

Informe de Terminación de Proyecto

ITP

Nombre del Proyecto: Programa Multifase de Electrificación Rural Fase I y Fase II.

País: Guatemala.

Sector/Subsector: Energía.

Equipo de Proyecto Original: Carlos Trujillo (INE/ENE), Jefe de Equipo; Arnaldo Vieira de Carvalho (INE/ENE); José Ramón Gómez (INE/ENE), Liliana López (INE/ENE), Karol de la Paz Quintero (INE/ENE), Marcelo Valenzuela (ENE/CPN), Andrés Suárez (FID/CGU); Juan Carlos Martell (PDP/CGU); y María Cristina Landázuri (LEG/SGO), bajo de la supervisión de Leandro Alves, Jefe de División (INE/ENE) y César Castellón, Representante (CID/CGU).

Número de Proyecto: GU-L1018 y GU-L1084.

Número de Préstamos: 2033/OC-GU y 3405/OC-GU; 3406/BL-GU.

Fecha de QRR: 26 de junio de 2018 (GU-L1018) y 15 de agosto de 2014 (GU-L1084).

Fecha de Aprobación Final del ITP:

ITP Equipo: Autor Principal y Miembros: Alberto Levy (INE/ENE), Jefe de Equipo; José Villatoro (CID/CGU); Lilena Martínez (VPC/FMP), Rodrigo Castro (VPC/FMP); Fernando Anaya y Cecilia Seminario (INE/ENE), bajo de la supervisión de Ariel Yépez, Jefe de División (INE/ENE) y Carlos Melo, Representante (CID/CGU).

ÍNDICE

Abreviaturas y Acrónimos	3
I. INFORMACIÓN BÁSICA	1
II. EL PROYECTO	3
A. CONTEXTO DEL PROYECTO	3
B. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	4
i. Objetivo de Desarrollo	4
ii. Componentes	5
C. CALIDAD DEL DISEÑO	5
III. RESULTADOS	7
A. EFECTOS DIRECTOS	7
B. EXTERNALIDADES	8
C. PRODUCTOS	9
D. COSTOS DEL PROYECTO	11
IV. IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO	11
A. ANÁLISIS DE LOS FACTORES CRÍTICOS	11
B. DESEMPEÑO DEL PRESTATARIO/AGENCIA EJECUTORA	14
C. DESEMPEÑO DEL BANCO	14
V. SOSTENIBILIDAD	15
A. ANÁLISIS DE LOS FACTORES CRÍTICOS	15
B. RIESGOS POTENCIALES	16
C. CAPACIDAD INSTITUCIONAL	16
VI. EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO	18
A. INFORMACIÓN SOBRE RESULTADOS	18
B. SEGUIMIENTO FUTURO Y EVALUACIÓN EX-POST	19
VII. LECCIONES APRENDIDAS	20
Anexos	24
Enlaces Electrónicos	30

Abreviaturas y Acrónimos

AE	Agencia Ejecutora
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
CT	Cooperación Técnica
DEOCSA	Distribuidora de Electricidad de Occidente
DEORSA	Distribuidora de Electricidad de Oriente
EAE	Evaluación Ambiental Estratégica
EBP	Estrategia del BID con el País
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
GdG	Gobierno de Guatemala
GEI	Gases Efecto Invernadero
GERO	Gerencia de Electrificación Rural del INDE
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
IP	Implementación de Productos
ITP	Informe de Terminación de Proyecto
km	Kilómetro
LPI	Licitación Pública Internacional
LT	Línea de Transmisión
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MINFIN	Ministerio de Finanzas Públicas
OD	Objetivo de Desarrollo
PER	Plan de Electrificación Rural
PMER	Plan Maestro de Electrificación Rural
PMR	Informe de Seguimiento de Proyecto (<i>Progress Monitoring Report por sus siglas en inglés</i>)
SA	Sistemas Aislados
SECCI	Energía Sostenible y Cambio Climático
SEGEPLAN	Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia
SNIP	Sistema Nacional de Inversión Pública
UE	Unidad Ejecutora
US\$	Dólares de los Estados Unidos de América

I. INFORMACIÓN BÁSICA

DATOS BÁSICOS (MONTOS EN US\$)

NO. PROYECTO: GU-L1018

Prestatario: República de Guatemala

Agencia Ejecutora (AE): Instituto Nacional de Electrificación (INDE)

Préstamo: 2033/OC-GU

Sector: Energía

Instrumento de préstamo: Multifase

TITULO: Programa Multifase Electrificación Rural - Fase I

Fecha aprobación Directorio: 22/10/08

Fecha efectividad contrato préstamo: 21/04/10

Fecha elegibilidad primer desembolso: 28/1

Meses en ejecución:

* desde aprobación: 84 meses

* desde efectividad del contrato: 60 meses

Períodos de desembolso:

Fecha original desembolso final: 21/04/15

Fecha actual desembolso final: 21/10/15

Extensión acumulativa (meses): 6

Extensión especial (meses): 0

Fecha de Cierre: 11/03/16

Monto préstamo:

* **Monto original:** US\$55.000.000

* **Monto actual:** US\$55.000.000

* **Pari Passu:** 100%

* **Cancelado:** US\$54.403.336

* **Fondos devueltos:** US\$596.664

Desembolsos:

Monto a la fecha: 100% s/monto actual; 91% s/monto original

Costo Total del Proyecto (Estimado Original): US\$55.000.000

Redireccionamiento Este proyecto:

- recibió fondos de otro proyecto? ☐

- ¿Envío fondos a otro proyecto? ☐

- N/A ☒

De/Para No. Proyecto	Para No. Sub-préstamo	Monto

* Monto actual (ajustado para redireccionamiento)

Reducción de Pobreza (PTI): Si

Equidad Social (SEQ): Si

Clasificación ambiental: B

En estado de "Alerta":

Está el proyecto "en alerta": No

Resumen de la Clasificación de Desempeño

OD	<input type="checkbox"/> Muy Probable(MP)	<input checked="" type="checkbox"/> Probable (S)	<input type="checkbox"/> Poco Probable (PP)	<input type="checkbox"/> Improbable (MI)
PI	<input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (I)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)
SO	<input type="checkbox"/> Muy Probable(MP)	<input checked="" type="checkbox"/> Probable (S)	<input type="checkbox"/> Poco Probable (PP)	<input type="checkbox"/> Improbable (MI)

NO. PROYECTO: GU-L1084	TÍTULO: Programa Multifase Electrificación Rural - Fase II						
Prestatario: República de Guatemala	Fecha aprobación Directorio: 12/12/17						
AE: INDE	Fecha efectividad contrato préstamo: Operación cancelada						
	Fecha elegibilidad primer desembolso: Operación cancelada						
Préstamo: N/A							
Sector: Energía	Meses en ejecución: * desde aprobación: N/A * desde efectividad del contrato: N/A						
Instrumento de préstamo: Multifase	Períodos de desembolso: Fecha original desembolso final: N/A Fecha actual desembolso final: N/A Extensión acumulativa (meses): N/A Extensión especial (meses): N/A Fecha de Cierre: N/A						
	Monto préstamo: * Monto original: US\$ 55.000.000 * Monto actual: N/A * Pari Passu: N/A * Cancelado: N/A * Fondos devueltos: N/A						
	Desembolsos: Monto a la fecha: N/A						
	Costo Total del Proyecto (Estimado Original): US\$ 55.000.000						
	Redireccionamiento: Este proyecto: - ¿recibió fondos de otro proyecto? [] - ¿Envió fondos a otro proyecto? [] - N/A [x]						
	<table border="1"><thead><tr><th>De/Para No. Proyecto</th><th>Para No. Subpréstamo</th><th>Monto</th></tr></thead><tbody><tr><td> </td><td> </td><td> </td></tr></tbody></table> <p><i>* Monto actual (ajustado para redireccionamiento)</i></p>	De/Para No. Proyecto	Para No. Subpréstamo	Monto			
De/Para No. Proyecto	Para No. Subpréstamo	Monto					
Reducción de Pobreza (PTI): Si							
Equidad Social (SEQ): Si							
Clasificación ambiental: B							
	En estado de "Alerta" Está el proyecto "en alerta": No						

II. EL PROYECTO

A. CONTEXTO DEL PROYECTO

1. En las últimas tres décadas el Gobierno de Guatemala (GdG) ha priorizado ampliar el acceso y proveer una adecuada dotación del servicio eléctrico a la población. A principios del año 1990, el índice de cobertura eléctrica a nivel nacional apenas alcanzaba el 35,8%¹, lo que llevó al GdG a emprender la modernización del sector eléctrico con la intención de incrementar la cobertura a nivel nacional y disminuir las brechas en el índice de electrificación entre distintas regiones². Incluyó, además, el fortalecimiento de la infraestructura eléctrica para mejorar la calidad del servicio, elevar el nivel de bienestar de la población y reducir la pobreza.
2. En 1996 entró en vigor la nueva Ley General de Electricidad. Esta ley y sus reglamentos impulsaron la reestructuración de la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. y el Instituto Nacional de Electrificación (INDE). El área de distribución del INDE fue desagregado en la Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. (DEORSA) y la Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. (DEOCSA).
3. Bajo la nueva estructura del subsector electricidad, se publica en 1999 el Plan Maestro de Electrificación Rural (PMER) como un instrumento para la modernización de la infraestructura destinada a la provisión del servicio eléctrico en las comunidades rurales. El PMER es un plan integral de inversiones en transmisión y distribución requeridas para ampliar la cobertura a 280.629 nuevos clientes y mejorar el servicio, en particular en comunidades rurales de bajos ingresos.
4. El PMER establecía metas de electrificación nacional y objetivos de inversión estimados en US\$333,5 millones que serían administrados bajo el fideicomiso "INDE-Obras Rurales de Oriente y Occidente". El primer aporte al fideicomiso provino de la privatización de las distribuidoras DEORSA y DEOCSA el año 1999 por un monto de US\$101 millones. Este mismo año el Congreso de la República aportó US\$50 millones provenientes de bonos del tesoro. Posteriormente se acordó la solicitud de un préstamo al Banco Centroamericano de Integración Económica por US\$35 millones, destinados principalmente a obras de transmisión. El INDE, por su parte, aportó al fideicomiso US\$114 millones de recursos propios. En 2005 se mantenía un déficit presupuestario para alcanzar los objetivos de inversión, por lo que el gobierno solicitó un préstamo al Banco Interamericano de Desarrollo (BID).
5. En octubre de 2008, el GdG acordó un préstamo de inversión bajo la modalidad de Programa de Fases Múltiples, compuesto por dos fases de US\$55 millones cada una. La propuesta de préstamo describe el compromiso de aumentar la cobertura de electricidad nacional del 83% en 2007 al 86% en 2011 con la implementación de la Fase I, y alcanzar 89% de electrificación con la Fase II. El PFM brindaría acceso a los habitantes de los 45 municipios con menores ingresos que concentran al grupo objetivo del PMER (280.629 nuevos clientes), y aumentaría la productividad de las comunidades rurales, mediante la mejora y ampliación de la cobertura del servicio eléctrico. El 21 de abril de 2010, el Directorio Ejecutivo del BID aprobó una propuesta de préstamo por

¹ CEPAL (2012). Centroamérica: Estadísticas del Subsector Eléctrico, 2011. Hasta el año 1994, el Censo nacional no contaba con una definición oficial de centros urbanos; por lo tanto, no existían datos desagregados del índice de electrificación por zona rural y urbana. A partir de este año se consideró como área urbana a los poblados con categoría oficial de ciudades, villas y pueblos (cabeceras departamentales y municipios), así mismo las colonias y asentamientos que tuvieran continuidad al casco urbano.

² Según el Plan Maestro de Electrificación Rural (PMER), las regiones Norte y Occidente del país tienen la menor cobertura eléctrica a nivel nacional, con el 29% y 43% de las viviendas sin servicio eléctrico, respectivamente.

US\$55 millones mediante la Resolución DE-12 2/08 para el Programa Multifase de Electrificación Rural – Fase I (2033/OC-GU) (en adelante el Programa de Electrificación Rural-PER). La propuesta fue aprobada por el Congreso de la Republica de Guatemala el 29 de marzo de 2010 por medio del Decreto No. 10-2010.

