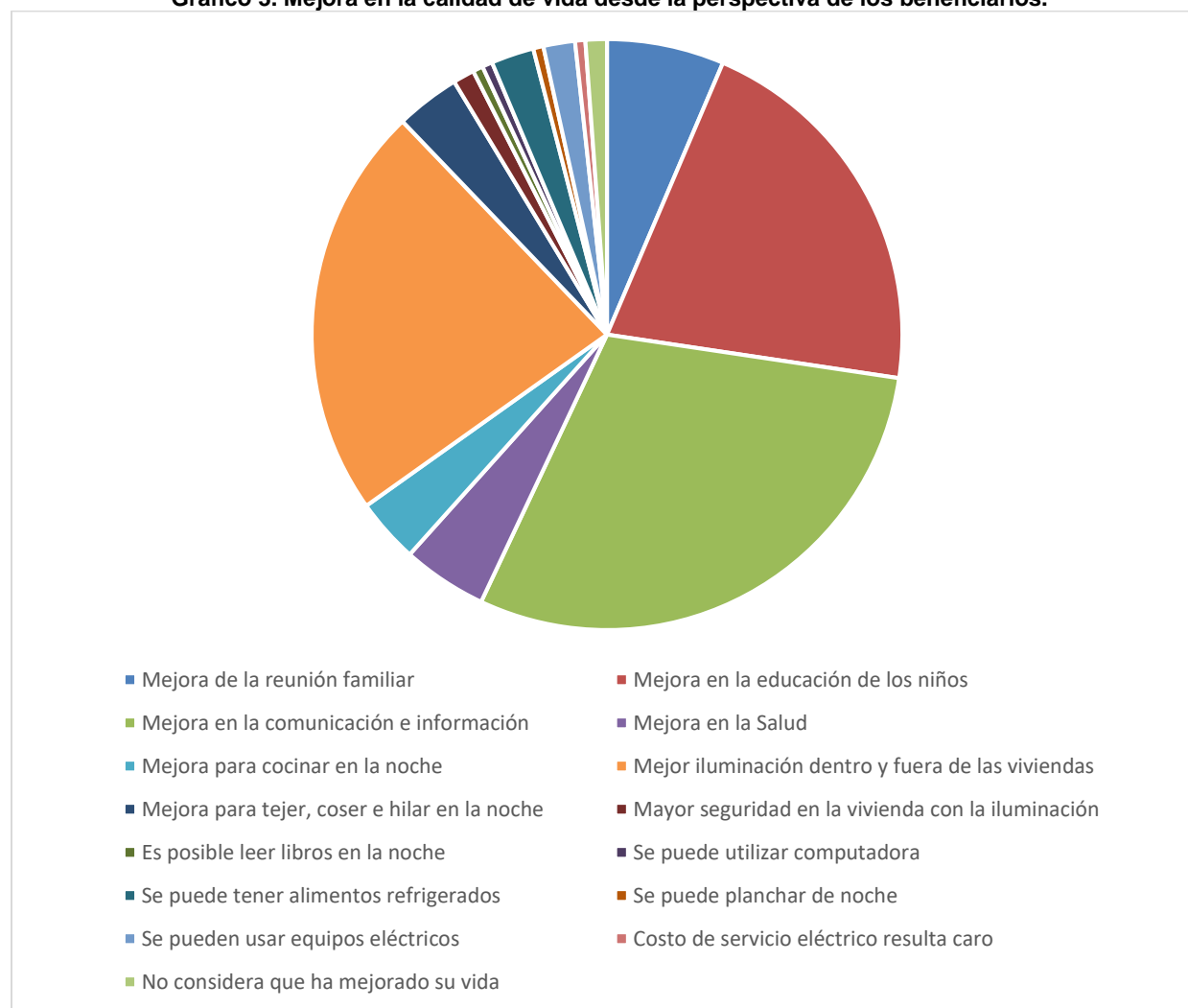
Tabla 3. Mejora en la calidad de vida desde la perspectiva de los beneficiarios.

| Concepto | Frecuencia | Porcentaje |
|---|------------|------------|
| Mejora de la reunión familiar | 11 | 11,5 |
| Mejora de la educación de los niños | 36 | 37,5 |
| Mejora de la comunicación e información | 51 | 53,1 |
| Mejora de la Salud | 8 | 8,3 |
| Mejora para cocinar en la noche | 6 | 6,3 |
| Mejor iluminación dentro y fuera de las viviendas | 39 | 40,6 |
| Mejora para tejer, coser e hilar en la noche | 6 | 6,3 |
| Mayor seguridad en la vivienda con la iluminación | 2 | 2,1 |
| Es posible leer libros en la noche | 1 | 1 |
| Se puede utilizar computadora | 1 | 1 |
| Se puede tener alimentos refrigerados | 4 | 4,2 |
| Se puede planchar de noche | 1 | 1 |
| Se pueden usar equipos eléctricos | 3 | 3,1 |

Mencionando los casos más importantes se puede ver que el 53,1% de ellos considera que la llegada de electricidad ha mejorado aspectos relacionados con la comunicación e información debido al uso de celulares, así como de radio y TV. El 40,6% se refiere como mejora principal a la mayor iluminación tanto dentro como fuera de la vivienda. El 37,5% señala que ha sido

fundamental la mejora en la educación, porque los niños pueden realizar sus tareas con mejor iluminación y los profesores pueden acceder a computadoras y otros equipos para mejorar sus clases y todo lo relativo a su trabajo. El 11,5% considera que, gracias a la electricidad, ha mejorado tanto cuantitativa como cualitativamente la reunión de la familia en las noches. También se menciona mejoras en la salud al evitar la contaminación del ambiente por el uso de kerosene para mecheros y otros. Otras mejoras para actividades nocturnas como para cocinar, tejer, coser, etc. son también indicadas. El siguiente grafico da una visión más amplia de lo mencionado:

Gráfico 3. Mejora en la calidad de vida desde la perspectiva de los beneficiarios.



Si bien ya se explicó en relevancia del diseño acerca de los cambios en la MR a nivel resultados debido a los factores mencionados, es importante aclarar que el programa en su componente I fue diseñado como obras múltiples, mediante una muestra de proyectos. La actualización de los resultados y productos fue dinámica a lo largo de la ejecución, por lo que la meta final de 13.919 usuarios conectados fue alcanzada y el incremento de la cobertura se la alcanzó en la medida del resultado del número de usuarios nuevos, vale decir 1.96% adicional. Para el caso del resultado de consumo de energía eléctrica en los hogares beneficiados, este solamente alcanzó a los 21.36 kW/h-mes, mismo que es similar al de otros usuarios del área rural. Sin embargo, debe destacarse que las redes construidas permitirán la conexión de nuevos usuarios, tanto por

crecimiento vegetativo, como por nuevas conexiones. Asimismo, se espera que el consumo de energía vaya incrementando, a medida que las condiciones económicas de los usuarios mejoran.

Un aspecto que no se contempló en el Programa fue la promoción de usos productivos de la electricidad, mismos que podrían incrementar el consumo de energía, y a la vez apoyar a mejorar la calidad de vida de los beneficiarios (ver diagnóstico de la operación BO-L1117).

El componente III logró concretar la mayor parte de los productos planteados. Los mismos incluyeron el desarrollo de una manual para elaboración de proyectos de electrificación rural, la elaboración de una base de datos de precios de proyectos de electrificación rural, así como la capacitación de técnicos para la elaboración de estos proyectos. Si bien el impacto de estos productos es de largo plazo, se espera que los mismos contribuyan a mejorar la calidad de los proyectos de electrificación rural en Bolivia. De la misma manera, el Programa financió el desarrollo e implementación de proyectos pilotos con energía alternativas, incluyendo el primer proyecto híbrido solar-fotovoltaico en Bolivia. Estos proyectos pilotos ya han tenido un impacto positivo, en vista de que el Gobierno decidió implementar más proyectos de este tipo, algunos de los cuales fueron financiados por el BID¹⁹.

¹⁹ Como en el proyecto híbrido (diésel- Solar PV) El Remanso que consiste en una capacidad de generación de 166,5 kW. El proyecto fue inaugurado en noviembre de 2018 beneficiando a 151 familias y desplazando 65.000 litros de diésel anualmente.

Tabla 4. Matriz de Resultados logrados

| Resultado/Indicador | Unidad de Medida | Valor de Línea de base | Año de línea de base | Metas y alcance real | | % Alcanzado | Medios de verificación |
|--|-----------------------|------------------------|----------------------|----------------------|----------------------------|-------------|--|
| Cobertura de servicio eléctrico en las áreas rurales incrementadas | | | | | | | |
| Incremento de la cobertura del servicio en el área rural | Porcentaje | 0,00 | 2012 | P P(a) A | 3,50 2,08 1,96 | 56 | VMEEA - PEVD |
| Número de hogares conectados a la red eléctrica en áreas rurales | Unidad | 0 | 2010 | P P(a) A | 35.000 12.500 13.919 | 39 | Distribuidoras Eléctricas en cada Departamento |
| Consumo de energía eléctrica en los hogares beneficiados (kWh/mes) | Kwh/mes | 0,00 | 2012 | P P(a) A | 20 20 21,36 | 106,80 | Distribuidoras Eléctricas en cada Departamento |
| Servicio eléctrico en los sistemas aislados incrementado | | | | | | | |
| Horas de servicio por día en los SA que serán conectados al SIN a través de líneas de transmisión. | Horas de servicio/día | 5,00 | 2010 | P P(a) A | 24 24 24 | 100 | ENDE |
| Consumo anual de diésel en SA. | Miles litros/Año | 2.630 | 2010 | P P(a) A | 0 0 0 | 100 | ENDE |
| Caídas de tensión en la línea de transmisión Sucre-Padilla disminuidas | | | | | | | |
| Máxima caída de tensión | Porcentaje | 10,72 | 2010 | P P(a) A | 3 3 1,6 | 118 | ENDE |
| Frecuencia de las interrupciones de la Línea Sucre-Padilla (numero/año) | Interrupc./ año | 22,00 | 2010 | P P(a) A | 6 6 6,52 | 96 | ENDE |
| Duración de las interrupciones de la Línea Sucre-Padilla existente | Horas/año | 40 | 2010 | P P(a) A | 12 12 23,29 | 59.6 | ENDE |

| Producto | Unidad de Medida | Valor de Línea de base | Año de línea de base | Metas y alcance real | | % Alcanzado | Medios de verificación |
|---|----------------------|------------------------|----------------------|----------------------|-------------------------|-------------|---|
| Componente I: Extensión de Redes de Distribución | | | | | | | |
| Kilómetros de línea de distribución instalada | Km. de línea | 0,00 | 2012 | P P(a) A | 2750 3000 4206,34 | 140,21 | Informe Final de Construcción de cada Proyecto consensuado entre todos los participantes del proyecto |
| Componente II: Extensión de Redes de Transmisión | | | | | | | |
| Líneas de transmisión construidas en el Sistema Interconectado Nacional | Km. de línea | 0,00 | 2010 | P P(a) A | 240 238,60 238,60 | 100 | Informe Final de Construcción de cada Proyecto consensuado entre todos los participantes del proyecto |
| Componente III: Preinversión y Apoyo al Programa Electricidad para vivir con Dignidad | | | | | | | |
| Manuales para la elaboración y evaluación de proyectos de electrificación rural diseñados y publicados | Documento | 0 | 2010 | P P(a) A | 1 1 1 | 100 | VMEEA - PEVD |
| Personal técnico capacitado en el uso de nuevos manuales y procedimientos. | Personas | 0 | 2010 | P P(a) A | 120 120 120 | 100 | VMEEA - PEVD |
| Estructura institucional, operativa y financiera del Programa Electricidad para Vivir con Dignidad instalada. | Estructura instalada | 0 | 2010 | P P(a) A | 1 1 1 | 100 | PEVD |
| En Base a los datos del Censo 2012. Diagnóstico de Electrificación Rural con Tecnología Fotovoltaica | Convenio firmado | 0 | 2012 | P P(a) A | 1 1 1 | 100 | VMEEA - PEVD |
| Proyectos piloto con energías alternativas financiados. | Número de proyectos | 0 | 2010 | P P(a) A | 3 4 4 | 100 | VMEEA - PEVD |
| Eventos de concientización social sobre el uso eficiente de la electricidad y la mitigación de los impactos sociales que pudiese generar el acceso a electricidad en las comunidades beneficiarias. | Número de eventos | 0 | 2010 | P P(a) A | 6 5 6 | 120 | VMEEA - PEVD |
| Base de datos detallada sobre costos unitarios para la elaboración de proyectos de electrificación rural | Base de Datos | 0 | 2010 | P P(a) A | 1 1 1 | 100 | VMEEA - PEVD |

| | | | | | | | |
|--|-------------|---|------|----------------|-------------|-----|--------------|
| Norma Boliviana para construcción de redes rurales de baja y media tensión elaborada | Norma | 0 | 2010 | P P(a) A | 1 1 1 | 100 | VMEEA - PEVD |
| Talleres de apoyo al Programa | Num. Talls. | 0 | 2012 | P P(a) A | 4 5 5 | 100 | VMEEA - PEVD |
| Temática Energía - Evaluación del Impacto en la Implementación de los Programas del PEVD | Programa | 0 | 2012 | P P(a) A | 0 0 0 | 100 | PEVD |
| Elaboración del marco de planificación de pueblos indígenas y reasentamiento voluntario y uso de servidumbres. | Documento | 0 | 2012 | P P(a) A | 0 1 1 | 100 | VMEEA - PEVD |
| Salvaguardas de Medio Ambiente - IDTR fase II | Documento | 0 | 2012 | P P(a) A | 0 1 1 | 100 | IDTR |
| Consultoría de Apoyo Para la Preparación de las Condiciones Iniciales y el Inicio de la Ejecución del Programa de Electrificación Rural Con Energías Renovables (BO-X1013) | Programa | 0 | 2012 | P P(a) A | 0 0 1 | 100 | VMEEA - PEVD |
| Consultoría: "Diseño Final de Una Planta Solar Fotovoltaica de 20 MW en el Departamento de Oruro" | Documento | 0 | 2012 | P P(a) A | 0 1 1 | 100 | VMEEA - PEVD |
| Consultoría: "Diagnóstico para la electrificación rural en el área dispersa con tecnología fotovoltaica en base a datos del censo 2012" | Documento | 0 | 2012 | P P(a) A | 0 0 1 | 100 | VMEEA - PEVD |

Donde: P = Planificado; P (a) = Objetivo anual revisado; A = real.

3. Análisis contrafactual

Antes de proceder con el análisis del contrafactual, es importante recordar que la sección de Relevancia-Diseño describió el vínculo estrecho entre las barreras principales enfrentadas por el sector eléctrico y la población en las zonas focalizadas, y el diseño de la intervención, la cual mitigo estas barreras. Por otro lado, la sección de Relevancia-Lógica vertical, describió la sólida relación entre los productos financiados por los 3 componentes, y los resultados de la operación. Así mismo, es importante recordar que la Tabla 2 indica que se lograron el 100% de los productos de esta operación, mientras que se lograron, en promedio, el 86% de los resultados planeados. Todo esto significa que el diseño de la operación y los supuestos hechos en la cadena causal de productos → resultados → objetivos, fue apropiada.

Contrafactual. Como ya resaltado en la sección de Relevancia, las zonas con cobertura más baja se encuentran en las zonas rurales del país, las cuales se caracterizan por altos niveles de pobreza. Por ejemplo, en el 2010, había aproximadamente 500,000 hogares sin electricidad, mientras que actualmente existen cerca de 350,000 hogares sin electricidad, y cerca del 86% de estos están en zonas rurales. También se resaltaron los determinantes principales para la baja cobertura de ER en el país. Primero, baja densidad y alta dispersión de las poblaciones rurales, y una larga distancia a la red eléctrica, lo cual encarece el costo de inversión por hogar. Segundo, falta de inversión requerida para llegar a una cobertura universal; se estima que se precisan US\$2.000 millones para lograr cobertura universal. Tercero, baja capacidad técnica de elaboración de proyectos, particularmente en los municipios más pequeños. Cuarto, la limitada extensión del sistema de transmisión y sub-transmisión que restringe la construcción de nuevas redes de distribución.

Dados estos desafíos, se puede concluir que el sector privado no tiene el incentivo, o la capacidad, para llenar este vacío en las zonas rurales. Dicho esto, y dadas las necesidades y objetivos de desarrollo del país planteadas en las sub-secciones anteriores, esto presenta un argumento claro para que el sector público intervenga para incrementar la cobertura rural en estas zonas de difícil acceso.

Bajo este contexto, es claro concluir que en ausencia de una intervención como la de este programa, los hogares beneficiados no hubiesen podido acceder a los servicios de electricidad financiados por esta operación. Si bien, la documentación en el diseño identificó proyectos enfocados en incrementar la cobertura rural financiados por multilaterales, bilaterales, y agencias de desarrollo, dados los desafíos planteados, es claro concluir que tomaría décadas para llegar a una cobertura universal sin una intervención importante por parte del Gobierno. Por ejemplo, el monto total de esta operación (US\$60,000,000) representa solamente 3.1% del monto requerido para lograr cobertura universal. Por otro lado, los 13,919 hogares conectados a la red eléctrica rural gracias a esta operación representan solo el 2.7% de los hogares que no tenían cobertura en el 2010, y solo el 3.9% de los hogares que actualmente no están conectados.

En ausencia a esta intervención, se puede concluir que, los hogares beneficiados por este programa, al día de hoy, no tendrían acceso a la electricidad y seguirán usando baterías, velas, pilas, diésel, querosén, GLP y otros, tal y como resaltado en el estudio de "Evaluación de Proyectos de la muestra representativa del Programa de Electrificación Rural B0-L1050", realizado durante la preparación del PER.

El mismo argumento aplica para el componente II: teniendo en cuenta que las redes de transmisión son del Gobierno, en ausencia a esta intervención, no hubiese sido posible financiar

la LT Sucre-Padilla o la extensión de las redes de transmisión para conectar al SIN los SA, que anteriormente funcionaban con base en generación diésel. Claramente, en ausencia a esta intervención, la calidad y capacidad de suministro de energía en esta zona se hubiese venido deteriorando paulatinamente.

En conclusión, los logros alcanzados presentados en la Tabla 4—sobre **cobertura** (Incremento de la cobertura del servicio en el área rural; # de hogares conectados a la red eléctrica en áreas rurales; y consumo de energía eléctrica en los hogares beneficiados) y **calidad** (Horas de servicio por día en los SA que serán conectados al SIN a través de líneas de transmisión; Máxima caída de tensión; Frecuencia de interrupciones; Duración de interrupciones), no se hubiesen alcanzado en ausencia de esta operación.

Evidencia Empírica. Ya que los objetivos de esta operación, y sus respectivos indicadores de resultado, apuntan a mejorar la cobertura de electrificación rural y la calidad del servicio eléctrico provisto, esta subsección presenta evidencia empírica que mide la efectividad de operaciones similares en la mejora de la calidad del servicio eléctrico y de la cobertura de electrificación rural, y también sobre la relación de estos dos con una mejora en la calidad de vida de las poblaciones beneficiarias.

Calidad: Dentro de esta literatura, la cual en su gran mayoría se basa en estudios de caso, existe evidencia sobre intervenciones enfocadas en reemplazo o modernización de infraestructura obsoleta o sobredimensionada con el objetivo de mejorar la calidad del servicio. Dichos estudios incluyen, Jiménez et al. (2014)²⁰, y Shahidehpour y Marwli (2000)²¹, entre otros. En general, estos estudios encuentran que este tipo de intervenciones tiende a mejorar la calidad del servicio eléctrico.

Por otro lado, se destaca la escasez de estudios que aborden estrategias de identificación de mayor rigurosidad. La literatura existente considera a la calidad del servicio como un resultado intermedio en la cadena causal analizada, ya que es un insumo para mejorar actividades productivas o para mejorar la calidad de vida de hogares beneficiados (véase por ejemplo Allcott et al., 2016²², y Chakravorty et al., 2014²³). No obstante, en algunos casos, la naturaleza de la estrategia implementada permite proveer cierta evidencia sobre la efectividad de intervenciones similares a las propuestas en esta operación. Por ejemplo, Allcott et al. (2016) estiman el efecto de las interrupciones eléctricas en el sector manufacturero en India utilizando datos panel de 1992 al 2010 de la producción del sector manufacturero, interrupciones eléctricas en el sector, y precipitación (lluvia). Su estrategia de identificación se basa en variables instrumentales (variabilidad en el suministro de electricidad en función a la disponibilidad de energía hidroeléctrica, condicional al nivel de lluvia a nivel estatal) para medir el efecto de estas interrupciones eléctricas. Los autores encuentran que las interrupciones eléctricas en India reducen los ingresos de las firmas entre 5 y 10 por ciento. De igual manera, Chakravorty et al (2014) usan un enfoque de variables instrumentales (diferencia en la densidad de los cables de transmisión por localidad) para capturar diferencias en calidad, las cuales son verificadas en su estudio. El instrumento usado por Chakravorty et al. alude directamente a problemas de congestión de las líneas de transmisión. Los autores investigan el efecto de nuevas conexiones

²⁰ Raúl Jiménez, Tomás Serebrisky and Jorge Mercado, 2014: Sizing Electricity Losses in Transmission and Distribution Systems in Latin America and the Caribbean. Published by Inter-American Development Bank.

²¹ M. Shahidehpour and M. Marwali, 2000. Maintenance Scheduling in Restructured Power Systems, Springer, May 2000.

²² Allcott, Hunt, Allan Collard-Wexler, and Stephen D. O'Connell. 2016. "How Do Electricity Shortages Affect Industry? Evidence from India." American Economic Review 106 (3): 587–624.