6. Con el avance de la Fase I del PER, el 18 de febrero de 2014 el INDE solicitó al Ministerio de Finanzas Públicas (MINFIN), mediante el oficio OP 001/2014, iniciar las gestiones de aprobación del préstamo de la Fase II del Programa Multifase de Electrificación Rural. El 24 de noviembre de 2014, Secretaria de Planificación y Programación de la Presidencia (SEGEPLAN)³ emite su opinión técnica favorable y establece las condiciones para que el Ministerio de Energía y Minas (MEM) continúe con las gestiones de préstamo ante el BID. La secretaría indicaba entre sus recomendaciones que la Unidad Ejecutora (UE) tomara en cuenta el marco legal actualizado que prohibía la constitución de nuevos fideicomisos con recursos del Estado. En respuesta, el INDE y el BID acordaron⁴ extender la vigencia del fideicomiso de la Fase I hasta el 14 de julio de 2015 previendo la aprobación de la iniciativa de Ley entregada el 23 de marzo de 2015⁵ que autoriza la suscripción del contrato de préstamo números 3405/OC-GU y 3406/BL-GU para la Fase II del PER. Sin embargo, las tensiones políticas en Guatemala durante este año, junto con los cambios al interior del MEM retrasaron las gestiones de la iniciativa en el Congreso⁶, que finalmente no autorizó la aprobación de la Fase II. Como resultado, y tras pasar 30 meses en espera de autorización por parte del Congreso, el 06 de junio de 2017 el BID informó al MINFIN la imposibilidad de ampliar nuevamente el plazo para la suscripción del préstamo de la Fase II del programa. Seguidamente, en julio de 2018, el Banco determinó que el Informe de Terminación de Proyecto (ITP) de los programas 2033/OC-GU y 3405/OC-GU; 3406/BL-GU sólo incluyeran el desempeño de la primera fase.
7. El presente ITP documenta las lecciones aprendidas y evalúa los resultados e impactos de los tres componentes de la Fase I del PER. El ITP se preparó tomando como fuentes de información los medios de verificación de la matriz de resultados, estudios, documentos estratégicos y entrevistas a participantes del sector público en el proyecto, siendo: Carlos Osoy, Gerente de Electrificación Rural y Obras, Gerencia de Electrificación Rural (GERO) del INDE; Ilse Klug y Marcos García (GERO-INDE), Douglas Guzmán (enlace financiero INDE-BID) y Jovana Gonzales (Coordinación obras rurales y apoyo social-ambiental GERO-INDE). Por el lado del BID se entrevistó a: Carlos Trujillo (Jefe del Equipo original del programa), Javier Cuervo (Jefe de Equipo de la Fase II del programa).

B. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

i. Objetivo de Desarrollo

8. El programa tiene como objetivo global de desarrollo el contribuir a la reducción de la pobreza, mejorando las condiciones de vida de la población de bajos ingresos y aumentar la productividad de las comunidades rurales. El objetivo específico es el fortalecimiento y ampliación de la cobertura del servicio de electricidad mediante: (i) proyectos de conexión a la red eléctrica, incluyendo la ejecución de obras de infraestructura de distribución y transmisión asociadas; y (ii) la promoción y desarrollo de proyectos de electrificación en Sistemas Aislados (SA).

³ Comunicación DIP 316-2014.

⁴ Acta de negociación del 25 de noviembre de 2014 que contenía los términos y condiciones de contrato de la Fase II.

⁵ Oficio SGP 2015-926.

⁶ El Congreso en plano conoció la iniciativa el 4 de febrero de 2016.

ii. Componentes

9. **Componente 1. Proyectos de electrificación rural mediante conexión a la red eléctrica.** Financia el aporte que otorga el Estado para la construcción de los proyectos de distribución y transmisión asociada y las conexiones de los usuarios en el PMER, administrado con el fideicomiso de administración “INDE-Obras Rurales de Occidente y Oriente”. El Componente 1 se implementó a través de dos subcomponentes: (i) obras de transmisión asociada⁷, que incorporan las obras de expansión prioritarias del Sistema Eléctrico Nacional, por US\$23,6 millones. Estas obras fueron definidas en la propuesta original del PMER (revisadas el año 2000), y obras del Programa Anual de Obras 2009-2010; (ii) conexión de 29.152 nuevos usuarios a la red, por US\$23,4 millones (a un costo de US\$806,6 por conexión). Las comunidades seleccionadas se corresponden con el inventario de municipios vulnerables preparado por el INDE, previo a la privatización.
10. **Componente 2. Proyectos de electrificación rural en SA.** Financia el desarrollo de proyectos de electrificación rural en SA mediante fuentes renovables (micro y/o pequeñas hidroeléctricas, plantas eólicas, energía solar fotovoltaica, y otras) orientadas a preservar el medio ambiente, mejorando la calidad ambiental del abastecimiento energético y la sostenibilidad de estas soluciones. Comprende dos subcomponentes. El primero, llamado “Incentivos para el desarrollo de SA”, contó con un presupuesto asignado de US\$5 millones. La distribución de los recursos financieros se realizó por medio de un mecanismo de incentivos de la Iniciativa de Energía Sostenible y Cambio Climático (SECCI) del BID. El segundo subcomponente brindó apoyo técnico al desarrollo de los proyectos. Esta actividad contó con US\$2,4 millones para la realización de estudios y asistencia técnica requeridas para desarrollar SA sostenibles de electrificación rural.
11. **Componente 3. Apoyo a la administración y supervisión del programa.** Este componente apoyó la adecuada ejecución del programa con una asignación presupuestaria de US\$0,6 millones. Las actividades del Componente 3 incluyeron el fortalecimiento institucional del INDE para implementar y supervisar el Componente 2, el monitoreo del cumplimiento de las salvaguardas sociales y medioambientales, y la evaluación de la Fase I del programa (antes de completarse) para verificar el cumplimiento de las condiciones establecidas del contrato y dar continuidad a la Fase II.

C. CALIDAD DEL DISEÑO

12. El diseño del programa fue coherente con el proceso de modernización del sector energía y desarrollo rural del país. La conceptualización de la Fase I del PER es consistente con el marco legal e institucional de la Ley General de Electricidad de 1996 y el PMER. Desde su creación, el PMER mantuvo vigente su mandato de continuar ampliando la cobertura eléctrica nacional, con particular énfasis en las comunidades rurales de bajos ingresos. En este contexto, el programa se justificó para dar continuidad al PMER y aportar fondos adicionales al fideicomiso que, a marzo de 2008, había logrado cerca del 70% del monto proyectado en US\$333,5 millones para completar las inversiones en infraestructura en los 45 municipios de mayor pobreza y menor acceso al servicio eléctrico.
13. Las consideraciones del diseño de la Fase I del PER incluyeron las lecciones aprendidas en SA de la operación del BID ATN/KE-9514-GU “Energía para la Reducción de la Pobreza en Áreas

⁷ Incluyendo estudios y diseños, derechos de vía, terrenos, la totalidad de equipos y materiales, con especificaciones establecidas en el PER de acuerdo a normas del INDE y la CNEE.

Rurales". En particular se tomaron en consideración las recomendaciones sobre los efectos directos de los SA a nivel agregado y no únicamente en comunidades individuales. Además, se replicó la generación de un diálogo intersectorial para definir los principios y criterios de la estrategia de implementación del programa y se priorizó la selección de proyectos que contaban con acuerdos en la comunidad y se localizaban en zonas con adjudicación de posesión de la tierra. El PER también integró las recomendaciones de la operación ATN/KE-9514-GU sobre la importancia de propiciar la interacción de los actores públicos y privados para promover el desarrollo comunitario; y la generación de consensos con los actores relevantes de las comunidades beneficiarias. En el marco de esta operación se realizó un seminario en junio del 2008 para discutir la experiencia y los avances en el desarrollo de los proyectos de electrificación rural en Guatemala y otros países, así como su implantación, bien sea a través de extensión de las redes existentes o en SA. El diseño del programa planteó de forma oportuna su intervención sobre la base de un Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS). Con ello, se garantizó la actualización de las líneas de base de los impactos ambientales y sociales y, el ajuste de los términos de referencia de los Estudios de Impacto Ambiental y Social y de los Planes de Manejo Ambiental y Social, ambos requeridos para cumplir con las políticas ambientales y sociales del país y del Banco. Sin embargo, se observaron debilidades en la implementación sistemática de un proceso de sensibilización y consulta social de los proyectos a ejecutar. El INDE no contaba con la experiencia ni el personal para generar y dar seguimiento a una estrategia comunicacional adecuada, por lo que sus acciones de promoción del diálogo social fueron reactivas a los casos oposición enfrentados en las comunidades y que resultaron en retrasos o suspensión de construcción de obras programadas.

14. El programa considera arreglos institucionales que promueven la generación de capacidades, integridad y la transparencia en la provisión del servicio público de electricidad. Los componentes del programa buscaron fortalecer al INDE a través de la creación de la UE integrada a la gerencia general del instituto que estaría a cargo de garantizar la coordinación y ejecución efectiva de cada componente del programa. Sin embargo, la propuesta no incluyó un análisis institucional para mitigar los riesgos y limitaciones del INDE.
15. Se observan debilidades en la definición de indicadores para medir el logro del Objetivo de Desarrollo (OD). Los indicadores se enfocaron a medir el porcentaje de cobertura de electrificación rural nacional y el porcentaje de cobertura de electrificación en los municipios priorizados. Con ello, se excluyeron de la medición indicadores la evaluación comparativa de una línea base sobre el mejoramiento de las condiciones de vida de la población de menores recursos económicos y el incremento de la productividad de las comunidades rurales que declara el OD.
16. Desde el punto de vista financiero, el fideicomiso resultó en una herramienta transparente y eficiente de ejecución⁸. En este sentido, el fideicomiso agilizó la ejecución de obras programadas y permitió el logro de las metas en los plazos establecidos, evitando largos procesos de licitación con los retrasos que estos conducen. El esquema de evaluación financiera fue consistente con el diseño de los componentes del programa y el plan de financiamiento propuesto. El monitoreo incluyó la elaboración de informes semestrales de avance y desempeño del programa y, la ejecución de auditorías de los estados financieros. Se observa que los informes se enfocaron en la evaluación, entre otros, del avance de los indicadores de resultados y productos programados, dejando a un lado la definición y medición de indicadores técnicos del cumplimiento de las funciones de la UE del programa, fortalecimiento del INDE, la efectividad de los mecanismos de

⁸ Los entrevistados del INDE lo consideran como uno de los mejores esquemas de actuación para lograr la electrificación nacional.

incentivos para la inversión en SA y la efectividad del apoyo técnico al desarrollo e implementación de los sistemas asilados.

17. Los elementos hasta ahora analizados confirman que la calidad del diseño fue satisfactoria. No obstante, durante la ejecución del programa se identificaron áreas de mejora, detalladas en diversas secciones de este Informe, las cuales son importante tomar en cuenta en la formulación de futuras iniciativas que el país desee impulsar.