²³ Chakravorty, Ujjayant, Martino Pelli, and Beyza Ural Marchand. 2014. "Does the Quality of Electricity Matter? Evidence from Rural India." Journal of Economic Behavior & Organization.

y de la calidad del servicio, definida como horas de suministro diario. El estudio se basa en dos rondas (1994-2005) de un panel representativo de más de 10,000 hogares. Los autores encuentran que una conexión a la red aumenta los ingresos no agrícolas de los hogares rurales en aproximadamente un 9% durante el período de estudio. Sin embargo, una conexión a la red y una mejor calidad de la electricidad (en términos de menos interrupciones y más horas por día) aumenta los ingresos no agrícolas en aproximadamente un 28.6% en el mismo período.

Cobertura y Calidad de Vida. El vínculo entre pobreza y bienestar y el acceso a la electricidad es reconocido ampliamente. Una evaluación de impacto realizada en Etiopía²⁴, concluye que el acceso de la electricidad tiene un efecto significativo sobre la probabilidad de los hogares de convertirse en no pobres. Khandker et al (2013)²⁵ concluye que la electrificación puede elevar los ingresos y gastos de los hogares hasta en un 28% y 23%, respectivamente. Barron y Torero (2014)²⁶ encuentran que los adultos hombres reducen tiempo dedicado al ocio y el trabajo agrícola, al tiempo que aumenta su dedicación a otras actividades laborales, lo que se refleja en mayores ingresos. Dynkelman (2010)²⁷, concluye que la electrificación incrementó la tasa de empleo de las mujeres en 9,5%, en un periodo de 5 años en Sudáfrica. Un estudio llevado a cabo en Bangladesh por Abul Barkat et al (2002)²⁸ muestra impactos positivos en el empleo, en especial para las mujeres, durante los años 1997-2002, el crecimiento global del empleo en las industrias electrificadas fue del 52,8%, con un 41% para los hombres y 121% para las mujeres, mientras que el crecimiento total del empleo en las industrias no electrificadas fue de 28,6%, con un 16,2% para los hombres y 56,3% para las mujeres.

Usando métodos experimentales, Barron y Torero (2017)²⁹ miden la concentración de micropartículas (PM_{2.5}) entre hogares en El Salvador que recibieron un “estimulo aleatorio” a conectarse a la red eléctrica y aquellos que no lo recibieron. Los autores encuentran que, en promedio, los hogares que recibieron el “estimulo aleatorio” y se conectaron a la red, vieron una reducción en las micro-partículas (PM_{2.5}) en un 66%, lo cual se traduce en una reducción de 8-14 puntos (en comparación al grupo de control) en la prevalencia de infecciones respiratorias agudas de niños menores de 6 años.

En un estudio de una intervención financiada por el Banco (FERUM II) focalizada en zonas rurales y urbano-marginales en Ecuador, la cual tenía como objetivo contribuir a la implementación de proyectos sostenibles en zonas de difícil acceso geográfico en el país, usando la metodología de Doble-Diferencia, Jimenez (2018)³⁰ encuentra que la intervención disminuyó las interrupciones del servicio y fallas de voltaje, incremento el uso de equipos eléctricos, mejoro la percepción de seguridad de las jefas de hogar, incremento los ingresos corrientes del hogar, y aumento el consumo de alimentos perecibles del hogar.

²⁴ Tegene G., Berhe, G., Teklemariam, D., (2015), Impact of Rural Electrification on Poverty Reduction Evidence from Rural Districts of Tigray, Northern Ethiopia, Journal of Business Management & Social Sciences Research, Volume 4, No.1.

²⁵ Khandker S., Barnes D.F., Samad H., (2013), Welfare Impacts of Rural Electrification: A Panel Data Analysis from Vietnam, Economic Development and Cultural Change, Vol. 61, No. 3, pp. 659-692.

²⁶ Barron M., Torero M., (2014), Short Term Effects of Household Electrification: Experimental Evidence from Northern El Salvador.

²⁷ Dinkelmann T., (2010), The Effects of Rural Electrification on Employment: New Evidence from South Africa, Princeton University.

²⁸ Barkat et al.,(2002), Economic and Social Impact Evaluation Study of the Rural Electrification Program in Bangladesh, NRECA Report.

²⁹ Manuel Barron and Maximo Torero. 2017. “Household electrification and indoor air pollution.” Journal of Environmental Economics and Management 86 (2017) 81–92.

³⁰ Raúl Jiménez. 2018. Informe Preliminar de Evaluación de Impacto del Programa de Electrificación Rural y Urbano Marginal – Ecuador. Mimeo. División de Energía. BID.

4. Resultados imprevistos

El programa en su componente I, redes eléctricas, en su etapa de ejecución, mostraba una baja tasa de incremento en la conexión de las familias. En este sentido, a finales del 2015 la UE con el apoyo del Banco realizó un diagnóstico y estrategia de conexión de hogares rurales a la red eléctrica, en la que se identificaron distintas barreras de los usuarios finales, que principalmente fueron:

- Falta de incorporación de las operadoras eléctricas desde un inicio en los proyectos
- Esperar la conclusión del 100% de la construcción para iniciar la instalación de acometidas.
- Falta de coordinación de operadoras eléctricas con los usuarios
- Falta de comunicación a los usuarios en torno a los proyectos de electrificación rural.

Para tratar de dar solución a estos puntos con el apoyo del Banco se realizó un taller de socialización del diagnóstico de barreras de conexión el 19 de enero de 2016. Durante este taller participaron diferentes actores relacionados con el proyecto como empresas distribuidoras, contratistas, la Autoridad de Fiscalización de Control Social de Electricidad, VMEEA, entre otros. Posteriormente, el 27 de febrero del mismo mes, se presentó en un taller a los mismos involucrados, las estrategias de conexión y un manual para las buenas prácticas de conexión. En este taller la principal estrategia estaba orientada a realizar campañas de comunicación vía radio en las comunidades para que los usuarios tengan conocimiento de que las redes eléctricas ya habían llegado a su comunidad. El resultado de estas campañas conllevó al programa a alcanzar la meta de las 13.919 conexiones en los departamentos en los que se llevaron los proyectos.

C. Eficiencia

El costo original del Programa aprobado por el Banco fue de US\$60,2 millones, US\$42 millones de Capital Ordinario (CO) y US\$18 millones del Fondo para Operaciones Especiales (FOE), y una contrapartida local de US\$200.000.

Para el Componente I, es importante remarcar que los costos de inversión reconocidos por usuario son determinados de acuerdo a criterios establecidos y aprobados por el Viceministerio de electricidad y energías alternativas, dependiente (hasta 2017) del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, hoy en día el Ministerio de Energías.

Inicialmente, para este programa se estableció que el precio medio por conexión sería de US\$700 por beneficiario (préstamo aprobado, 35.000 mil conexiones). Posteriormente, se actualizó este costo, mediante un análisis estadístico de los proyectos, lo que resultó en un costo por usuario de US\$1,300 (21.500 conexiones, primera actualización de la meta). Este costo era consistente con el costo por usuario definido y aprobado por el VMEEA, que era de US\$ 1.333.01/usuario, hasta el cierre del 2017. Las inversiones para el componente I a la conclusión del Programa fueron:

Tabla 5. Inversión por conexión

| Inversión final Componente I US\$ | Número de conexiones | US\$ por Conexión |
|--|-----------------------------|--------------------------|
| 25,938,831.63 | 13.919,00 | 1.863,55 |

Si bien se observa que el costo por conexión real es mayor al costo definido por el VMEEA por 40%, este representa el valor real del mercado. El incremento del costo por beneficiario en relación a lo que inicialmente fue proyectado se debe a dos factores: (i) incremento de los costos de materiales (en Bs) y (ii) a un número menor de usuarios conectados por Programa. Debe considerarse que dado que los proyectos de electrificación rural del componente I, tienen como objetivo el brindar electricidad a los usuarios en las áreas rurales más alejadas, la inversión se encarece a medida que se incrementa la cobertura, dado que los usuarios sin electricidad se encuentran cada vez más alejados y más dispersos.

A fin de verificar los costos por usuario, y como parte del componente III, el VMEEA actualizó los datos de costos por usuario³¹, elaborando una base de datos que incluye costos diferenciados por los distintos tipos de plataformas ecológicas en las que se interviene a nivel nacional para electrificación rural. No es lo mismo un proyecto de electrificación rural en el altiplano que en Valles o en Amazonía. La actualización tomó como parámetro los índices de precios al consumidor que afectaron al valor antiguo y variables de costos de transporte en las distintas plataformas ecológicas. El estudio de actualización de los costos por beneficiario resultó en un valor actualizado promedio de US\$2.256 por usuario. Lo cual permite demostrar que el valor final real por conexión del Programa es aún menor que el valor actual, mostrando el cumplimiento de eficiencia con el uso de los recursos para este componente.

Para el componente II, los precios para infraestructura de LT en alta tensión se los tiene definido por ENDE y la comparación para este componente se la muestra en la siguiente tabla:

Tabla 6. Inversión Componente II

| Proyecto LT | Inversión Planificada US\$ | Costo de la LT final US\$ |
|---------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|
| Sucre – Padilla | 27.000.000 | 14.148.205,82 |
| Yucumo – San Buenaventura | | 11.986.000,00 |
| TOTAL | | 26.104.205,82 |

Como se puede notar, la diferencia es menor, por lo que en este componente también se cumplió con la eficiencia de los recursos. Un aspecto clave para alcanzar este resultado fue la estrategia de ejecución adoptada por ENDE, en la que contrato todos los materiales por separado, obteniendo precios de mercado muy provechosos, y luego contrato la ejecución de las obras. Dada la experiencia de ejecución que tiene ENDE, y su capacidad de seguimiento de las obras, esto permitió un uso eficiente de los recursos.

Dado que el componente III, contó con varios productos de consultoría, y obras y bienes, no se hace un análisis del costo planificado versus el costo real, dada la heterogeneidad de los productos.

1. Análisis Económico

Para evaluar la eficiencia en la consecución de los productos, se realizaron comparaciones de los principales productos del Programa (km de línea de distribución instalados y km de líneas de transmisión construidos) con respecto a proyectos similares en el país y a nivel internacional, procurando identificar aquéllos que tuvieron condiciones similares a la operación que se estaba

³¹ [Informe Técnico de Análisis de Costo en el Desarrollo de Proyectos en Áreas Rurales.](#)

analizando. Según los datos que se presentan en la a continuación, se considera que los costos de los principales productos del Programa estaban en el orden de magnitud del mercado y eran adecuados dada la realidad territorial en la que se desarrolló el mismo, así como que el ejecutor logró superar las metas previstas para las líneas de distribución y casi la totalidad de la meta de km de líneas de transmisión.

Tabla 6. Análisis de comparación de costos

| Producto | Costo presupuestado | Costo efectivo | Costos en proyectos similares | Conclusiones |
|---|---------------------------|---|--|---|
| Kilómetros de línea de distribución instalada | US\$ 9.236.4/km | US\$ 5.850.4/km (37% de reducción sobre el costo esperado) | El Salvador US\$24.300 – US\$17.700 / km | El costo unitario medio pagado por estos productos es inferior al orden de magnitud de otros proyectos en otros países. |
| Líneas de transmisión construidas en el Sistema Interconectado Nacional | US\$ 125.500/km | US\$ 133.269.7/km (17.8% de incremento sobre el costo esperado) | LT Cochabamba – La Paz US\$ 156.000/km LT SIEPAC US\$ 274.500/km LT Guasquitas-Changuino (Panamá) US\$ 309.600/km | El costo unitario medio pagado por estos productos se encuentra en el orden de magnitud del mercado nacional. A nivel nacional, el costo pagado por km de LT es inferior a los valores presentados en otros proyectos internacionales. |
| Manuales para la elaboración y evaluación de proyectos de electrificación rural diseñados y publicados | US\$ 50.000/manual | US\$ 12.020.23/manual (76% de reducción sobre el costo esperado) | - | - |
| Personal técnico capacitado en el uso de nuevos manuales y procedimientos. | US\$ 416.7 / persona | US\$120/persona (71% de reducción sobre el costo esperado) | - | - |
| Estructura institucional, operativa y financiera del Programa Electricidad para Vivir con Dignidad instalada. | US\$ 50.000/estructura | US\$ 1.428,57 /estructura (97% de reducción sobre el costo esperado) | - | - |
| Base a los datos del Censo 2012. Diagnóstico de Electrificación Rural con Tecnología Fotovoltaica. | US\$ 50.000/base de datos | US\$ 23.942/base de datos (52% de reducción sobre el costo esperado) | - | - |
| Proyectos piloto con energías alternativas financiados. | US\$ 845.083/proyecto | US\$ 268.376/proyecto (42% de reducción sobre el costo esperado) | - | - |
| Eventos de concientización social sobre el uso eficiente de la electricidad y la mitigación de los impactos sociales que pudiese generar el acceso a electricidad en las comunidades beneficiarias. | US\$ 16.666,7/evento | US\$ 1.779.7 (89% de reducción sobre el costo esperado) | - | - |
| Norma Boliviana para construcción de redes rurales de baja y media tensión elaborada | US\$ 50.000/norma | US\$10.495,64/norma (79% de reducción sobre el costo esperado) | - | - |
| Talleres de apoyo al Programa | US\$ 25.000/taller | US\$ 6.000/taller (69.8% de reducción sobre el costo esperado) | - | - |
| Elaboración del marco de planificación de pueblos indígenas y reasentamiento voluntario y uso de servidumbres. | US\$ 8.163,27/marco | US\$ 8.163,27/marco (0% de desviación) | - | - |

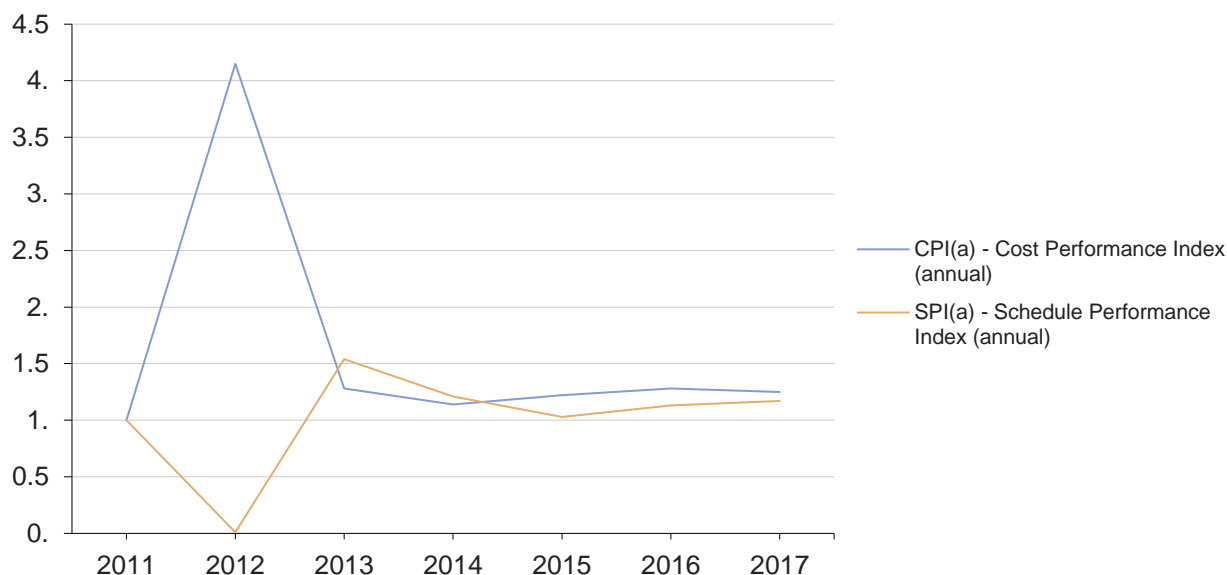
| | | | | |
|--|---|--|---|---|
| Salvaguardas de Medio Ambiente - IDTR fase II | US\$ 8.163,27/salvaguardas | US\$ 8.163,27/salvaguardas (0% de desviación) | - | - |
| Consultoría de Apoyo Para la Preparación de las Condiciones Iniciales y el Inicio de la Ejecución del Programa de Electrificación Rural Con Energías Renovables (BO-X1013) | US\$8.746,27/consultoría | US\$8.746,27/consultoría (0% de desviación) | - | - |
| Consultoría: "Diseño Final de Una Planta Solar Fotovoltaica de 20 MW en el Departamento de Oruro" | US\$ 267.421,28/consultoría | US\$ 267.421,28/consultoría (0% de desviación) | - | - |
| Consultoría: "Diagnóstico para la electrificación rural en el área dispersa con tecnología fotovoltaica en base a datos del censo 2012" | US\$ 0 (producto no contemplado en el diseño) | US\$ 25.145,13 | - | - |

Para complementar el análisis de eficiencia, se realizó el análisis de sobrecostos y sobretiempos, basándose en la información proporcionada por el PMR. Según se puede apreciar en la tabla 7, en el 2012 se registró un valor casi de cero para para el indicador SPI(a) lo cual se debió a retrasos significativos en la ejecución física de los productos como consecuencia de los cambios en las autoridades y las demoras en la conformación de la UE. A partir del 2013, tanto los valores para CPI(a) y SPI(a) se mantuvieron por encima de 1, mostrando una buena ejecución tanto física como financiera.

Tabla 7. Análisis de sobrecostos y sobretiempos

| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------|------|------|------|------|------|------|------|
| CPI(a) | 1.00 | 4.15 | 1.28 | 1.14 | 1.22 | 1.28 | 1.25 |
| SPI(a) | 1.00 | 0.01 | 1.54 | 1.21 | 1.03 | 1.13 | 1.17 |

Gráfico 4. Representación de CPI(a) y SPI(a)



A continuación, se presentan los costos del Programa los cuales indican que el costo del Programa tuvo una desviación de 5% con relación a lo planificado, excepto en la construcción de LT debido a imprevistos en la ejecución de las obras civiles.

Tabla 8. Costos del Programa

1 Extensión de Redes de Distribución.

Component Revised Cost

26,103,809.10

| Outputs | | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | Cost |
|---------|---|--------|-----------|--------------|--------------|---------------|--------------|-------------|---------------|
| 1.1 | ► Kilómetros de línea de distribución instalada | P 0 | 4,264,920 | 11,890,350 | 7,635,810 | 1,608,920 | - | - | 25,400,000 |
| | | P(a) - | 4,264,920 | 2,820,000 | 7,913,022.48 | 10,891,871.42 | 9,498,103.76 | 2,09,691.19 | 26,021,338.10 |
| | | A 0 | 0 | 2,787,783.77 | 7,386,772.20 | 8,470,052.30 | 5,249,509.64 | 714,315.94 | 24,608,433.85 |

2 Extensión de Redes de Transmisión.

Component Revised Cost

34,021,338.37

| Outputs | | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | Cost |
|---------|--|--------|------|--------------|---------------|---------------|--------------|------|---------------|
| 2.1 | ► Líneas de transmisión construidas en el Sistema Interconectado Nacional. | P 0 | 0 | 9,527,770 | 8,845,410 | 4,313,410 | 4,313,410 | - | 27,000,000 |
| | | P(a) - | 0 | 1,500,000 | 13,085,783.38 | 17,908,115.44 | 4,474,685.11 | - | 34,021,338.37 |
| | | A 0 | 0 | 2,541,740.23 | 15,103,697.33 | 11,901,215.70 | 2,251,493.67 | - | 31,798,146.93 |