Calidad del diseño

☐ Muy Satisfactorio (MS) ☒ Satisfactorio (S) ☐ Poco Satisfactorio (PS) ☐ Insatisfactorio (I)

III. RESULTADOS

A. EFECTOS DIRECTOS

LOGRO DEL OD							
Objetivo de desarrollo: El programa propuesto tiene como fin mejorar las condiciones de vida de la población de menores recursos económicos y aumentar la productividad de las comunidades rurales mediante la mejora y ampliación de la cobertura del servicio eléctrico, contribuyendo a la reducción de la pobreza.							
Indicadores	Unidad de Medida	Línea Base	Año Línea Base	Medio de Verificación	Objetivos y Logros Actuales		
1.1 Cobertura de electrificación rural a nivel nacional	%	82,6	2007	Informe anual MEM, INDE	P (2015)	85,9	
					P (a)	85,9	
					A	85,5	
1.2 Cobertura de electrificación en municipios priorizados	%	66,1	2007	Informe anual MEM, INDE	P	73,9	
					P (a)	73,9	
					A	68,8	
P = Plan inicial (2008); P(a) = Plan revisado (2014); A = logro real (2016).							
El Informe de Seguimiento de Proyecto (PMR) ratifica que el objetivo general del programa no fue reformulado, por lo que se mantiene vigente intención inicial del país y del Banco.							
Resumen del OD (calificación)							
<input type="checkbox"/> Muy Probable (MP) <input checked="" type="checkbox"/> Probable (P) <input type="checkbox"/> Poco Probable (PP) <input type="checkbox"/> Improbable (I)							
Se identifican dificultades para evaluar el logro del OD declarado en el programa. En particular, los indicadores de resultado excluyen la medición del impacto de la ampliación de la cobertura eléctrica sobre el mejoramiento de las condiciones de vida de la población de menores recursos económicos y el incremento de la productividad de las comunidades rurales. Los entrevistados comentaron que el programa no midió estos impactos debido a que la experiencia internacional en electrificación rural demostraba que el acceso al suministro de electricidad se relacionaba directamente con la reducción de la pobreza, el incremento de la productividad y mejoramiento de la calidad de vida de la población. En tal sentido, se da como un hecho probable la obtención de beneficios producto de la electrificación rural, que según el INDE ⁹ , se traducen en un desarrollo positivo en materia de: salud, servicios básicos, agua y saneamiento, oportunidades de empleo, aumento del ingreso familiar, reducción de la pobreza y confort, entre otras.							
Al cierre del programa, el PMR no indica el logro de las metas para los indicadores de resultados de mejoramiento de la calidad de vida. No obstante, el logro del OD se clasifica como satisfactorio por el nivel de cumplimiento de los indicadores de electrificación rural y el hecho probable de que la obtención de beneficios producto de la electrificación rural se traducen en un mejoramiento de las condiciones de acceso y servicios de salud, agua y saneamiento, oportunidades de empleo, aumento del ingreso familiar, reducción de la pobreza y confort, entre otras ¹⁰ . Por su parte, el índice de electrificación rural de los más de 100 municipios beneficiados alcanzó un 99,5% de cumplimiento, con 85,5% al 2015 ¹¹ (muy cercano a la meta proyectada de electrificación rural nacional de 85,9%). Para el caso de los municipios más pobres, el índice de electrificación alcanzó 93,1% de cumplimiento, con 68,8% al 2015 ¹² (cercano a la meta proyectada de electrificación rural nacional de 73,9%). En total se atendieron 19 de los 45 municipios más pobres priorizados inicialmente por el fideicomiso ¹³ y de estos 19 municipios, el programa contribuyó a dar acceso a 36.577 nuevos clientes categorizados como hogares en condiciones de pobreza.							

⁹ Logros del programa (PMER) periodo 2012 -2015.

¹⁰ Según el INDE y la experiencia internacional en proyectos de electrificación rural.

¹¹ En el Anexo 1 se presentan los municipios atendidos por el programa y los cálculos realizados.

¹² En el Anexo 2 se muestran los municipios más pobres priorizados atendidos por el programa y los cálculos realizados.

¹³ En el Anexo 3 se muestran los municipios priorizados por el fideicomiso.

LOGRO DEL OD

Alineamiento con las prioridades del país y del Banco

El programa fue enmarcado en las líneas de acción del PMER, que a finales de los años noventa, creó un fideicomiso de US\$333,5 millones para la provisión de subsidios a la inversión en electrificación rural¹⁴. Los objetivos y metas del PMER se ratifican en la Estrategia de Reducción de la Pobreza 2001, conteniendo la electrificación rural como inversión en capital físico, incluido en el tercer eje de acciones prioritarias para la reducción de la pobreza.

El diseño de la operación se materializó por medio de la Cooperación Técnica (CT) del BID “Apoyo a la Estrategia de Electrificación Rural (ATN/MC-11288-GU)”. La CT fue coherente con las prioridades definidas por el GdG y los objetivos estratégicos del Banco. El PER apoya el desarrollo de iniciativas del Artículo 129 de la Constitución de Guatemala, que declara de urgencia nacional la electrificación del país, para lo que el Estado debe adoptar las medidas necesarias para la conservación, desarrollo y aprovechamiento de los recursos naturales en forma eficiente y crear las condiciones adecuadas para promover la inversión de capitales nacionales y extranjeros (Artículos 97, 119, 121, 125 de la Constitución Política de la República de Guatemala). Basada en el mandato constitucional, la estrategia de electrificación rural se detalla en el Plan Maestro de Electrificación Rural (PMER) y se ejecuta por el INDE.

El diseño de los componentes del programa consideró el Artículo 47 de la Ley General de Electricidad, que establece que: “El Estado podrá otorgar recursos para costear total o parcialmente la inversión de proyectos de electrificación rural, de beneficio social o de utilidad pública, que se desarrollen fuera de la zona territorial delimitada. Los recursos que otorgue el Estado serán considerados como un subsidio, los cuales no podrán ser trasladados como costo al usuario. Las obras que se construyan con estos aportes serán administradas y operadas por el adjudicatario”. Por otra parte, la implementación de los componentes integró la exigencia del cumplimiento del marco regulatorio existente para proyectos de extensión de redes y de proyectos de SA que, se regirían además, por el marco normativo aplicable a la distribución eléctrica y por el [Normativo No. 56 para Regular SA utilizando Recursos Renovables para electrificación Rural](#).

La operación es consistente con la Estrategia del BID para el País (EBP)(GN-2355-1) que busca mejorar el acceso de los habitantes de las zonas rurales a los servicios públicos, incluyendo el incremento en la cobertura de electricidad en las áreas rurales. Durante su implementación, el programa se mantuvo alineado con la EBP 2012-2016, en particular con el eje de Desarrollo Rural, que promueve el desarrollo productivo, con un enfoque territorial, integrado, multisectorial y comunitario; articulado de forma transversal con la mitigación y adaptación al cambio climático.

El programa contribuyó con las prioridades del programa de financiamiento del Banco de: (i) respaldo al desarrollo de países pequeños y vulnerables; (ii) reducción de la pobreza y aumento de la equidad, al orientar sus actividades a las zonas rurales más pobres, en su mayoría indígena. Los habitantes de las zonas rurales no electrificadas son familias vulnerables, con altos índices de pobreza y pobreza extrema, y con menor acceso a servicios básicos; y (iii) respaldo a iniciativas de cambio climático, energía renovable y sostenibilidad ambiental, a través del suministro de energías renovables para atender las necesidades de la población rural.

El programa contribuyó al logro de los objetivos de sostenibilidad energética y reducción de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) de la Iniciativa de SECCI del BID. A pesar de no haberse medido el impacto en los GEI evitados por la línea de conexión financiada por el programa, el suministro de electricidad a nuevos usuarios rurales permitió desplazar parte del consumo de la leña (responsable de la deforestación de bosques), diésel, kerosene y otros hidrocarburos utilizados para iluminación y generación de electricidad.

B. EXTERNALIDADES

18. Los atrasos en la ejecución del Programa pusieron en riesgo la voluntad de las comunidades para mantener su consentimiento de servidumbre de paso de las redes de transmisión. Si bien el Programa tomó en consideración las lecciones aprendidas de operaciones anteriores para generar los acuerdos necesarios con la comunidad, los cambios en la planificación de inicio de obras construcción junto con la falta de una estrategia comunicacional que diera continuidad al diálogo con los actores relevantes, debilitaron la voluntad de aprobar las servidumbres de paso para el desarrollo de la infraestructura de transmisión eléctrica. Como resultado, el INDE tuvo que realizar nuevas negociaciones con los líderes de asociaciones comunales y solicitar el apoyo del BID para la contratación de un consultor internacional que apoyara el diálogo con los actores

¹⁴ Dando respuesta al mandato establecido en el artículo 129 de la Constitución Política de la Republica de Guatemala, que declara de urgencia nacional, la electrificación del país.

relevantes. El logro de acuerdos con los representantes de las comunidades retrasó el inicio y término de parte de las obras programadas, e indujo, además, a que las empresas DEOCSA y DEORSA incumplieran los contratos de expansión de redes de distribución de electricidad.

C. PRODUCTOS

PROGRESO EN LA IMPLEMENTACIÓN DE PRODUCTOS (IP) ¹⁵			
Componente 1. Proyectos de electrificación rural mediante conexión a la red eléctrica			
Costo original: US\$47 M Costo actual ¹⁶ : US\$50,3 M Desembolso BID: 100% Calificación: Muy satisfactorio			
Indicadores	Unidad de medida	Final del programa (2015)	
1.1 Nuevas viviendas (usuarios) conectadas a la red nacional	N° de viviendas	P	29.152
		P (a)	29.893
		A	36.577
1.2 Líneas de Transmisión (LT) del PMER construidas	Km	P	175
		P (a)	175
		A	188
1.3 Subestaciones de 69 kV construidas	N° de subestaciones	P	6
		P (a)	6
		A	7

P = Plan inicial; P(a) = Plan revisado; A = logro real.

Ajustes

En el segundo semestre de 2014, el PMR registra cambios en las metas establecidas en el indicador 1.1. El ajuste consistió en aumentar el número de viviendas conectadas a la red eléctrica nacional, pasando del plan inicial de 29.152 al plan revisado de 29.893 viviendas. El cambio se justificó sobre la base del avance exitoso de las metas del Componente 1 indicadas en el segundo informe semestral de 2014 y las dificultades enfrentadas para dar cumplimiento a la construcción de SA del Componente 2. Los atrasos en la instalación de SA hicieron necesario solicitar una ampliación de seis meses del plazo fijado para realizar el último desembolso.

Lo planeado en relación con lo real

Los indicadores de logro de este componente muestran que las metas fueron superadas. Este sobre cumplimiento se explica por el redireccionamiento de parte de los fondos del Componente 2 hacia el Componente 1. En consideración de la agilidad de implementación del programa lograda con el fideicomiso para la ejecución de las obras programadas de los indicadores 1.1, 1.2 y 1.3, se acordó incrementar el presupuesto (del 2014) originalmente aprobado del Componente 1 en 7,02%, pasando de US\$47 millones a US\$50,3 millones. Como resultado, el número de viviendas conectadas a la red nacional fue de 36.577, lo que representa una cifra 22,4% superior a la meta propuesta al cierre del programa; mientras que las obras de transmisión asociadas dieron cuenta de 188 km de nuevas LT, superando la meta en 7,4%. De igual manera, las subestaciones superaron la meta original, registrando la construcción de siete instalaciones, que representan un sobre cumplimiento del 16,6%.

Componente 2. Proyectos de electrificación rural en SA			
Costo original: US\$7,4 M Costo actual: US\$4,4 M Desembolso BID: 100% Calificación: Satisfactorio			
Indicadores	Unidad de medida	Final del programa (2015)	
2.1 Nuevas viviendas (usuarios) electrificadas en zonas aisladas	N° de viviendas	P	5.000
		P (a)	3.335
		A	3.380
2.2 Mecanismo para incentivos al desarrollo de electrificación rural en SA aprobado e implementado	Mecanismo aprobado	P	1
		P (a)	
		A	1

Ajustes

Por medio de la comunicación de fecha 30 de mayo de 2014, el Banco aprobó la modificación al contrato de préstamo No. 2033/OC-GU, aplicable al Componente 2. El contrato modificatorio indica que: i) se modifica el numeral II “Descripción”, párrafo 2.06 del Anexo Único del Contrato de Préstamo “Subcomponente 1. Incentivos para desarrollo de SA”, incluyendo incentivos no monetarios, como: (i) la transferencia de los sistemas a la comunidad, antes no previsto en el contrato; y (ii) se

¹⁵ Según la Revisión de la Cartera por Resultados al segundo semestre de 2015.

¹⁶ El costo actual se compone por los costos reales (al 21 de octubre de 2015) de las obras de transmisión asociadas y conexión de usuarios rurales.

PROGRESO EN LA IMPLEMENTACIÓN DE PRODUCTOS (IP)¹⁵

modifica, en base al cambio anterior, el numeral IV "Ejecución", párrafo 4.04 del Anexo Único del Contrato de Préstamo, que atribuye la aprobación (de parte del Comité Ejecutivo) de transferencia de incentivos no monetarios a los beneficiarios elegibles. Esta modificación se justificó por los resultados de baja participación de empresas interesadas en desarrollar la infraestructura de SA que ocasionaron los atrasos registrados en el Componente 2 en los tres primeros años de ejecución del programa.

Para el segundo semestre de 2014 también se registraron cambios en las metas establecidas. El PMR indica que se redujo el número de viviendas a beneficiar, pasando de brindarse conexión a 5.000 nuevos usuarios a 3.335 beneficiarios. Esta reducción se compensó con un mayor número de viviendas conectadas en el Componente 1. Sin bien este cambio afectó al grupo de objetivo a electrificar para aumentar la cobertura eléctrica del país, se considera que su introducción permitió agilizar la conexión de nuevos clientes y mantener el compromiso de cumplimiento de los principales indicadores del PER. Como resultado se logró reducir el retraso en el avance de las metas reportadas en diciembre de 2014.

Lo planeado en relación con lo real

El indicador de viviendas electrificadas en zonas aisladas superó en 1,35% la nueva meta acordada el segundo semestre de 2014. El total de viviendas con conexión al suministro de electricidad alcanzó 3.380 de las 3.335 reprogramadas para el cierre del programa. El cumplimiento de la nueva meta fue el resultado de elaborar una estrategia para superar las principales barreras identificadas durante el desarrollo de proyectos piloto (costos de conexión por municipio, diálogo con las comunidades, coordinación con desarrolladores de proyectos, etc.), junto con el acuerdo de modificar los incentivos de los sistemas aislados. Los mecanismos definidos para incentivar el desarrollo de proyectos requerían modificarse en sus disposiciones relativas a los costos de nuevas conexiones, las responsabilidades sobre los costos de mantenimiento y los plazos de ejecución de obras. En consideración de lo anterior se prepararon los lineamientos que posteriormente fueron publicados bajo el documento oficial "Normativo No. 56" el 27 de diciembre de 2013. Este documento oficial del INDE tuvo por objeto "la regulación de los SA utilizando recursos renovables para las zonas de electrificación rural en las zonas aisladas" (INDE 2013), y definió las disposiciones de evaluación técnica y socioeconómica para determinar la viabilidad de los SA y el procedimiento de entrega de documentos para calificar como beneficiarios de un subsidio del Estado o donación de infraestructura.

Componente 3. Apoyo a la administración del Programa y supervisión

Costo original: US\$0,6 M Costo actual: US\$0,3 M Desembolso BID: 100% Calificación: Satisfactorio

Indicador	Unidad de medida	Final del programa (2015)
3.1 Supervisión, auditoría y administración	N/A	P P (a) A

Ajustes. No se registran cambios en la matriz

Lo planeado en relación con lo real

Los informes semestrales verifican que el Componente 3 se implementó de acuerdo con lo planeado. Este componente cumplió con: (i) apoyar al INDE en la implementación del componente de SA, por medio de la contratación de una consultoría a cargo de labores de sensibilización social y diálogo con los actores relevantes de los proyectos a ejecutar, así como la capacitación a los beneficiarios en el uso de energía, manejo y mantenimiento de los SA; (ii) supervisar de forma periódica del avance y calidad de las obras de transmisión ejecutadas que llevó a cabo la GERO; (iii) evaluar la Fase I del programa para la preparación de la Fase II por medio de la contratación de un consultor externo; (iv) preparar y presentar informes de auditoría de los estados financieros de cada ejercicio anual; y (v) validar y tramitar los estudios de impacto ambiental de las obras programadas.

RESUMEN DEL PROGRESO EN LA IP

☐ Muy Satisfactorio ☒ Satisfactorio ☐ Insatisfactorio ☐ Muy Insatisfactorio

Si bien las metas de los productos esperados fueron superadas, el retraso del Componente 2 obligó a revisar el plan inicial, reducir las metas y solicitar la ampliación del último desembolso.

D. COSTOS DEL PROYECTO

Categorías de inversión (Financiamiento BID US\$) ¹⁷	Distribución presupuestaria		Costo real (21 de octubre de 2015)	Porcentaje de ejecución
	Contrato original 2008	Revisión aprobada 2014		
I. Proyectos mediante conexión a la red				
1.1 Obras de transmisión asociadas (PMER)	23.600.000	18.883.494	18.871.249	99,94
1.2 Electrificación de usuarios rurales	23.400.000	31.416.506	31.416.504	100
Sub-total	47.000.000	50.300.000	50.287.753	99,98
II. Proyectos en SA				
2.1 Electrificación de usuarios rurales	5.000.000	4.100.000	3.758.665	91,67
2.2 Apoyo técnico a SA	2.400.000	300.000	122.077	40,69
Sub-total	7.400.000	4.400.000	3.880.742	88,20
III. Apoyo a la administración del programa y supervisión				
3.1 Supervisión, auditoría y administración	600.000	300.000	234.841	78,28
Sub-total	600.000	300.000	234.841	78,28
Total	55.000.000	55.000.000	54.403.336	98,92
Diferencias				
En mayo y noviembre de 2014 se modificó la distribución presupuestaria de los Componentes 1 y 2 del programa. La ejecución del Componente 2 tuvo demoras en la definición del mecanismo de incentivos, por lo que el INDE propuso destinar la totalidad de los fondos de los SA al Componente 1. El BID, solicitó mantener el Componente 2 dentro del programa y aceptó ajustar parte de la distribución presupuestaria a cambio de crear un nuevo esquema de ejecución de fondos. Esta modificación permitió al INDE licitar y contratar obras y bienes que luego serían transferidos a la comunidad para su operación y mantenimiento. En este caso, el subsidio se entrega en especie a la comunidad en lugar del esquema inicial de entrega de un subsidio a un tercero que construye, opera y mantiene el sistema. El 27 de diciembre de 2013 se emitió el Normativo No. 56, mediante el cual se regula este mecanismo.				
Ejecución				
El Componente 1 logró el mayor porcentaje de ejecución de la nueva distribución presupuestaria aprobada al 2014, con 99,98% de cumplimiento. El Componente 2 obtuvo la tasa más baja de ejecución, con 78,28%. Por su parte, el Componente 3 alcanzó una ejecución general de 88,2%, no obstante, dentro de éste, el subcomponente apoyo técnico a SA presentó la más baja tasa de ejecución (40,69%). En general, el programa alcanzó una ejecución presupuestaria de 98,92%. El restante 1,08% (US\$596.664) no ejecutado se desobligó en octubre de 2015.				

IV. IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO

A. ANÁLISIS DE LOS FACTORES CRÍTICOS

19. Las demoras en la ejecución del programa se explican en parte por las debilidades institucionales de la entidad ejecutora. El INDE contaba con una capacidad limitada de gestión (seis profesionales¹⁸ que distribuían su tiempo entre el programa y sus antiguas labores dentro del INDE) y un profesional a cargo de liderar los diálogos de proyectos que enfrentaron obstáculos en el contexto social¹⁹. Además, el instituto de electrificación tenía escasa experiencia en la construcción de infraestructura de SA. La construcción de capacidad institucional suele ser un proceso de largo plazo, aunque su deterioro, en un contexto de estructuras institucionales débiles como el caso del INDE para SA, es muy rápido y difícil de revertir a corto plazo. La escasa

¹⁷ Según Informe de auditoría del programa al 21 de octubre de 2015.

¹⁸ Un Coordinador del Programa, un enlace financiero entre la unidad ejecutora y el INDE, un enlace GERO – con la unidad ejecutora, un enlace ETCEE con la unidad ejecutora y un Coordinador de la UE para los Sistemas Aislados con apoyo de un técnico.

¹⁹ “Logros obtenidos durante el período 2012-2015, UE del Programa Multifase de Electrificación Rural Fase I, Préstamo BID 2033/OC-GU” publicado por el INDE.

disponibilidad de funcionarios para dar seguimiento a cada componente del programa condujo a improvisar la formación de equipos técnicos de corta duración que transitaron la curva de aprendizaje sin llegar a consolidarse. Con la terminación del programa, la UE dejó de existir y los profesionales que la conformaban regresaron a sus antiguos puestos de trabajo o fueron reasignados a nuevas posiciones dentro del INDE.

20. El diseño y trazado de las obras del Componente 1 se realizó según lo programado. Existieron, sin embargo, retrasos generalizados atribuidos a lo siguiente²⁰: (i) asignación presupuestaria insuficiente para la CT del BID (ATN/MC-11288-GU “Programa de apoyo a la estrategia de electrificación rural”), que obligó a gestionar la solicitud de prórroga de los plazos de desembolsos y el aplazamiento de fechas de firma de contratos con las consultoras externas; (ii) oposición de las comunidades para otorgar permisos y derechos de paso de las LT; (iii) acceso restringido a las zonas con obras programadas durante el proceso de elecciones presidenciales correspondiente al año 2011; (iv) demora en la adquisición de terrenos para la construcción de las subestaciones, producto de dificultades asociadas a la tenencia de la tierra y negociación de precios de compra; (v) falta de estudios de impacto ambiental y aprobación de licencias de construcción; y (vi) incremento en los costos de electrificación producto de la alta dispersión de viviendas en las comunidades y la distancia entre los centros de generación de electricidad las comunidades beneficiarias. La UE y demás responsables del Componente 1 del programa (DEORSA, DEOCSA, ETCEE) definieron una serie de medidas para subsanar los retrasos, que incluían: (i) reforzar el plan de negociaciones con el contratista y las estrategias a implementar para acceder a los permisos y derechos de paso; (ii) reubicar las obras en conflicto con las comunidades, que incluyó el retiro de las líneas Ixtahuacán-Camoja y Quiché-Sacapulas del programa, sustituyéndolas por la LT La Libertad I - La Libertad II con similar número de Kilómetros (km), así como la subestación asociada Camojá, que se sustituyó por La Libertad II y; (iii) mejorar la estrategia comunicacional para sensibilizar a las comunidades sobre la importancia del programa.
21. Durante los tres primeros años de ejecución del programa el Componente 2 tuvo retrasos²¹ que resultaron en su reprogramación y la solicitud de ampliación de plazos. La demora en la implementación del componente se adjudica a las siguientes razones:
- i. Falta de interés de las empresas en participar en la construcción de infraestructura de SA. Las inversiones financiadas por el programa no podían ser recuperadas por medio del valor agregado de distribución de la base tarifaria establecida, por lo que el alto costo de electrificación de algunas zonas rurales reducía la rentabilidad por usuario y los incentivos de participación de las empresas. Los costos se incrementaban en la medida que las comunidades se ubicaban más lejos de los centros de despacho de carga y por la alta dispersión de las viviendas dentro de cada comunidad. Según el “Diagnóstico de la electrificación rural en Guatemala (2012)”, el costo por usuario para la expansión del sistema eléctrico rural establecido en el PMER-Fideicomiso, se incrementó de US\$650 en 1999 a US\$828 en 2012. Según los entrevistados este valor podía triplicarse para aquellos casos de más difícil acceso, alcanzando US\$2.500 por usuario electrificado. A los costos de infraestructura se le agregaban los costos de mantenimiento y gestiones de operación y prestación del servicio de suministro de electricidad.
 - ii. Falta de entendimiento de las barreras (técnicas, económicas, de elegibilidad y de sociales) que enfrentaban los proyectos. Los criterios de elegibilidad y condiciones para el reembolso

²⁰ Según los informes semestrales del programa.

²¹ El segundo informe semestral del 2011 registró el primer llamado de atención sobre una eventual reprogramación del Componente 2.

de inversiones en SA fue la misma para todos los municipios vulnerables. La selección de los municipios del Componente 2 consideró únicamente la variable socioeconómica como criterio de elegibilidad, excluyendo así, otras variables a definirse en base a datos de análisis de factibilidad técnica (fuentes de energía renovable o tradicional disponibles, tecnologías de generación adecuadas para distintos casos, opciones de distribución de electricidad, alternativas para gestionar labores de operación y mantenimiento, etc.) y económica (costos de tecnologías de generación, instalación, mantenimiento y opciones de tarificación para recuperación del capital en zonas de difícil acceso). Las barreras de elegibilidad de los proyectos se concentraron en la capacidad de los beneficiarios para demostrar que eran propietarios de los terrenos que habitaban. Algunas comunidades ubicadas en los municipios más pobres no cuentan con escrituras que les adjudiquen la propiedad sus tierras. Las dificultades de elegibilidad de proyectos fueron más recurrentes en las zonas habitadas por pueblos indígenas a quienes se les reconoce el derecho sobre las tierras, aunque legalmente no pueden demostrar la propiedad sobre su tenencia. Por último, las barreras sociales se relacionaron con la falta de un diálogo continuo con los beneficiarios y aquellas comunidades aledañas que prestaban servidumbres de paso o compartieran sus derechos de uso de agua para la construcción de proyectos. El INDE diagnosticó que la causa de la oposición de la sociedad civil era consecuencia de la escasa información sobre los beneficios del programa y baja capacidad para dar inicio oportuno a las obras de construcción una vez logrados los acuerdos con las comunidades. El retraso del inicio de ejecución de las obras desmotivó a las comunidades, que objetaban la generación de falsas expectativas, trayendo desconfianza y nuevos retrasos en alcanzar acuerdos. El INDE asumió la responsabilidad de hacer el trabajo de sensibilización, sin embargo, su limitada capacidad de funcionarios disponibles para ello (un trabajador social) demandó mayor apoyo²².