3 Preinversión y Apoyo al Programa Electricidad para vivir con Dignidad.

Component Revised Cost

1,875,621.35

| Outputs | | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | Cost |
|---------|---|--------|--------|------------|------------|------------|--------------|------------|--------------|
| 3.1 | Manuales para la elaboración y evaluación de proyectos de electrificación rural diseñados y publicados. | P 0 | 0 | 50,000 | 0 | 0 | 0 | - | 50,000 |
| | | P(a) - | 0 | 15,000 | 9,620.99 | 0 | 0 | - | 12,020.23 |
| | | A 0 | 0 | 2,405.25 | 9,614.98 | 0 | 0 | - | 12,020.23 |
| 3.2 | Personal técnico capacitado en el uso de nuevos manuales y procedimientos. | P 0 | 0 | 0 | 25,000 | 25,000 | 0 | - | 50,000 |
| | | P(a) - | 0 | - | 7,500 | 15,000 | 7,792.50 | - | 19,373.18 |
| | | A 0 | 0 | - | 4,373.18 | 7,207.50 | 2,774 | - | 14,354.68 |
| 3.3 | Estructura institucional, operativa y financiera del Programa Electricidad para Vivir con Dignidad instalada. | P 0 | 0 | 50,000 | 0 | 0 | 0 | - | 50,000 |
| | | P(a) - | 0 | 10,000 | 10,204.08 | 10,204 | 5,714.29 | 5,714.29 | 7,142.86 |
| | | A 0 | 0 | - | 0 | 1,428.57 | 0 | 0 | 1,428.57 |
| 3.4 | En Base a los datos del Censo 2012. Diagnostico de Electrificación Rural con Tecnología Fotovoltaica | P 0 | 0 | 50,000 | 0 | 0 | 0 | - | 50,000 |
| | | P(a) - | 0 | - | 23,942 | 0 | 0 | - | 23,942 |
| | | A 0 | 0 | - | 23,942 | 0 | 0 | - | 23,942 |
| 3.5 | Proyectos piloto con energías alternativas financiados. | P 0 | 0 | 1,057,520 | 1,100,730 | 377,000 | 0 | - | 2,535,250 |
| | | P(a) - | 0 | 200,000 | - | 695,220.36 | 1,415,051.30 | 451,779.58 | 1,433,127.72 |
| | | A 0 | 0 | 195,374.78 | 285,816.03 | 379,518.16 | 120,639.17 | 92,159.34 | 1,073,507.48 |
| 3.6 | Eventos de concientización social sobre el uso eficiente de la electricidad y la mitigación de los impactos sociales que pudiese generar el acceso a electricidad en las comunidades beneficiarias. | P 0 | 0 | 0 | 33,000 | 33,000 | 34,000 | - | 100,000 |
| | | P(a) - | 0 | - | 15,000 | 20,000 | 7,908 | 7,908 | 18,586.01 |
| | | A 0 | 0 | - | 3,586.01 | 7,092 | 0 | 0 | 10,678.01 |
| 3.7 | Base de datos detallada sobre costos unitarios para la elaboración de proyectos de electrificación rural. | P 0 | 25,000 | 25,000 | 0 | 0 | 0 | - | 50,000 |
| | | P(a) - | 25,000 | 10,000 | - | 0 | 0 | - | 1,749.27 |
| 3.8 | Norma Boliviana para construcción de redes rurales de baja y media tensión elaborada. | P 0 | 0 | 50,000 | 0 | 0 | 0 | - | 50,000 |
| | | P(a) - | 0 | 15,000 | 10,495.63 | 0 | 0 | - | 10,495.64 |
| | | A 0 | 0 | - | 10,495.64 | 0 | 0 | - | 10,495.64 |
| 3.9 | Talleres de apoyo al Programa | P 0 | 25,000 | 25,000 | 25,000 | 25,000 | 0 | - | 100,000 |
| | | P(a) - | 25,000 | 10,000 | 17,492.71 | 23,323.62 | 13,322.49 | 3,700 | 33,910.13 |
| | | A 0 | 6,031 | 6,514.58 | 8,020.05 | 5,304.50 | 4,340 | 0 | 30,210.13 |
| 3.10 | Temática Energía - Evaluación del Impacto en la Implementación de los Programas del PEVD | P - | - | - | - | - | - | - | 0 |
| | | P(a) - | - | - | - | 22,780.09 | 22,780.09 | - | 22,780.09 |
| | | A - | - | - | 0 | 0 | 0 | - | 0 |
| 3.11 | Elaboración del marco de planificación de pueblos indígenas y reasentamiento voluntario y uso de servidumbres. | P - | - | - | - | - | - | - | 0 |
| | | P(a) - | - | - | 8,163.27 | - | - | - | 8,163.27 |
| | | A - | - | - | 8,163.27 | - | - | - | 8,163.27 |
| 3.12 | Salvaguardas de Medio Ambiente - IDTR fase II | P - | - | - | - | - | - | - | 0 |
| | | P(a) - | - | - | 8,163.27 | - | - | - | 8,163.27 |
| | | A - | - | - | 8,163.27 | - | - | - | 8,163.27 |
| 3.13 | Consultoría de Apoyo Para la Preparación de las Condiciones Iniciales y el Inicio de la Ejecución del Programa de Electrificación Rural Con Energías Renovables (BO-X1013) | P - | - | - | - | - | - | - | 0 |
| | | P(a) - | - | - | 8,746.36 | - | - | - | 8,746.36 |
| | | A - | - | - | 8,746.36 | - | - | - | 8,746.36 |
| 3.14 | Consultoría: "Diseño Final de Una Planta Solar Fotovoltaica de 20 MW en el Departamento de Oruro" | P - | - | - | - | - | - | - | 0 |
| | | P(a) - | - | - | - | 250,000 | 167,889.36 | - | 267,421.32 |
| | | A - | - | - | 0 | 99,531.96 | 167,889.32 | - | 267,421.28 |
| 3.15 | Consultoría: "Diagnostico para la electrificación rural en el área dispersa con tecnología fotovoltaica en base a datos del censo 2012" | P - | - | - | - | - | - | - | 0 |
| | | P(a) - | - | - | - | - | - | - | 0 |
| | | A - | - | - | - | 25,145.13 | - | - | 25,145.13 |

| Other Costs | | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | Cost |
|--------------------------|--------|-----------|---------|------------|------------|------------|------------|--------------|-----------|
| Administración y gestión | P 0 | 361,050 | 460,840 | 422,140 | 427,340 | 243,280 | - | - | 1,914,650 |
| | P(a) - | 361,050 | 376,340 | 785,866.98 | 645,792.42 | 530,038.41 | 665,480.66 | 2,890,243.20 | |
| | A 0 | 51,273.79 | 478,884 | 646,439.82 | 535,132.71 | 513,032.22 | 207,854.61 | 2,432,617.15 | |

 Total Costs include inactive outputs

| Total | | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | Cost |
|------------|--------|-----------|--------------|---------------|---------------|---------------|--------------|---------------|------------|
| Total cost | P 0 | 4,675,970 | 24,381,520 | 19,225,730 | 7,325,990 | 4,590,690 | 0 | 0 | 60,199,900 |
| | P(a) 0 | 4,675,970 | 4,956,340 | 21,954,001.15 | 30,482,307.35 | 16,143,285.31 | 3,344,273.72 | 64,891,012.02 | |
| | A 0 | 57,304.79 | 6,014,451.88 | 23,507,830.14 | 21,431,628.53 | 8,309,678.02 | 1,014,329.89 | 60,335,223.25 | |

Por último, se realizó una estimación de los beneficios del programa analizando que para el componente I, comparó los consumos en BsB. que tienen las familias beneficiadas, y por tanto el gasto en energéticos para iluminación y otros que significa el pago la factura de luz a la empresa distribuidora vs. el gasto que tenían cuando consumían energéticos alternativos como velas, kerosene, diésel, pilas, etc³². Para el al componente II, se analizó la cantidad de diésel eliminada del consumo para generar electricidad en SA y su impacto en la economía del Estado, ambos han tenido un impacto económico importante debido a la eliminación del consumo de diésel y al ahorro que se genera al Estado por la eliminación de diésel subvencionado que era utilizado en generación por los SA que con el PER fueron incorporados al SIN. Los principales resultados del análisis se presentan a continuación:

Resultado 1: Cobertura de servicio eléctrico incrementado en las áreas rurales. De los 29 proyectos que se ejecutaron con el PER, en 7 de ellos se iniciaron las conexiones a los beneficiarios en el año 2016, solo en uno se terminaron. Durante el 2017 se efectivizaron la gran mayoría de conexiones y para el 2018, quedaron 6 proyectos en los cuales aún se están realizando las mismas. Por lo indicado los datos estadísticos de los nuevos usuarios, sus consumos en Kwh y sus gastos por el nuevo servicio, corresponden a pocos meses de consumo de la nueva electricidad.

Las distribuidoras eléctricas que están a cargo de la operación y mantenimiento de los proyectos del PER, no llevan una estadística por proyectos, sino a nivel global de sus clientes, distribuidos en zona urbana y rural y a veces en esta última agrupados por grandes áreas geográficas. Por lo tanto, se han seleccionado los datos correspondientes a los beneficiarios del PER, para de esta manera conocer sus beneficios económicos resultantes de la ejecución del Programa.

En la etapa de preparación del PER se realizó una "Evaluación de Proyectos de la muestra representativa del Programa de Electrificación Rural B0-L1050" que permitió establecer los gastos que hacían los actuales beneficiarios en energéticos alternativos como velas, baterías, pilas, diésel, kerosene, GLP y otros, en los cuatro Departamentos donde se ejecutó el PER. Para el presente análisis se comparan los gastos en Bs. que tienen las familias beneficiadas cuando pagan la factura de luz a las distribuidoras de electricidad vs. el gasto que tenían cuando consumían dichos energéticos alternativos. El valor del gasto en consumo de energéticos alternativos fue obtenido de la evaluación económica llevada a cabo durante la preparación del proyecto, y actualizarlos a Bs de 2017 según los informes estadísticos del INE.

Tabla 9. Gasto en Energéticos de los Beneficiarios

| Departamento | Gasto de Beneficiarios | | Diferencia (Bs.) |
|----------------|--|----------------------|------------------|
| | Energéticos Alternativos (Bs.) ³³ | Factura de Luz (Bs.) | |
| La Paz | 45,50 | 18,79 | 26,71 |
| Cochabamba | 90,50 | 22,40 | 68,10 |
| Oruro | 55,38 | 23,21 | 32,18 |
| Chuquisaca | 66,25 | 21,17 | 45,08 |
| Promedio Total | 64,41 | 21,39 | 43,02 |

³² A partir de los datos del estudio que se hizo antes de la ejecución del proyecto, para establecer el beneficio económico después de ejecutado el proyecto.

³³ Los valores, actualizados a Bs 2017, provienen de la evaluación económica ex ante.

El cuadro nos muestra que debido a la ejecución del PER en su Componente I, cada beneficiario ha recibido un Beneficio Económico de Bs. 43,02 que significa un ahorro de casi 60% por uso de energéticos en su vivienda, donde en vez de utilizar los anteriores energéticos alternativos, ahora paga una factura por electricidad que le resulta más económica. Si vemos esta situación por Departamento observamos que el beneficio es mayor en Cochabamba, y en ese orden Chuquisaca, Oruro y La Paz. Es decir que todos los habitantes de las comunidades beneficiadas con estos proyectos por la llegada de la energía eléctrica gozan de una nueva situación que les permite mejorar sus vidas en todos los aspectos mencionados anteriormente: salud, educación, seguridad, producción, etc. Mas aun, esta comparación no contempla que la electricidad brinda usos adicionales, más allá de la iluminación, como ser comunicación, información, entretenimiento, etc.

Con el trabajo de campo realizado posteriormente a que las viviendas de los beneficiarios fueran electrificadas, a través de 96 encuestas que se realizaron en los cuatro Departamentos donde se ejecutaron los proyectos se pudo ver que:

- a) Se ha logrado financiar proyectos que signifiquen mejorar la vida de los beneficiarios de los proyectos, en este caso a través de los ejecutados con el Programa de Electrificación Rural (PER).
- b) Se ha comprobado que los nuevos usuarios comienzan a usar el servicio de energía eléctrica muy pronto para iluminación, pero también para aparatos eléctricos como un complemento destinado a mejorar su calidad de vida. Un aspecto importante es el uso de celulares, lo que permite estar informados a los usuarios.
- c) Los proyectos del PER han impulsado el desarrollo tanto colectivo de las comunidades electrificadas, como de los beneficiarios en un número aproximado de 14.000 conexiones, que tomando en cuenta los datos de 2015 del INE que indica que el tamaño medio de hogar es de 4 personas en Bolivia, significa que se ha llegado a beneficiar con energía eléctrica a 56.000 personas de ambos géneros y todas las edades en el área rural de los cuatro Departamentos mencionados.

Resultado 2: Servicio Eléctrico incrementado en los SA. Con la LT Yucumo-San Buenaventura ejecutada bajo el componente II, se logró incorporar al SIN a los SA de cinco localidades: Reyes, Rurrenabaque, San Buenaventura, El Palmar e Ixiamas, que antes de la llegada del PER contaban con generación de energía eléctrica en base a motores con diésel, el servicio eléctrico era de unas horas al día, variable entre 5 y 20, pero con energía inestable, insegura y que producía una contaminación dañina para la salud de toda la población en cada localidad. Con el proyecto ejecutado se logró dotar a estas cinco localidades de energía eléctrica las 24 horas del día en forma eficiente, confiable, segura, permanente y limpia, puesto que se pudo dejar de lado los motores a diésel que emiten materia particulada, óxidos de nitrógeno, gases invernadero y tóxicos, emisiones que contribuyen a niveles de contaminación atmosférica insalubres, produciendo entre otras cosas asma en muchos casos. Un total de 56.740 habitantes en las cinco localidades recibieron este beneficio económico con los proyectos del PER.