- iii. Necesidad de modificar las reglas aplicables a los SA. El mecanismo de incentivos original no generaba una plataforma sostenible de gestión, por lo tanto, el INDE lideró el diálogo con las empresas del sector para introducir ajustes en las condiciones e incentivos aplicables a los SA. Como resultado, en diciembre de 2013 se publicó el “Normativo No. 56”, que regula los SA utilizando recursos renovables para la electrificación rural en zonas aisladas del país. El nuevo mecanismo permitió al INDE licitar y contratar obras y bienes, que luego se transferirían a la comunidad para su operación y mantenimiento. En este caso, el subsidio se entregaría a la comunidad en bienes en especie en lugar del esquema inicial de entrega de un subsidio a un tercero.
- iv. Gestiones administrativas adicionales de contratación. Los SA tenían una forma de contratación diferente a la del fideicomiso. A diferencia de las obras planificadas del Componente 1, los SA debían cumplir con rigurosos procesos de licitación pública que, en su conjunto, agregaron largos plazos de gestión²³. Según las nuevas disposiciones administrativas, a partir del año 2011 las obras del Componente 2 tendrían que cumplir con las exigencias de calidad, ordenamiento, garantías y seguimiento del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP)²⁴. Como resultado, los trámites administrativos tomaron más tiempo del programado.
- v. Escasa experiencia del INDE en el desarrollo de SA. Además de la carga laboral que significó la ejecución del Componente 1; los profesionales de la UE contaban con un tiempo limitado para preparar una planificación adecuada, someter a revisión los planes de inversión y ganar experiencia sobre la implementación de SA. Para atender las limitaciones operativas del INDE en SA, el primer trimestre del 2014 se publicó una Licitación Pública

²² Como respuesta a esta debilidad el BID contrató a un consultor internacional.

²³ Los procesos de licitación de los SA debían cumplir con las normas establecidos para realizar compras públicas.

²⁴ Mecanismo creado dentro de la Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia (SEGEPLAN).

Internacional (LPI) para contratar una empresa a cargo de la adquisición e instalación de materiales y equipos, incluida la capacitación de los usuarios. Como resultado, el 9 de diciembre de 2014 se firmó contrato con la empresa MAVICO-BLINDAJES MAYA para la instalación de 3.045 paneles fotovoltaicos en el departamento de Alta Verapaz, marcando el inicio de la ejecución masiva del Componente 2.

22. Los proyectos piloto permitieron revisar la definición de los mecanismos de incentivos para los SA y analizar los plazos de gestión administrativa. A principios del año 2012 se acordó avanzar sobre la implementación de proyectos piloto para identificar las barreras de ejecución que enfrentaba el Componente 2. Para ello, se contrató a la firma consultora *National Rural Electrification Cooperatives Administration* para que preparara, en coordinación con la UE y la GERO, una estrategia de socialización de la comunidad seleccionada de Uuxactún ubicada en el municipio Flores. Al año siguiente se recibieron dos propuestas de proyectos piloto²⁵ con resultados que comenzaron a verificar en 2014.
23. Una vez completada la ejecución de la Fase I del programa, el Congreso de la República no autorizó la aprobación de la Fase II. La segunda fase fue presentada bajo el mismo esquema de ejecución de fideicomiso, y enfrentó la oposición que generó la discusión del Decreto 50/2016 que prohíbe la constitución de nuevos fideicomisos con recursos del presupuesto general de ingresos y egresos del Estado. Las gestiones en el Congreso incluyeron la solicitud de hacer una excepción al mencionado decreto para prorrogar el fideicomiso de administración “INDE-Obras Rurales de Occidente y Oriente”. Los entrevistados coinciden que las tensiones políticas en Guatemala y los cambios al interior del Ministerio de Energía en 2015, incidieron en el proceso de autorización del Congreso. Como resultado, el 06 de junio de 2017 el BID informó al MINFIN la imposibilidad de ampliar nuevamente el plazo para la suscripción del préstamo de la Fase II²⁶, tras pasar 30 meses en espera de autorización por parte del Congreso.

B. DESEMPEÑO DEL PRESTATARIO/AGENCIA EJECUTORA

Calificación del desempeño del prestatario

☐ Muy Satisfactorio (MS) ☒ Satisfactorio (S) ☐ Poco Satisfactorio (PS) ☐ Insatisfactorio (I)

La UE del INDE demostró capacidad de cumplimiento de sus funciones de implementación del programa, destacándose entre otras: (i) la coordinación de actividades entre las diferentes dependencias del INDE; (ii) la selección y contratación de las firmas consultoras y auditoras; (iii) el registro de las actividades financieras del programa; y (iv) la preparación y presentación de los informes semestrales, que incluyeron la identificación de riesgos y sus respectivos planes de mitigación. No obstante, miembros de la UE²⁷ coinciden en que el INDE no contaba con la experiencia ni capacidad suficiente para ejecutar el Componente 2. Como resultado, el avance de los compromisos asumidos en este componente dependió en mayor medida de las capacidades profesionales al interior de las empresas privadas a cargo del desarrollo de proyectos de electrificación.

C. DESEMPEÑO DEL BANCO

Calificación del desempeño del Banco

☐ Muy Satisfactorio (MS) ☒ Satisfactorio (S) ☐ Poco Satisfactorio (PS) ☐ Insatisfactorio (I)

El BID apoyó a la UE en la intermediación de los procesos administrativos y monitoreó las debilidades de coordinación interinstitucional para iniciar la implementación del programa. En la etapa de implementación, el Banco puso a disposición a su personal, consultores y CT en el área social y ambiental; concentrando sus acciones en el monitoreo y evaluación.

²⁵ Proyecto en la comunidad de Uuxactún, que brindó acceso al servicio de suministro eléctrico a 175 usuarios mediante el uso de tecnología fotovoltaica; y el proyecto de la comunidad de Batzchocolá, que benefició a 159 nuevos usuarios mediante la construcción de una minicentral hidroeléctrica.

²⁶ Comunicación CID/CGU-1342/2017.

²⁷ Ing. Marcos García (Coordinación del Programa) INDE, Lic. Douglas Guzmán (Enlace Financiero) Gerencia General INDE y Jovana Gonzales (Coordinación obras rurales y apoyo social-ambiental) GERO – INDE.

Se destaca que, ante el riesgo de excluir los SA del programa, el Banco insistió en la necesidad de mantener este componente dentro del programa para atender el desarrollo social de comunidades aisladas minoritarias con altos niveles de pobreza. Ante el escaso nivel de avance del Componente 2, el BID brindó el apoyo de consultores externos para analizar las opciones de resolución de puntos de conflicto con las comunidades aledañas a los proyectos y comunidades beneficiarias. Además, acordó la modificación de los mecanismos para el incentivo de los sistemas aislados que favoreció la ejecución de proyectos piloto y masificación de iniciativas de electrificación rural.

Se observan debilidades en el diagnóstico de la capacidad de la agencia implementadora para asumir la implementación del Componente 2. Estas debilidades requerían ser atendidas con un plan de fortalecimiento *ad-hoc* para los equipos de trabajo del INDE. La formación de equipos de trabajo de la UE requería integrar criterios de sostenibilidad en el tiempo para la ejecución de proyectos de SA y una eventual Fase II del programa.

V. SOSTENIBILIDAD

A. ANÁLISIS DE LOS FACTORES CRÍTICOS

Continuidad del programa

24. La publicación de la Estrategia Energética 2013-2027 verifica la continuidad del impacto de la Fase I del programa. Este documento estratégico incluye, entre otros objetivos enmarcados en su primer eje, la ampliación de la cobertura eléctrica a nivel nacional por medio del fortalecimiento de las acciones del PMER. De manera similar, los impactos del programa tendrán continuidad en la Política Nacional de Electrificación Rural 2019 – 2032, que busca el incremento de nuevos usuarios por medio de la implementación de nuevas tecnologías de abastecimiento, e identificando las áreas a electrificar a través de proyectos prioritarios, e incentivando la productividad local.
25. El diseño del programa consideró acciones para garantizar la sostenibilidad de las obras físicas ejecutadas. La Cláusula 4.03 del contrato de préstamo establece que la UE se compromete a mantener las LT y subestaciones financiadas por el programa, además de incluir disposiciones para su mantenimiento en los convenios que se suscriban para el desarrollo de SA.
26. La transferencia de los SA a las comunidades permitió incentivar una mayor apropiación de las inversiones y asignar responsabilidades a sus usuarios sobre el buen uso y preservación de la infraestructura. Las capacitaciones consideradas dentro del Componente 3 sirvieron para generar conocimiento para realizar labores de operación y mantenimiento de la infraestructura y educar sobre el buen uso de energía. No obstante, la transferencia de la infraestructura también podría suponer un riesgo en la sostenibilidad del impacto del programa en aquellas comunidades con escasa capacidad de organización y diálogo. Para estos casos, se recomienda formular incentivos y capacitaciones *ad-hoc* que permitan asegurar la aplicación del correcto manejo y mantenimiento de equipos y conexiones.

Salvaguardas medio ambientales y sociales

27. El programa aseguró el cumplimiento de las salvaguardas medioambientales y sociales del Banco por medio de la incorporación de la variable ambiental y social en todo el ciclo de programa. Durante la preparación del préstamo se actualizó la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) preparada en el 2002 para el programa GU0126. La nueva versión de la EAE incluyó la valoración de la capacidad de gestión ambiental del INDE, un análisis de los procedimientos ambientales y sociales del INDE y de la empresa Unión Fenosa (empresa accionista de DEORSA y DEOCSA), la actualización de la línea base ambiental y social, la actualización de los impactos ambientales y sociales, la evaluación del marco para la gestión ambiental y social, la definición de las actividades y metodología directamente relacionadas con el manejo y mitigación de los

impactos ambientales y sociales del programa, y una propuesta para el fortalecimiento del esquema institucional ambiental en el marco de los proyectos del programa. Como resultado de la EAE y su actualización, y considerando las lecciones aprendidas de la parte ejecutada en el PMER, se determinaron los requerimientos para construcciones nuevas, obras de ampliación, rehabilitación y mantenimiento; se clasificaron los proyectos según su riesgo ambiental y social; y se diseñaron esquemas de gestión ambiental y social del programa.

28. El cumplimiento de las salvaguardas exigía a los proyectos que incluyeran dentro de la EAE la preparación de un Plan de Manejo Ambiental y Social. Este plan presenta los principales impactos y riesgos del proyecto (directos e indirectos); las medidas ambientales/sociales propuestas para evitar, minimizar o compensar los impactos y riesgos; los aspectos institucionales; cronograma y presupuesto asignado para la ejecución y gestión del Plan; resultados del proceso de consulta pública; y el marco para la supervisión de los riesgos e impactos ambientales y sociales a lo largo de la ejecución del proyecto.
29. Por último, se realizaron visitas al terreno a fin de recabar la información necesaria para integrar los estudios de impacto, apoyar la supervisión de las obras y asegurar que su recepción fuera satisfactoria. Estas acciones preventivas contribuyeron a la sostenibilidad ambiental y social de las inversiones, sin perjuicio que el INDE y MEM mantengan el compromiso de darles seguimiento.

B. RIESGOS POTENCIALES

30. Los riesgos que pueden afectar la continuidad del programa y su impacto sobre nuevos usuarios pueden incluir²⁸: (i) el retraso en las obras de distribución por conflictos sociales, objeciones de parte de las comunidades y de las autoridades locales involucradas; y (ii) el retraso en decisiones de aprobación y ejecución de la operación por cambios políticos que generarían fallas en la coordinación entre MINFIN, MEM, INDE y el Congreso de la República. Estos riesgos son mitigables mediante una adecuada planificación y preparación de proyectos usando herramientas de gestión comunitaria, la coordinación con grupos de trabajo interinstitucionales y la puesta en marcha de mecanismos de consulta y presentación de reclamos, además de la adecuada información a las nuevas autoridades sobre el programa y el nivel de empoderamiento de los beneficiarios.
31. Otros riesgos sobre la sostenibilidad del programa pueden ser: (i) el incumplimiento de las servidumbres e indisponibilidad de terrenos para el desarrollo de las obras; (ii) el presupuesto insuficiente para cubrir las necesidades de electrificación por usuario en función de las características geográficas (accesibilidad y topografía) y poblacionales (dispersión) de cada región; (iii) los plazos en los procesos de licitación y adquisiciones; (iv) dificultades para sostener los flujos financieros; y (v) la promulgación de nuevos requerimientos legales para la ejecución de las obras²⁹.

C. CAPACIDAD INSTITUCIONAL

Experiencia

32. Se cuenta con la experiencia acumulada de la UE del INDE en la implementación de la Fase I del programa. Sin embargo, el equipo executor fue disuelto con la decisión de cancelar la Fase II

²⁸ Considerado en el párrafo 2.10 de la propuesta de préstamo del programa multifase de electrificación rural - fase II (3405/OC-GU,3406/BL-GU).

²⁹ Esto último ocurrió en el año 2011 al solicitarse integrar las nuevas obras al SNIP para ordenar y garantizar la calidad de la inversión pública.

y la falta de nuevos programas o iniciativas de similares características. En este sentido, se identifican dificultades para dar continuidad a la acumulación experiencias y generación de conocimiento en la implementación de programas de electrificación de similares características. Si bien el Componente 3 pudo integrar acciones adicionales para mejorar el fortalecimiento de la UE, se observa que, tanto la consolidación de la UE como su sostenibilidad dentro del INDE, demandan compromisos asociados a destinar mayores recursos humanos a la Gerencia de Electrificación Rural y Obras.

33. El INDE tiene las condiciones y potencial necesario para fortalecer sus capacidades e institucionalidad. Es una entidad estatal autónoma y autofinanciable, con patrimonio propio, personalidad jurídica y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones en materia de su competencia. El INDE cuenta con tres empresas independientes: La Empresa de Generación de Energía Eléctrica, la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE), y la Empresa de Comercialización de Energía, a cargo de los negocios de generación, transporte y comercialización de energía eléctrica, respectivamente. La Gerencia de Electrificación Rural y Obras del INDE (GERO), adscrita a la UE, cuenta con suficiente experiencia para elaborar e implementar los planes nacionales de electrificación rural de acuerdo con las políticas dictadas por el Estado.

Coordinación

34. Durante la ejecución del programa se logró el apoyo y coordinación inter e intrainstitucional necesario para adecuada ejecución del programa. Con la firma del contrato de préstamo para financiar la ejecución del “Programa Multifase de Electrificación Rural Fase I”, el MINFIN y el INDE suscribieron un convenio de ejecución. Este convenio describió los compromisos y canales de comunicación entre ambas instituciones para completar las transferencias de recursos del MINFIN al INDE. Además, asignó responsabilidades al INDE en las actividades asociadas a cada componente del programa; que debían cumplir con el contrato de préstamo y el marco legal y regulatorio del país. Por otra parte, el INDE utilizó sus vínculos de cooperación con el MEM y la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) para recibir asistencia técnica en la selección de proyectos y contratación de firmas consultoras y demás asistencias requeridas.
35. El INDE creó la UE para ejecutar el programa y liderar la coordinación inter e intrainstitucional. Se conformó por un coordinador, un especialista financiero y un especialista de adquisiciones. Sus funciones incluyeron, entre otras, dar seguimiento a las gestiones internas (de recopilar, y reportar la información, indicadores y parámetros de monitoreo) y con el BID (de presentar informes semestrales y de auditoría). La ejecución se gestionó por medio de tres enlaces de coordinación: (i) enlace de la ETCEE, que se encargó de la ejecución del Componente 1; (ii) enlace Financiero en coordinación directa con la Gerencia Financiera del INDE; y (iii) enlace de la Gerencia de Electrificación Rural y Obras (GERO) del INDE y Unidad de Sistemas Aislados del MEM-CNEE, responsable de la ejecución del Componente 2 y coordinación de los temas ambientales y sociales. La UE se gestionó con apoyo del personal de asesoría técnica de la Gerencia General del INDE.
36. En particular, el enlace financiero se encargó de la planificación de los desembolsos preparando la documentación necesaria para los reintegros por parte del BID. Los documentos de respaldo, entre otros, incluían los certificados que hacían constar el número de usuarios conectados y su costo de conexión. La no objeción del BID sobre los expedientes permitía gestionar el reembolso de los fondos. El éxito financiero del programa se le debe a la combinación del fideicomiso, que realizaba el primer pago de las obras, con las gestiones del BID, que reembolsaba los fondos ejecutados de las obras concluidas o por concluir.

37. En términos de las contrataciones, el INDE tuvo que adecuarse a las exigencias del Banco. Para la infraestructura asociada al Componente 2 las licitaciones fueron directamente realizadas por el INDE, siguiendo los lineamientos y requerimientos de elegibilidad y cumplimiento de compromisos conforme lo establece la ley en Guatemala.
38. La oportuna comunicación entre las instituciones involucradas y la rápida respuesta a los requerimientos y solicitudes incidió en el éxito de las metas alcanzadas. Las mesas de diálogo interinstitucionales permitieron atender los riesgos identificados sobre la base de acuerdos, que, en la mayoría de los casos, se cumplían. El acercamiento directo con el MEM favoreció la comunicación rápida y efectiva con otros ministerios. No obstante, los entrevistados³⁰ reconocieron que las responsabilidades entre los actores involucrados no estaban claramente establecidas, por lo que se dedicaba más tiempo del previsto en atender la coordinación y lograr acuerdos entre las partes.

Fortalecimiento institucional

39. En lugar de fortalecer al INDE, la implementación del programa agregó nuevas responsabilidades a la planta de funcionarios existente. El INDE, además de cumplir la función ejecutora, tenía a su cargo la evaluación y supervisión de la calidad de los trabajos contratados, la ejecución financiera y la revisión y monitoreo del plan de gestión ambiental y social. Los entrevistados mencionaron que el Componente 3 se orientó a la contratación de asesorías y supervisiones externas y no al fortalecimiento del INDE en los procesos de monitoreo y evaluación. En este sentido, parte del conocimiento adquirido se trasladó a los consultores externos quedando una escasa experiencia en el INDE. Por último, los equipos de trabajo formados en base a las necesidades del préstamo tuvieron un carácter temporal, por lo que sus profesionales fueron retornados a sus puestos de trabajo originales o reubicados una vez culminada la implementación del programa. El fortalecimiento del INDE tuvo importantes debilidades en la generación de capacitaciones internas y la creación de plazas de trabajo fijas que permitieran consolidar los equipos de trabajo y la experiencia acumulada en la implementación del programa.

Calificación de la Sostenibilidad (SO)

☐ Muy Probable (MP) ☒ Probable (P) ☐ Poco Probable (PP) ☐ Improbable (I)

VI. EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO

A. INFORMACIÓN SOBRE RESULTADOS

40. El monitoreo de las obras de infraestructura y progreso del programa fue satisfactorio. La evaluación del programa estuvo a cargo del INDE a través de la UE. El esquema de monitoreo y supervisión del programa incluyó: (i) la elaboración de informes semestrales de seguimiento y desempeño; y (ii) la contratación de auditorías de los estados financieros.
41. La UE entregó once informes semestrales que cubren el periodo de ejecución del programa entre el 2010 y 2015. Cada informe contenía la descripción de las actividades realizadas, grado de cumplimiento de los indicadores de ejecución, resumen del estado financiero del programa y la descripción de los riesgos financieros y técnicos, incluyendo las medidas de mitigación propuestas.

³⁰ Ing. Marcos García (Coordinación del Programa) INDE, Lic. Douglas Guzmán (Enlace Financiero) Gerencia General INDE y Jovana Gonzales (Coordinación obras rurales y apoyo social-ambiental) GERO – INDE.

42. Se observa que los informes semestrales no detallan los avances y resultados de la gestión ambiental y social. Este requerimiento se estipula en la Sección 5.01 del anexo único del contrato y lo establece el Plan de Gestión Ambiental y Social. No obstante, se verificó el cumplimiento de las salvaguardas ambientales por medio de los estudios de impacto ambiental de las obras construidas.
43. Los informes de seguimiento respaldan la contratación de servicios de auditoría a consultoras externas para cada año fiscal (2010, 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015). El informe de auditoría de cierre de programa³¹ evaluó y verificó el cumplimiento de las cláusulas y artículos contractuales de carácter contable y financiero establecidos en las estipulaciones y normas generales del contrato No. 2033/OC-GU del BID.
44. Los atrasos del Componente 2 en los tres años posteriores a la fecha de efectividad del contrato le asignaron al programa una calificación de “estado de alerta”³². Sin embargo, las acciones correctivas (que involucraron modificar el mecanismo de incentivos de SA, junto con el apoyo adicional brindado por el BID para la publicación de una LPI, la contratación de consultor para la gestión de conflictos sociales y la solicitud de extensión de plazos) le permitieron a la UE superar las metas de los productos esperados con una calificación “probable” de alcanzar el OD declarado.
45. El enfoque de electrificación rural previsto del programa se verifica con la ubicación geográfica de la infraestructura nueva. El programa se implementó en 17 departamentos de Guatemala donde se beneficiaron 108 municipios y 455 comunidades (ver anexos). Durante la ejecución, representantes del Banco realizaron visitas a los municipios para identificar las barreras de ejecución y brindar opciones adecuadas para asegurar el avance del programa.
46. El proceso de seguimiento y evaluación es mejorable. En particular, los informes semestrales pueden robustecerse al incluir: (i) alertas tempranas sobre la necesidad tomar acciones correctivas para mitigar los riesgos o superar las barreras en cada componente; y (ii) indicadores que valoren el desempeño de la UE, el impacto del programa en el fortalecimiento institucional y la relevancia de la asistencia técnica recibida.

B. SEGUIMIENTO FUTURO Y EVALUACIÓN EX-POST

47. El monitoreo futuro debe realizarse por medio de estudios de impacto de las líneas de electrificación específicas. Este análisis podría incluir la evaluación de la efectividad de la inversión en infraestructura. En particular, se recomienda analizar la intensidad de uso de las redes instaladas, opciones de optimización y medir los beneficios en educación, salud y seguridad, entre otros. Además, el seguimiento podría incluir la ejecución de una segunda fase del programa.
48. El programa contó con una evaluación parcial *ex-post* (ver [Informe de Evaluación de la Fase I \(2033/OC/GU\)](#)). Las conclusiones referidas a la evaluación del programa se basaron en la información recabada en el PMR al 30 de junio de 2014. A esta fecha ninguno de los componentes había concluido, por lo tanto, no pudo evaluarse el grado de avance de los OD y el impacto inicial de los componentes. A continuación, se resume el estado de avance de cada componente al momento de la evaluación.

³¹ Ver informe de auditoría del programa al 21 de octubre de 2015.

³² Según los informes semestrales de los años 2010, 2012 y 2013, los valores de desempeño (IP) del Programa le otorgaron en promedio una calificación de “alerta” con “logros por debajo de las metas programadas”.

49. **Componente 1.** Al 30 de junio de 2014 las conexiones de usuarios nuevos en red mostraban avances del 76,38%, y 98,5% para Subestaciones Asociadas (5,91 de seis programadas). El número de km de LT construidas alcanzaba 70,52 km (40,3%) de 175 km programados.
50. **Componente 2.** Los proyectos de electrificación en SA integraron 334 usuarios nuevos (10% de avance) de una meta de 3.334 usuarios-beneficiarios. Este componente presentaba niveles de incumplimiento importantes, que demandó la readecuación del componente.
51. **Componente 3.** Apoyo a la administración del programa y supervisión mostraba un 100% de avance en base a lo reportado en los informes de administración, supervisión y auditoría.