Adicionalmente el GdB se benefició con un ahorro equivalente a US\$ 1.165.597/año al no tener que subvencionar 1.043 miles de litros de diésel anuales en los cinco SA que los utilizaban para generar electricidad. Los datos que nos muestran el beneficio económico mencionado se pueden ver en el siguiente cuadro:

Tabla 9. Beneficio económico del Componente II

| SA incorporados al SIN | Año | Consumo Diesel Lt ³⁴ | Bs./Litro ³⁵ Precio 8,88 | Bs./Litro ³⁶ Subvencion 1,10 | Perdida x Subvencion Bs. | Perdida x Subvencion US\$ | Cantidad Habitantes 2017 ³⁷ |
|------------------------|------|---------------------------------|--|--|--------------------------|---------------------------|--|
| Reyes | 2012 | 274.300,00 | 2.435.784,00 | 301.730,00 | 2.134.054,00 | | 14.216 |
| Rurrenabaque | 2012 | 395.700,00 | 3.513.816,00 | 435.270,00 | 3.078.546,00 | | 22.818 |
| San Buenaventura | | 174.796,44 ³⁸ | 1.552.192,41 | 192.276,09 | 1.359.916,32 | | 9.241 |
| El Palmar | | 13.448,79 ³⁹ | 119.425,26 | 14.793,67 | 104.631,59 | | 711 |
| Ixiamas | 2013 | 184.500,00 | 1.638.360,00 | 202.950,00 | 1.435.410,00 | | 9.754 |
| TOTAL | | 1.042.745,23 | 9.259.577,67 | 1.147.019,76 | 8.112.557,91 | 1.165.597,40 | 56.740 |

Resultado 3: Caídas de tensión disminuidas en la LT Sucre-Padilla. Con el proyecto LT Sucre-Padilla se ha logrado mejorar el servicio eléctrico en esa área, con la notoria disminución de la máxima caída de tensión se ha mejorado el rendimiento de los equipos que controlan esta línea en CESSA. El beneficio ha sido notable en todas las localidades que cuentan con el servicio de esta línea donde se ha visto un crecimiento de la demanda y el incremento de usos productivos como talleres y comercios que ya cuentan con una energía confiable y segura. Por lo tanto, el malestar de la población por deficiencias en el servicio eléctrico también ha disminuido, gracias a este proyecto ejecutado bajo el PER.

D. Sostenibilidad

1. Aspectos generales de sostenibilidad

A fin de garantizar la sostenibilidad de la infraestructura construida, las redes fueron entregadas a las empresas distribuidoras mediante acuerdos para su operación y mantenimiento, los cuales fueron suscritos entre cada uno de los gobiernos departamentales (dueños de las redes) y las empresas operadoras. Estas empresas son las responsables por la operación, mantenimiento, administración, cobro de las facturas, que está regulado por la Autoridad de Electricidad, Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE – Ente Regulador Boliviano), en el área de concesión. Al estar estas empresas reguladas, y sujetas a la fiscalización de un ente regulador, tienen la experiencia adecuada para garantizar la sostenibilidad técnica de las redes. La tarifa será la establecida en el área de concesión de cada empresa y aprobada por la AE. Por lo tanto, se garantiza la sostenibilidad técnica y financiera de este componente.

Los proyectos de transmisión serán operados por ENDE Transmisión que recibirá un peaje, regulado por la AE, para cubrir los costos de inversión, operación y mantenimiento. ENDE Transmisión opera 95% de todas las redes de transmisión del país, por lo que tiene una amplia experiencia y capacidad técnica para garantizar la sostenibilidad técnica, ambiental y financiera de la infraestructura.

³⁴ Anuarios estadísticos de la AE (www.ae.gob.bo).

³⁵ Precio Internacional del diésel (www.anh.gob.bo).

³⁶ DS 28551 de 22 de dic de 2005 hace referencia a la Resolución de la Superintendencia de Hidrocarburos 583 de 16 de nov de 2001 donde se fija Bs. 1,10 por Lt, como precio subvencionado.

³⁷ Población por Municipio. Instituto Nacional del Estadística (INE). email a Omar Vargas A.

³⁸ Datos estimados en base a la cantidad de habitantes y al menor consumo.

³⁹ Datos estimados en base a la cantidad de habitantes y al menor consumo.

Las condiciones para la sostenibilidad en aspectos ambientales y sociales del PER están dadas desde el momento en que los impactos ambientales negativos que se pudieron prever con el Programa fueron temporales, localizados y de baja magnitud, ya que las redes de media tensión se construyeron en zonas rurales ya intervenidas, donde no existen vestigios arqueológicos, parques naturales, etc. En el caso del PER se observó la legislación ambiental vigente (Ley No 1333, Decreto Supremo 21173) para todos los proyectos. El nuevo programa (BO-L1117 – PER II) aprobado el 1 de septiembre de 2016, también estará enmarcado en este marco legal, y se espera no existan problemas de sostenibilidad ambiental o social en los proyectos de electrificación.

Los impactos sociales del PER fueron positivos, ya que proveyeron acceso a la electricidad a usuarios rurales de bajos recursos, permitiendo la mejora en su calidad de vida, y la disminución en los niveles de desigualdad. Una forma de dar sostenibilidad a estos proyectos y a los que se realicen con el PER II es la implementación de Programas de Usos Productivos de la energía eléctrica, que permite mejorar los ingresos para los beneficiarios y crea las condiciones para un desarrollo integral de la zona de ejecución de los proyectos.

Las comunidades beneficiadas con el programa, se encuentran en áreas cercanas a caminos, relativamente cerca a la red eléctrica, y a otras comunidades ya electrificadas, asimismo, tienen contacto constante con los centros urbanos, por lo que no se previó un impacto en sus usos y costumbres. Por otro lado, todos los proyectos han sido elaborados a solicitud de las comunidades con un alto gran grado de participación de los beneficiarios. Se realizaron cuatro consultas públicas en la zona de influencia del proyecto de acuerdo a las políticas del BID, en las cuales se presentaron los posibles impactos ambientales y sociales, tanto positivos como negativos, las medidas preventivas, mitigación y las compensaciones previstas para los propietarios de terrenos en caso de ser afectados. Estas consultas ratificaron el amplio apoyo de las comunidades al proyecto. En el momento de preparación del Programa se adjuntó el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS), que incluyó un análisis de los impactos y medidas de mitigación de las obras incluidas en los Componentes I y II. En el caso del Proyecto Yucumo – San Buenaventura, también del Componente II, los estudios de impactos, y los planes de manejo ambiental y social, se desarrollaron de acuerdo a la normativa boliviana y las políticas del BID. Todos los proyectos a ser financiados por el Programa cumplieron con la normativa ambiental del país y las políticas del BID, además del Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS), que fue un Anexo del ROP. Los criterios para la preparación y aprobación de los PPM-PASA fueron parte del PGAS.

La UE tuvo un especialista ambiental y social, tanto en el componente de redes de distribución (componente I), como en el componente de redes de transmisión (componente II), quienes fueron los responsables del cumplimiento de la legislación ambiental y social nacional y de las políticas del BID y del Programa. Como condición especial de ejecución, el Organismo Ejecutor (OE) hizo que la ejecución de las actividades comprendidas en el Programa fueron llevadas a cabo de acuerdo con lo establecido en el IGAS, mediante los planes respectivos aprobados por el BID como parte del PGAS/ROP. Teniendo en cuenta las políticas ambientales y de salvaguardias del BID, el Programa fue calificado como de Categoría “B”.

E. Calificación General

Tabla 10. Efectividad en el Desarrollo

| Efectividad en el Desarrollo - resumen | | |
|---|----------------------|------|
| I. Efectividad en el Desarrollo - Criterios Centrales | | |
| Calificación general recomendada: | Parcialmente Exitoso | |
| | | Peso |
| 1. Relevancia | 4.00 | 20% |
| 2. Efectividad | 2.00 | 40% |
| % de resultados alcanzados | 78.9% | |
| 3. Eficiencia | 2.00 | 20% |
| 4. Sostenibilidad | 4.00 | 20% |
| II. Efectividad en el Desarrollo - Criterios No Centrales | | |
| Desempeño Del Banco | Satisfactorio | |
| Desempeño Del OE | Satisfactorio | |

La calificación general recomendaba por la lista de verificación del PCR es “**Parcialmente Exitoso**”; sin embargo, el equipo del proyecto considera que la calificación general final de la operación debe ser “**Exitosa**”. Lo anterior dado que los cambios realizados en la MR del Programa buscaban generar indicadores y metas de resultados cuya medición fuera más directa, y que al mismo tiempo se encontraran alienados con los indicadores del CRF del Banco. Con el programa se logró un incremento significativo de casi el 2% en la cobertura eléctrica en la áreas rurales del país. De los usuarios beneficiados por el programa, se comprobó que más del 86% están utilizando equipos electrónicos y un 90% equipos de telefonía celular. El programa a su vez permito la generación de manuales y herramientas que facilitarán la planificación e implementación de nuevos proyectos de electrificación.

IV. CRITERIOS NO CENTRALES

A. Desempeño del Banco

El Banco desde un inicio concentró sus esfuerzos acompañar la ejecución del Contrato de Préstamo en los plazos y tareas establecidas de acuerdo al cronograma; sin embargo, esto no pudo ser posible debido a los cambios presentados en las autoridades del sector. Durante la planificación inicial del Programa no se estimó adecuadamente los tiempos requeridos para los trámites para la firma de convenios interinstitucionales, su aprobación interna, ni el tiempo requerido para la inscripción presupuestaria por parte de todos los actores involucrados. Estos tiempos resultaron mucho mayores a los previstos en la programación inicial, impidiendo la inscripción presupuestaria de los proyectos, y la contratación de la UE. Por otro lado, durante la gestión 2012 existieron varios cambios de autoridades, que repercutieron en la UE (cambios de coordinadores, renuncia del personal, etc). Durante la gestión 2012 en que la participación del Organismo Ejecutor fue limitada debido a cambios en las autoridades, el Banco se esforzó para que la ejecución del Programa no tenga excesivo retraso, para lo cual contrató consultores de apoyo a diferentes tareas, hasta que a finales de dicho año se pudo restablecer el equipo principal de la UE, con lo cual el Programa pudo despegar el año 2013 con buenos resultados.

En los últimos 4 años hasta el 2017 inclusive, el Banco se preocupó por fortalecer las áreas de debilidad que se observaba por parte de la UE, como ser el monitoreo y seguimiento de las conexiones a los beneficiarios, el objetivo fundamental correspondiente al Componente I del Programa. Primero se contrató un especialista en seguimiento y monitoreo, quien apoyó a la UE en el seguimiento del avance de los proyectos. Posteriormente, en el 2015, a través de una consultoría contratada por el Banco se pudo realizar un diagnóstico de la situación respecto a las conexiones y con esta base implementar una estrategia que dio como resultado impulsar este trabajo hasta la meta lograda finalmente, que superó la que se tenía con el último ajuste.

Por otra parte, y para lograr cumplir con el Componente II del Programa, se realizó un cambio de responsable para la ejecución de una de las líneas de transmisión, del VMEEA a ENDE, con lo cual se pudo cumplir con las metas establecidas. En este cambio, el Banco apoyó a lograr este traspaso, a través de una modificación contractual.

Finalmente, a través del Componente III de preinversión y apoyo al PEVD, el aporte del Banco fue decisivo para lograr los resultados alcanzados. Asimismo, se desarrollaron herramientas que tendrán un impacto en otros programas de electrificación.

B. Desempeño del OE

El Organismo Ejecutor (OE) en la primera etapa de aprobación del Programa estuvo trabajando de acuerdo a lo planificado, posteriormente su desempeño fue afectado por el retraso debido a problemas de inscripción presupuestaria, y también por cierta inestabilidad institucional que en algún momento ocasionó la renuncia de la mayoría del personal de la UE, sin embargo, una vez que se pudo consolidar un nuevo personal para trabajar en dicha UE, se pudo avanzar en el cronograma general de trabajo y en el camino ir solucionando los problemas iniciales referentes a licitaciones, inscripciones presupuestarias, etc.

Por otra parte, no se trabajó desde un inicio en forma coordinada con los demás actores involucrados en los proyectos, especialmente con las operadoras eléctricas de distribución que se iban a hacer cargo de la operación y mantenimiento de los proyectos una vez concluida su construcción. Debe resaltarse que las operadoras de distribución en las áreas de actuación del Programa eran privadas, al inicio de la ejecución, y posteriormente fueron nacionalizadas. Si bien este cambio de estructura accionaria causó algún problema de coordinación (debido a la reestructuración interna de las empresas), posteriormente facilitó la coordinación entre las empresas distribuidoras y el VMEEA.

Por otra parte, el OE no pudo realizar el monitoreo de las conexiones en los cuatro Departamentos, por lo cual el Banco contrató un consultor para cumplir esta tarea.

En la última etapa de ejecución del Programa, se produjo un nuevo cambio de autoridad en el VMEEA así como también del Coordinador de la UE, que sin embargo no afectó significativamente la continuidad del Programa. A pesar de todo lo mencionado, el Banco pudo coordinar con el OE y llegar a buen término en la ejecución del Programa.

V. CONCLUSIONES Y LECCIONES APRENDIDAS

A nivel general se puede afirmar que el Programa se ejecutó adecuadamente y tuvo los resultados esperados, con una ejecución presupuestaria general inferior a la programada. Sin

embargo, es necesario observar que si bien, el número de conexiones final fue superior al de la última meta ajustada, si comparamos la meta inicial con la final y tomamos en cuenta el presupuesto correspondiente también en los dos momentos, veremos que se planificó llegar a 35.000 conexiones con US\$ 25.400.000, es decir a una inversión de US\$ 745,71 por conexión, pero se terminó con US\$ 25.938.831,63 para 13.919, es decir US\$ 1,883,72 por conexión. El hecho de que se haya llegado solo al 39% de las conexiones esperadas se debe a que la cantidad de potenciales beneficiarios estimada inicialmente estaba muy por encima de la realidad, como se pudo establecer cuando se hizo el diagnóstico a fines de 2015. Una lección aprendida es la verificación en campo de los proyectos, antes de su licitación. No obstante, esto tiene un grado de dificultad, dados los costos de traslado hasta las comunidades alejadas, que en muchos casos están hasta 8 horas en carro desde los centros urbanos, aspecto que la UEP no siempre puede cubrir.

El largo tiempo transcurrido entre la aprobación del Programa y el inicio de su ejecución por los retrasos presentados en la inscripción presupuestaria y en la dificultad de las primeras licitaciones declaradas desiertas, significó una lección importante a no repetir en el futuro y así lograr cumplir adecuadamente los cronogramas planificados. Las lecciones aprendidas en este caso son: (i) considerar en la planificación inicial, todos los tiempos de los trámites requeridos; (ii) hacer un estudio de mercado de los contratistas que puedan participar en las obras a ser licitadas.

El diseño general del Programa fue adecuado al fin de contribuir con las necesidades del gobierno de reducir la pobreza e incrementar la cobertura eléctrica nacional⁴⁰. El esquema de ejecución propuesto demostró ser efectivo en cuanto a alcanzar los resultados.

Otra lección importante de asimilar para futuros proyectos es la necesidad de contar con una adecuada revisión de los proyectos por parte de la UE, antes de su licitación, y de tener una sola y clara metodología de elaboración de proyectos, para estar seguros de la correcta elegibilidad de proyectos y para facilitar el seguimiento de estos. Este aspecto se facilita, dado que el mismo Programa ha financiado el diseño de un Manual para Elaboración de Proyectos de Electrificación Rural, que fue socializado. Una vez que se logre su implementación por las distintas instancias (municipios, Gobernaciones, etc), puede esperarse que la calidad de los proyectos de electrificación rural mejor.

Pese a que el Programa no contó con un plan de usos productivos, algunos beneficiarios de hecho utilizaron sus conexiones para ese fin, lo cual demuestra que existe la necesidad de un programa de esa naturaleza en el futuro, tal como se estará implementando con el PER II.

Los beneficios mencionados de la ejecución de los dos proyectos de líneas de transmisión nos muestran también que se debe continuar con este tipo de proyectos, con impacto significativo en la mejora del medio ambiente, especialmente cuando se trata de disminuir la utilización de diésel para la generación eléctrica.

⁴⁰ El desarrollo de actividades económicas inclusivas es el medio más eficaz de reducir la pobreza; sin embargo, este desarrollo no es posible sin acceso a la energía eléctrica confiable y a precios competitivos. Banco Mundial, 2015.

VI. HALLAZGOS Y RECOMENDACIONES

A. Dimensiones 1 a 5

Durante los talleres de cierre para cada uno de los componentes se presentaron los resultados alcanzados, las acciones para propiciar sostenibilidad, las lecciones aprendidas y los mecanismos de seguimiento a los resultados del Programa. Los participantes a los talleres acordaron que, con base a la información presentada en el taller, se prepararía el Informe de Terminación de Proyecto (PCR por sus siglas en inglés) correspondiente. Bajo esta línea, se acordó que se incluirían las lecciones aprendidas mencionadas en el taller. Esta sección de Hallazgos y Recomendaciones también incluye las lecciones aprendidas recogidas por parte de los participantes del Taller de Cierre del Programa.

Tabla 11
Hallazgos y recomendaciones

| Hallazgos | Recomendaciones |
|--|---|
| Dimensión 1: Técnico-sectorial | |
| Hallazgo # 1 Matriz de Resultados con errores conceptuales | Recomendación # 1 Diferenciar claramente desde un inicio los indicadores de Productos y de Resultados |
| Hallazgo # 2 Retraso en ejecución de tareas para iniciar proyecto | Recomendación # 2 Elaborar un cronograma de trabajo con asignación de tareas tomando en cuenta los tiempos reales que toma cada tarea, tanto la correspondiente al OE como al Banco |
| Hallazgo # 3 Deficiente elaboración de proyectos presentados | Recomendación # 3 Para el desarrollo de futuros proyectos de electrificación rural, será necesario requerir a los postulantes a financiamiento, utilizar el Manual de Elaboración de Proyectos de ER financiado preparado en el marco del PER con el fin de facilitar su revisión técnica y financiera, así como su aprobación tanto por el VMEEA, como por el BID. |
| | Recomendación # 4 Incluir en los Estudios de presentación de proyectos la georreferenciación de las viviendas potenciales a ser beneficiadas, así como hojas de estacado con usuarios identificados y sus listas respectivas. Incluir también el número de celular del Beneficiario. |
| | Recomendación # 5 Cursos periódicos de capacitación del VMEEA a consultores, sobre el Manual de Elaboración y Evaluación de Proyectos, y luego elaborar un listado de consultores habilitados para preparar proyectos de electrificación rural, previa evaluación de los mismos, como una forma de asegurar que los proyectos sean elaborados con base a dicho Manual y que tengan un nivel de elaboración que garantice su buena ejecución. |
| Hallazgo # 4 Falta de incorporación de las operadoras eléctricas desde un inicio de los proyectos | Recomendación # 7 Coordinar con las operadoras eléctricas que se harán cargo de la operación y mantenimiento de los proyectos, 1) la participación de la operadora eléctrica en todas las etapas del proyecto: diseño, ejecución y operación de las redes eléctricas incluidas las conexiones y 2) las normas de construcción que serán utilizadas en los proyectos a ejecutarse, tomando como base lo establecido en el Manual de Elaboración y Evaluación de Proyectos financiado por el Programa. |
| Hallazgo # 5 Falta de Coordinación entre todos los actores involucrados en los proyectos | Recomendación # 8 Entregar una copia del Estudio de Factibilidad de cada proyecto al Gobierno Departamental para que lo incluya en su plan de desarrollo departamental, al VMEEA para que este pueda incorporar el proyecto en el plan nacional de electrificación rural y haga pública la información del mismo (así todos los interesados en hacer proyectos de electrificación rural podrán tener conocimiento de lo que se está haciendo), otra copia a la AE para que tome en |

| | |
|--|--|
| | <p>cuenta este proyecto en el crecimiento de la demanda y demás aspectos relacionados con el desarrollo del sector energético y su normatividad, y una copia también a la(s) empresa(s) que se harán cargo de la operación y mantenimiento del proyecto.</p> |
| | <p>Recomendación # 9</p> <p>Efectuar reuniones entre todas las entidades involucradas, con la finalidad de tener una planificación coordinada del crecimiento de la demanda calculado por la operadora eléctrica y las necesidades de electrificación rural planteadas por las Gobernaciones Departamentales o las Alcaldías. Verificar con la operadora eléctrica la factibilidad del proyecto tomando en cuenta la capacidad de la red eléctrica. En estas mismas reuniones se debería elaborar una carpeta de proyectos a nivel departamental.</p> |
| | <p>Recomendación # 10</p> <p>Efectuar reuniones en los Departamentos donde se ejecutarán proyectos, convocadas por el VMEEA con la presencia de: Gobernación Departamental, Empresa Constructora, Empresa Supervisora y Empresa operadora con la finalidad de definir:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Fechas de recepción provisional para cada uno de los proyectos. b) Fechas de conclusión final de obras y por tanto de recepción definitiva de cada proyecto por parte de la operadora eléctrica. c) Fecha de energización para cada proyecto. d) Fechas para revisión y para firma de Contratos de Operación y Mantenimiento con las operadoras eléctricas. |
| <p>Hallazgo # 6</p> <p>Retraso en las conexiones una vez concluida la construcción de la red eléctrica</p> | <p>Recomendación # 11</p> <p>Incluir como parte de la inversión en el proyecto, los costos de materiales para acometidas, así como la mano de obra para la instalación de las mismas, en la medida en que la operadora eléctrica se limita a proveer únicamente el cable de acometida y el medidor para las conexiones.</p> |
| | <p>Recomendación # 12</p> <p>Acordar con todos los actores participantes de los proyectos, que a medida que se vayan terminando tramos de construcción, la operadora eléctrica participe desde la primera revisión para la recepción provisional de la red eléctrica, haciendo también sus observaciones, y una vez subsanadas las mismas, proceda a instalar acometidas en el tramo concluido y así sucesivamente hasta alcanzar el 100% de la construcción.</p> |
| | <p>Recomendación # 13</p> <p>Designar al menos una persona con dedicación exclusiva para realizar el seguimiento de conexiones en todos los proyectos con la finalidad de:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) hacer un seguimiento permanente para conocer el incremento de conexiones con las empresas operadoras en cada Departamento, conocer si existen dificultades, cuáles son sus causas y por tanto encontrar soluciones para las mismas, b) elaborar informes mensuales resumidos de su trabajo al VMEEA y BID, con base a Cronogramas y Tablas de seguimiento. |