VII. LECCIONES APRENDIDAS

En relación con el diseño:

- La evidencia indica que el diseño del programa y esquema de ejecución permitió el logro de los productos esperados, contribuyendo a la consolidación de la nueva infraestructura eléctrica y el incremento de los usuarios rurales conectados a la red nacional. No obstante, los indicadores de resultados propuestos excluyen una medición directa sobre los impactos socioeconómicos. Considerando el alto costo que podría tener la realización de estos estudios, se recomienda elegir una muestra representativa de todos los beneficiarios para medir el efecto directo de la operación en el mejoramiento de las condiciones de vida la población, incremento de la productividad y reducción de la pobreza del país³³.
- La falta de un análisis de las capacidades del INDE llevó a improvisar medidas de fortalecimiento institucional para lograr las metas comprometidas. Durante la implementación del programa quedó en evidencia la falta de un diagnóstico que precisara las debilidades de la agencia implementadora para asumir la ejecución del Componente 2; que, además, propusiera alternativas de fortalecimiento de los equipos de trabajo del INDE que contemple profesionales multidisciplinarios (técnicos, analistas ambientales, especialistas en el desarrollo de modelos de negocios, expertos en diálogo con las comunidades, entre otros) bajo un esquema sostenible para la ejecución de la Fase II del programa. La UE recibió el apoyo de consultores externos financiados por el BID, que apoyaron con las gestiones de diálogo con las comunidades y preparación de licitaciones públicas. Se recomienda fortalecer a los equipos de proyecto dentro de la unidad ejecutora con los profesionales en las áreas indicadas.
- El fortalecimiento del INDE requirió plantear opciones para el financiamiento de recursos humanos adicionales. La conformación de la UE no fue adoptada de forma permanente en el INDE, por lo tanto, los integrantes del equipo transitaban una curva de aprendizaje que no se logró consolidar dentro de la agencia implementadora. Dado que la GERO tiene la responsabilidad de llevar a cabo la electrificación rural en el país,

³³ Algunos indicadores utilizados comúnmente son: el índice de intensidad energética y el consumo de energía per cápita. Está demostrado que a mayor intensidad energética y consumo de electricidad per cápita mayor producto interno bruto per cápita y mayor índice de desarrollo humano.

se recomienda que la misma cuente con los profesionales en las áreas indicadas de manera permanente.

- El diálogo con las comunidades debió ocupar un alto nivel de importancia entre las acciones de acompañamiento del Componente 3. Los conflictos sociales enfrentados durante la implementación del programa destacaron la necesidad de contar con una estrategia comunicacional adecuada y acciones de acompañamiento del diálogo en cada comunidad. Las consideraciones del contexto social a incluirse en el Componente 3 pudieron recabarse por medio de un diagnóstico de las particularidades o riesgos de conflicto social por departamento. El fortalecimiento de las capacidades de la GERO de manera permanente, tal como se recomienda en el párrafo anterior, permitirá desarrollar la estrategia de comunicación y la planificación de las acciones de acompañamiento en el diálogo con las comunidades, y reducir el nivel de conflictividad.
- El incumplimiento de los acuerdos sobre las servidumbres de paso no se contempla como riesgo sobre la sostenibilidad del programa. La inconformidad sobre las servidumbres podría generar situaciones de conflicto futuro que demanden nuevas negociaciones con los representantes de las comunidades. El programa, además de excluir acciones para mantener un diálogo que permita generar alertas tempranas ante situaciones de conflicto, no contempla la definición de una institución a cargo del arbitraje de disputas posteriores a la implementación del programa. Aplica la recomendación del punto anterior. A nivel general, se recomienda que se reglamente lo establecido en el Acuerdo 169 de la OIT, del cual Guatemala es firmante.
- La planificación del Componente 2 no consideró el impacto en los plazos del programa que tendría el mecanismo de contratación de obras de los SA. El desarrollo de SA tenía que cumplir con las normas de contratación pública³⁴ que incluían procesos de licitación que tomaban un mayor tiempo de aprobación que el fideicomiso del Componente 1. Se recomienda fortalecer el equipo de la GERO a fin de mejorar los procesos de planificación y diseño de las obras en sistemas aislados, así como el trabajo a nivel comunitario, incluso con anterioridad a que se inicien las obras.
- La falta de información sobre el costo por zona (o comunidad) por km instalado de redes y puntos de conexión al suministro eléctrico dificultaron el adecuado diseño del Componente 2. La falta de interés de las empresas por participar en el desarrollo de SA dejó en evidencia la importancia de integrar consideraciones sobre las variaciones de costos por cercanía de las comunidades a las redes de transmisión, así como la dispersión de los usuarios dentro de sus comunidades. Por otra parte, la rigidez de las condiciones de contratación del fideicomiso sobre el monto a pagar por usuario dificultó la introducción de ajustes para reconocer las diferencias de costos de conexión entre comunidades³⁵. La recomendación del punto anterior también aplica para este caso.

³⁴ Según las nuevas disposiciones administrativas, a partir del año 2011 las obras del Componente 2 tendrían que cumplir con las exigencias de calidad, ordenamiento, garantías y seguimiento del SNIP.

³⁵ Los proyectos de electrificación del programa se ejecutaron sobre la estructura de costo definida por el fideicomiso del año 1999, de US\$650 por usuario electrificado.

En relación con la gestión de los recursos financieros

- La utilización del fideicomiso INDE Obras Rurales de Occidente y Oriente demostró ser una herramienta efectiva para el desarrollo de las obras del Componente 1. Su definición permitió realizar una ejecución transparente del presupuesto, facilitó las gestiones de contabilidad de los recursos del préstamo y permitió reducir los plazos de gestión administrativa para completar la construcción de las obras de electrificación rural. Ante las limitaciones aprobadas por el Congreso, que prohíben la constitución de nuevos fideicomisos, se recomienda utilizar mecanismos alternativos como fondos revolventes, o la utilización del esquema de ejecución a través de una unidad ejecutora fortalecida, que permita hacer una planificación, diseño, supervisión y administración de contratos de manera efectiva.
- Las licitaciones públicas internacionales permitieron acelerar la implementación del Componente 2. Esta forma de contratar permitió ajustar las condiciones de adquisición e instalación de materiales y equipos, incluida la capacitación de los usuarios. No obstante, su aprobación debía cumplir con los plazos establecidos por el SNIP. Se recomienda que en las etapas de diseño se defina muy claramente los cronogramas de ejecución y de desembolsos, con validaciones en el campo de los parámetros de construcción. De igual manera, se recomienda que, durante la preparación, se agrupen las obras por proyectos, en vez de ejecutarlas por comunidades, y que dichos proyectos ya cuenten con los identificadores de proyectos asignados por el SNIP.

En relación con los costos

- Los costos diferenciales de conexión entre usuarios no abarcaban todos los casos posibles de las comunidades seleccionadas. A pesar de que se incluye una fluctuación de precios en el contrato de obras, este incremento del costo por usuario no se refleja en el valor estipulado dentro del contrato del fideicomiso. Se recomienda incorporar un rubro de costos de imprevistos, y desarrollar un procedimiento que sea incorporado dentro del Manual de Operaciones del Préstamo que regule su uso.

La incorporación de SA requiere de un análisis detallado de costos. Las estimaciones sobre el costo incremental de electrificación por usuario a medida que su conexión se aleja de los centros de carga permitirán definir los incentivos necesarios para atraer el interés de nuevos participantes. Se recomienda considerar los costos reales de electrificación por usuario en función de las características geográficas de cada departamento a intervenir, lo cual requerirá también incorporar diseños finales al proceso de planificación de las obras.

En relación con la capacidad institucional

- La implementación se pudo favorecer con el fortalecimiento de las capacidades institucionales técnicas y administrativas para la ejecución de proyectos de SA. El INDE no contaba con la experiencia en el desarrollo de SA, por lo tanto, el fortalecimiento para la supervisión del programa dependió en gran medida de la contratación de consultores externos. Se recomienda realizar una evaluación exhaustiva de las

capacidades de las instituciones implementadoras y elaborar un plan de fortalecimiento institucional sostenible que permita dar continuidad al desarrollo de nuevos programas o iniciativas de electrificación rural utilizando SA.

En relación con la supervisión ambiental y social

- El programa requirió una mayor planificación y acompañamiento de la supervisión de los impactos ambientales de los proyectos según lo establecen el IGAS y planes de manejo ambiental. El INDE contó con la participación de dos supervisores que se encargaban de las obras en sus diferentes etapas. Sus funciones se limitaban a la verificación en campo de las construcciones de obras de ingeniería, y no al seguimiento de una estrategia integral³⁶. Se recomienda incorporar un especialista ambiental al equipo de supervisión.
- El programa careció de un diálogo permanente y monitoreo de las comunidades a intervenir. Los conflictos sociales no pudieron prevenirse con antelación, por lo tanto, parte importante de las negociaciones fueron reactivas a comunidades que se organizaron para oponerse al desarrollo de obras de electrificación. Se recomienda que el desarrollo de proyectos de electrificación rural priorice el acompañamiento de promotores comunitarios y expertos a cargo de apoyar el logro de consensos y monitoreo del diálogo social. De igual manera, es recomendable implementar estrategias y políticas en materia de participación comunitaria que permitan mantener canales de comunicación adecuados con los actores clave de las comunidades, actores sociopolíticos y demás agentes relevantes.

³⁶ Identificación y evaluación de externalidades económicas, sociales y ambientales derivadas de la ejecución de las obras físicas considerando las particulares de cada comunidad a intervenir.

Anexos

Anexo I. Usuarios e Índice de Electrificación de Municipios Intervenidos

Departamento	Municipio *	2008**		2015**	
		Usuarios	Índice %	Usuarios	Índice %
Alta Verapaz	1. Cahabon	2.436	20,60	3.292	32,85
Alta Verapaz	2. Chisec	6.331	53,90	6.490	42,18
Alta Verapaz	3. Cobán	18.930	55,90	22.647	62,21
Alta Verapaz	4. Fray Bartolomé de las Casas	2.812	29,00	3.940	32,97
Alta Verapaz	5. La Tinta	1.658	27,50	1.936	36,98
Alta Verapaz	6. San Cristóbal	5.604	59,50	7.327	68,19
Alta Verapaz	7. San Juan Chamelco	3.642	40,30	4.919	45,52
Alta Verapaz	8. San Pedro Carchá	8.742	27,10	13.410	33,61
Alta Verapaz	9. Senahú	1.720	14,00	2.716	23,03
Alta Verapaz	10. Tacurú	938	15,20	1.039	19,16
Baja Verapaz	11. Cubulco	5.746	54,00	8.569	62,73
Baja Verapaz	12. Purulha	2.091	28,40	2.607	40,67
Baja Verapaz	13. Rabinal	6.801	80,80	7.869	97,23
Baja Verapaz	14. Salamá	10.781	89,70	13.964	99,96
Baja Verapaz	15. San Miguel Chicaj	4.136	76,10	5.256	87,33
Chimaltenango	16. Patzún	8.145	79,10	10	99,15
Chimaltenango	17. San Andres Itzapa	4.420	83,80	5.615	91,84
Chimaltenango	18. San José Poaquil	3.718	82,30	4.438	99,69
Chimaltenango	19. San Martín Jilotepeque	11.673	85,80	13.922	99,70
Chimaltenango	20. San Pedro Yepocapa	3.746	69,70	4.808	99,00
Chiquimula	21. Camotán	3.246	42,60	4.966	63,89
Chiquimula	22. Chiquimula	20.566	99,00	24.709	99,96
Chiquimula	23. Olopa	1.880	47,70	3.169	71,08
Escuintla	24. Nueva Concepción	12.309	79,90	14.509	99,85
Huehuetenango	25. Aguacatan	7.994	98,30	8.871	92,90
Huehuetenango	26. Barillas	7.697	52,70	11.356	67,71
Huehuetenango	27. Chiantla	12.291	87,20	12.663	90,64
Huehuetenango	28. Colotenango	3.095	77,60	4.461	95,26
Huehuetenango	29. Concepción Huista	3.794	98,00	4.144	99,86
Huehuetenango	30. Cuilco	8.514	97,70	9.591	98,93
Huehuetenango	31. La Democracia	9.268	99,40	12.431	99,21
Huehuetenango	32. La Libertad	4.884	87,90	5.402	93,13
Huehuetenango	33. Malacatancito	2.871	88,90	4.156	99,56
Huehuetenango	34. San Miguel Acatan	3.003	80,60	3.750	86,50
Huehuetenango	35. San Pedro Necta	4.095	83,50	5.718	94,84
Huehuetenango	36. San Rafael Petzal	1.105	88,00	1.567	95,20
Huehuetenango	37. San Sebastián Coatan	3.926	97,90	4.794	99,87