| | |
|--|--|
| Hallazgo # 7 Falta de coordinación con los beneficiarios | a operadora eléctrica en forma conjunta con el VMEEA deberán coordinar con los Comités de Electrificación o de Conexiones, donde ya existen, y allí donde no existan pedir a los beneficiarios que los constituyan, mediante reuniones convocadas a todos los representantes de los beneficiarios para: 1) Informarles de todos los aspectos relacionados con las conexiones, principalmente a) requisitos, b) costos, c) fecha de energización y 2) Definir a) fechas de instalación de acometidas b) plan de recorrido para estas instalaciones y c) firma de contratos entre empresa y usuario. |
| Hallazgo # 8 Falta de comunicación a los beneficiarios en torno a los proyectos del PER desde un inicio del Proyecto | Recomendación # 15 Realizar campañas de comunicación en los Departamentos, donde se está iniciando la construcción de los proyectos a ser realizadas por una o más empresas con vasta experiencia en este tipo de campañas en proyectos de electrificación rural y adecuada no solo a las particularidades de cada región, sino también a la etapa en la que se encuentra cada uno de los proyectos en cada Departamento. |
| | Recomendación # 16 Orientar las campañas de comunicación a informar a los futuros usuarios sobre requisitos y costos de las futuras conexiones, así como para motivarlos a conectarse explicándoles los beneficios de la electricidad tanto para su vida diaria como para el uso productivo de la misma, y también sobre aspectos de seguridad en el uso de la electricidad, tanto para personas mayores como para niños. |
| Hallazgo # 9 Falta de Programa de Usos Productivos de la energía eléctrica | Recomendación # 17 Elaborar Programas de Usos Productivos para cada proyecto de construcción, como una base para el desarrollo de la zona del proyecto y para generar ingresos al beneficiario que de esta manera puede pagar su factura de electricidad pero además mejorar sus condiciones de vida familiar. |
| Hallazgo # 10 Observaciones técnicas de construcción con impacto negativo en finalización de obras e inicio de conexiones | Recomendación # 18 Realizar un Taller Técnico previo a la licitación de construcción de las redes eléctricas de los proyectos, con la participación de: VMEEA, operadoras eléctricas que se harán cargo de la operación y mantenimiento de los proyectos y empresas que participarán en la licitación de la construcción y de la supervisión, con la finalidad de informarles con detalle las normas de construcción que se utilizarán en los proyectos, que deberán ser de cumplimiento obligatorio para todos los que quieran ser parte de dicha licitación, ya sea como constructores o como supervisores. Con esto se garantiza una construcción de acuerdo a normas y por otra parte, la posibilidad de que mejore la supervisión de los proyectos, tanto en tiempo como respecto a la calidad de la construcción. |
| Hallazgo # 11 Falta de un documento que sirva como guía para lograr las metas de conexiones | Recomendación # 19 Entregar a las personas encargadas de este trabajo el "Manual para promover conexiones eléctricas a los beneficiarios en proyectos de electrificación rural en Bolivia", elaborado con anterior consultoría. (Anexo ...) |
| Dimensión 2: Organizativa y administrativa EQUIPO BID | |
| Dimensión 3 : Procesos/actores públicos EQUIPO BID | |

| | |
|---|--|
| <p>Hallazgo # 10</p> <p>Inestabilidad del OE a nivel del Ministerio de Energías y del VMEEA</p> | <p>Recomendación # 19</p> <p>Conformar un equipo de personal capacitado que se haga cargo de todos los aspectos del Programa desde su inicio hasta su finalización, el mismo que debería estar exento de cambios por motivos políticos o de otra índole y que las autoridades superiores que con seguridad se irán cambiando durante toda la vida del PER II, no tendrían más que dar continuidad al trabajo de este equipo, solo así se podrían evitar los problemas sucedidos con el PER, que retrasaron en un año su cronograma de ejecución.</p> |
|---|--|

Anexo 1

Cambios a la Matriz de Resultados Aprobada

| Tipo de Indicador | Indicador | Motivo/Explicación |
|-----------------------------------|--|---|
| Cambios en Productos y Resultados | Productos y Resultados | Se realizó un cambio en los indicadores de resultados del proyecto. Se redujeron varios indicadores, y se reemplazaron con indicadores cuya medición es más directa. Este cambio fue acordado con el ejecutor y tomó en cuenta la dificultad de medición de los indicadores propuestos inicialmente, los mismos que requerirían de un presupuesto adicional para determinar la línea base y su medición por muestreo. Los indicadores de resultados planteados ahora reflejan directamente las metas que debe alcanzar la operación, que es la de incrementar la cobertura de electrificación rural. Este indicador está asimismo alineado con los indicadores del Banco (% de hogares con servicio de electricidad). Por otro lado, el indicador de producto fue alineado con los indicadores del Banco (Km de Línea de distribución instalada), ya que efectivamente la operación financiera líneas de distribución y transmisión, como producto, mientras que las conexiones de usuarios (y el incremento de la cobertura) será una resultado de este producto. Solicitud de la agencia ejecutora: IDBDOCS 36730796. |
| Resultado | Cobertura de servicio eléctrico en las áreas rurales incrementada. | Se modificó indicadores de resultados a solicitud del ejecutor, a fin de reflejar los resultados de la intervención, alinear los indicadores del proyecto con los indicadores del Banco, y facilitar el monitoreo por parte de la agencia ejecutora. |
| Cambios en Productos y Resultados | Productos y Resultados | El resultado del proyecto es lograr incrementar en 3,5% la cobertura eléctrica. Esto representa un costo por conexión de US\$800/conexión. Dependiendo el costo de las líneas eléctricas (que depende de la geografía), esta meta podría variar. Aun no se ha definido la cartera definitiva de proyectos. La meta del producto en el componente I es estimada, hasta que no se defina y conozca una cartera definitiva de proyectos. Los productos del componente III, aún están en discusión con el ejecutor. Debido al atraso en el inicio en la ejecución del Programa, algunos de estos productos ya no son relevantes, mientras que se está discutiendo la realización de otros productos. |
| Producto | Línea de distribución monofásica convertida a línea de distribución trifásica. | Replanificación de los productos. Los proyectos a ser ejecutados por la agencia ejecutora son propuestos por las Gobernaciones (Gobiernos locales). En esta etapa inicial la Agencia Ejecutora ha recibido solamente proyectos de extensión de redes de distribución únicamente y solicita la replanificación de los proyectos de reconversión de redes para años posteriores. Se debe hacer notar que la demanda de las gobernaciones a la conversión de líneas de distribución monofásica a trifásica no ha presentado movimiento alguno. Se presume que las mismas están en la elaboración de proyectos o en la identificación de los mismos. |
| Producto | Kilómetros de línea de distribución convertidas de monofásico a trifásico. | Modificación de indicador de producto. Se unificó los productos "kilómetros de línea de distribución convertida de monofásico a trifásico" y "Kilómetros de línea de distribución instalada", ya que, una vez identificada la cartera de proyectos, se determinó que solo existirán instalación de líneas de distribución. |
| Producto | Kilómetros de línea de distribución instalada | Inclusión del indicador de producto Se adicionó el indicador de producto, para poder medir la intervención en infraestructura eléctrica (producto), misma que facilitará el incremento en el número de usuarios, y en la cobertura de la demanda (resultado). Este indicador está alineado con los indicadores del Banco (Km de línea de distribución instalado). |
| Resultado | Cobertura de servicio eléctrico en las áreas rurales incrementada. | Dado el atraso en el inicio de la ejecución del Programa, se ajustó la proyección de los resultados (incremento en la cobertura, y conexiones), ya que no se espera que se puedan lograr conexiones durante la gestión 2013. |
| Producto | Apoyo a preguntas de energía en el Censo | Postergación del censo nacional. Se ha replanificado en tiempo el apoyo para la elaboración de las preguntas que deberán ser incorporadas en el censo. Esto debido a la postergación, por parte del Gobierno Nacional, del Censo Poblacional aun no definido. |
| Producto | Análisis de los resultados del Censo Nacional en la temática de Energía | Modificación de alcance de producto. Se modificó el producto de "apoyo a preguntas de energía en el censo" a "análisis de los resultados del censo nacional en la temática de energía" |

| | | |
|-----------|--|--|
| Producto | Base de datos detallada sobre costos unitarios para la elaboración de proyectos de electrificación rural. | Atraso en la entrega del producto. La consultoría se inició en el 2012 sin embargo no pudo concluirse, por lo que se ha reprogramado la entrega del producto para el 2013. |
| Producto | Kilómetros de línea de distribución instalada | Declaratoria desierta. La licitación para la construcción de las obras del "Proyecto de Electrificación Fase V - Zona Trópico" se declaró desierta, al no haber existido oferentes. Las obras tenían un presupuesto referencial de US\$6MM, lo que afectó el cumplimiento de las metas del Programa. Se definió analizar las razones para esta declaratoria, y relanzar el proceso, en el primer semestre del 2013. |
| Resultado | Reducción del uso de combustibles tradicionales usados para la iluminación en hogares rurales y el gasto asociado | Se eliminó como indicador por la dificultad de medición de los indicadores propuestos inicialmente, los mismos que requerirían de un presupuesto adicional para determinar la línea base y su medición por muestreo. |
| Resultado | Inversión con rentabilidad económica- TIRS | Se eliminó como indicador por la dificultad de medición de los indicadores propuestos inicialmente, los mismos que requerirían de un presupuesto adicional para determinar la línea base y su medición por muestreo. |
| Producto | Relevamiento de los operadores eléctricos rurales y elaboración de un programa de formalización de los operadores eléctricos que no cumplan con la normativa vigente en coordinación con la AE | Se eliminó como indicador debido a la nacionalización de las empresas operadoras. El Gobierno definió que estas empresas (que tenían zonas de concesión urbanas) se hagan cargo también de la operación rural. Por ello, ya no existían operadores eléctricos rurales. |

Informe de Terminación de Proyecto
Programa de Electrificación Rural (BO-L1050)

| Efectividad en el Desarrollo Resumen | | |
|--|-----------------------------|------|
| <i>I. Efectividad en el Desarrollo - Criterios Centrales</i> | | |
| <i>Calificación general recomendada:</i> | <i>Parcialmente Exitoso</i> | |
| | | Peso |
| 1. Relevancia | 4.00 | 20% |
| 2. Efectividad | 2.00 | 40% |
| % de resultados alcanzados | 78.9% | |
| 3. Eficiencia | 2.00 | 20% |
| 4. Sostenibilidad | 4.00 | 20% |
| <i>II. Efectividad en el Desarrollo - Criterios No Centrales</i> | | |
| Desempeño Del Banco | Satisfactorio | |
| Desempeño Del Prestatario | Satisfactorio | |