Departamento	Municipio *	2008**		2015**	
		Usuarios	Índice %	Usuarios	Índice %
Huehuetenango	38. San Sebastián Huehuetenango	2.990	77,00	3.881	93,04
Huehuetenango	39. Santa Bárbara	2.238	77,10	4.238	99,98
Huehuetenango	40. Santa Eulalia	5.099	97,40	6.522	91,38
Huehuetenango	41. Todos Santos Cuchumatanes	5.149	97,10	6.661	99,40
Huehuetenango	42. San Ildefonso Ixtahuacán	4.214	71,60	5.563	90,33
Izabal	43. El Estor	3.815	47,80	5.054	65,69
Izabal	44. Livingstone	7.414	70,20	9.697	82,11
Izabal	45. Los Amates	7.539	58,90	8.785	75,10
Izabal	46. Morales	14.328	69,20	17.717	81,05
Jalapa	47. Mataquescuintla	5.714	78,40	6.973	91,39
Jalapa	48. San Carlos Alzatate	1.441	58,40	2.017	76,94
Jutiapa	49. Comapa	3.735	64,40	4.463	73,22
Jutiapa	50. Conguaco	1.301	37,70	2.242	63,96
Jutiapa	51. El Progreso	5.707	97,80	6.950	99,99
Jutiapa	52. Jutiapa	22.971	90,60	28.560	99,36
Jutiapa	53. Moyuta	6.444	76,60	7.522	83,97
Jutiapa	54. Pasaco	1.426	69,90	1.853	84,92
Petén	55. La Libertad	5.872	33,60	12.213	45,94
Petén	56. San Andrés	1.656	30,10	2.877	57,50
Petén	57. Sayaxché	9.070	55,50	11.098	47,42
Petén	58. Cabrican	3.808	91,80	4.686	98,10
Petén	59. Coatepeque	23.714	95,20	27.444	99,64
Petén	60. Colomba Costa Cuca	6.099	77,00	7.837	99,05
Petén	61. Génova Costa Cuca	4.863	82,30	6.359	96,44
Petén	62. San Juan Ostuncalco	10.639	96,90	12.318	99,99
Petén	63. San Martín Sacatepéquez	4.382	93,70	5.172	98,65
Petén	64. Canilla	1.223	52,20	2.106	87,15
Petén	65. Chajul	2.005	23,70	1.948	38,95
Petén	66. Chicaman	1.683	28,10	2.717	44,02
Petén	67. Cunen	3.714	72,00	4.740	85,86
Petén	68. Ixcan Playa Grande	11.017	81,70	17.845	99,91
Petén	69. Joyabaj	9.288	73,40	16.931	99,99
Petén	70. Nebaj	8.043	64,10	10.986	80,31
Petén	71. Sacapulas	5.881	78,80	7.122	88,68
Petén	72. San Andrés Sajcabaja	3.092	65,70	3.898	79,09
Petén	73. San Bartolomé Jocotenango	1.139	59,40	1.327	71,29
Petén	74. San Juan Cotzal	1.831	39,50	2.288	52,39
Petén	75. Santa Cruz Quiché	14.322	92,20	17.951	99,99
Petén	76. Zacualapa	4.886	91,40	5.624	94,69

Departamento	Municipio *	2008**		2015**	
		Usuarios	Índice %	Usuarios	Índice %
San Marcos	77. Comitancillo	6.642	75,40	8.382	88,67
San Marcos	78. Concepción Tutuapa	6.172	65,10	10.735	98,47
San Marcos	79. El Quetzal	3.117	75,10	3.678	98,13
San Marcos	80. El Tumbador	6.056	76,30	6.880	95,48
San Marcos	81. Ixchiguan	3.124	85,00	3.980	96,19
San Marcos	82. Ocós	6.326	94,90	2.086	98,37
San Marcos	83. San Miguel Ixtahuacán	5.171	93,70	7.509	99,99
San Marcos	84. San Pablo	6.816	87,20	7.466	94,38
San Marcos	85. San Pedro Sacatepéquez	16.927	96,10	20.129	99,94
San Marcos	86. Sipacapa	1.035	41,40	2.481	88,24
San Marcos	87. Tacaná	10.891	95,00	11.389	99,83
San Marcos	88. Tejutla	5.826	95,60	7.418	99,97
Santa Rosa	89. Casillas	4.361	89,40	5.214	98,77
Santa Rosa	90. Chiquimulilla	10.493	95,10	12.206	99,98
Santa Rosa	91. Cuilapa	7.296	93,90	8.613	98,15
Santa Rosa	92. Nueva Santa Rosa	6.734	95,00	8.365	99,97
Santa Rosa	93. Santa Rosa de Lima	3.402	91,98	4.328	99,77
Santa Rosa	94. Taxisco	5.405	93,50	6.730	98,89
Sololá	95. Nahuala	9.663	95,40	11.045	98,89
Sololá	96. San Andrés Semetabaj	2.033	97,10	2.542	99,97
Suchitepéquez	97. Chicacao	5.397	54,90	7.161	72,81
Suchitepéquez	98. Mazatenango	18.199	98,90	21.423	99,99
Suchitepéquez	99. Samayac	3.983	92,40	5.060	99,97
Suchitepéquez	100. San Francisco Zapotitlán	3.013	81,00	4.348	99,21
Suchitepéquez	101. San Juan Bautista	743	47,80	887	74,72
Suchitepéquez	102. San Pablo Jocopilas	3.041	81,00	3.896	92,26
Suchitepéquez	103. Santa Bárbara	2.513	57,80	3.364	92,95
Suchitepéquez	104. San Antonio Suchitepéquez	6.882	77,40	8.513	89,37
Retalhuleu	105. San Andrés Villa Seca	5.105	65,50	6.692	81,48
	General	640.726	72,26	797.736	83,75
Total, usuarios rurales electrificados, periodo 2008-2015					157.010
Incremento del índice de electrificación rural general 2008-2015 (%)					11,50
Usuarios conectados por el Programa					39.957
Aporte del Programa en relación al número de usuarios conectados (%)					25,45
Incremento del índice de electrificación rural acreditado al Programa, periodo 2008-2015 (%)					2,93

* Según documento logros del programa (PMER) periodo 2012 -2015 (INDE).

** Según documentos índice de cobertura eléctrica Guatemala 2008 y 2015 (Dirección General de Energía del MEM).

Anexo II. Usuarios e Índice de Electrificación de Municipios Vulnerables Priorizados

Departamento	Municipio vulnerable*	2008**		2015**	
		Usuarios	Índice %	Usuarios	Índice %
Alta Verapaz	1. Fray Bartolomé de las Casas	2.812	29,00	3.940	32,97
Baja Verapaz	2. Cubulco	5.746	54,00	8.569	62,73
Baja Verapaz	3. Rabinal	6.801	80,80	7.869	97,23
Chiquimula	4. Camotán	3.246	42,60	4.966	63,89
Chiquimula	5. Olopa	1.880	47,70	3.169	71,08
Huehuetenango	6. Aguacatan	7.994	98,30	8.871	92,90
Huehuetenango	7. Cuilco	8.514	97,70	9.591	98,93
Huehuetenango	8. La Democracia	9.268	99,40	12.431	99,21
Huehuetenango	9. La Libertad	4.884	87,90	5.402	93,13
Huehuetenango	10. San Pedro Necta	4.095	83,50	5.718	94,84
Huehuetenango	11. San Ildefonso Ixtahuacán	4.214	71,60	5.563	90,33
Petén	12. Sayaxché	9.070	55,50	11.098	47,42
Quiche	13. Ixcán Playa Grande	11.017	81,70	17.845	99,91
Quiche	14. Sacapulas	5.881	78,80	7.122	88,68
Quiche	15. San Andrés Sajcabaja	3.092	65,70	3.898	79,09
Quiche	16. San Bartolomé Jocotenango	1.139	59,40	1.327	71,29
San Marcos	17. Comitancillo	6.642	75,40	8.382	88,67
San Marcos	18. Concepción Tutuapa	6.172	65,10	10.735	98,47
San Marcos	19. Tacaná	10.891	95,00	11.389	99,83
	General	113.358	72,06	147.885	82,66
Total, usuarios rurales electrificados, periodo 2008-2015					34.527
Incremento del índice de electrificación de los municipios más pobres atendidos 2008-2015 (%)					10,61
Aporte del Programa en relación al número de usuarios conectados (%)					25,45
Incremento del índice de electrificación rural acreditado al Programa, periodo 2008-2015 (%)					2,70

* Seleccionados en base a la lista de los 45 municipios más pobres priorizados por el PMER y los entendidos por el programa.

** Según documentos índice de cobertura eléctrica Guatemala 2008 y 2015 (Dirección General de Energía del MEM)

Anexo III. Usuarios e Índice de Electrificación de Municipios Priorizados por Fideicomiso en 2008

	Departamentos	Municipios	Usuarios	Índice de electrificación
1	Alta Verapaz	Chisec	6.331	53,90
2	Alta Verapaz	Fray Bartolomé de las Casas	2.812	29,00
3	Alta Verapaz	Cahabón	2.436	20,60
4	Baja Verapaz	Rabinal	6.801	80,80
5	Baja Verapaz	Cubulco	5.746	54,00
6	Chiquimula	San Juan la Ermita	1.980	69,90
7	Chiquimula	Jocotán	3.061	32,60
8	Chiquimula	Camotán	3.246	42,60
9	Chiquimula	Olopa	1.880	47,70
10	Huehuetenango	Cuilco	8.514	97,70
11	Huehuetenango	San Pedro Necta	4.095	83,50
12	Huehuetenango	San Idelfonso Ixtahuacán	4.214	71,60
13	Huehuetenango	La Libertad	4.884	87,90
14	Huehuetenango	La Democracia	9.268	99,40
15	Huehuetenango	Tectitan	1.000	75,70
16	Huehuetenango	Aguacatán	7.994	98,30
17	Petén	Sayaxche	9.070	55,50
18	Quiché	San Pedro Jocopilas	3.965	89,60
19	Quiché	Cunén	3.714	72,00
20	Quiché	San Andrés Sajcabajá	3.092	65,70
21	Quiché	Sacapulas	5.881	78,80
22	Quiché	San Bartolomé Jocotenango	1.139	59,40
23	Quiché	Ixcán	11.017	81,70
24	San Marcos	Concepción tutuapa	6.172	65,10
25	San Marcos	Tacanà	10.891	95,00
26	San Marcos	Sibinal	1.753	82,00
27	San Marcos	Tajumulco	6.760	84,70
28	San Marcos	Tejutla	5.826	95,60
29	San Marcos	Ixchigüén	3.124	85,00
30	San Marcos	San José Ojetenam	2.675	92,40
31	San Marcos	Comitancillo	6.642	75,40
32	Sololá	Santa Clara La Laguna	1.418	96,90
33	Sololá	Santiago Atitlán	7.148	89,60
34	Sololá	Santa Cruz La Laguna	880	87,90
35	Sololá	San Pablo La Laguna	823	68,70
36	Sololá	San Marcos La Laguna	466	94,20
37	Sololá	San Juan La Laguna	1.670	96,00
38	Totonicapán	Totonicapán	23.157	94,50
39	Totonicapán	San Cristóbal Totonicapán	7.929	95,90

	Departamentos	Municipios	Usuarios	Índice de electrificación
40	Totonicapán	San Francisco El Alto	10.671	95,90
41	Totonicapán	San Andrés Xecul	5.236	94,20
42	Totonicapán	Momostenango	20.632	95,90
43	Totonicapán	Santa María Chiquimula	5.767	84,90
44	Totonicapán	Santa Lucía La Reforma	1.980	87,40
45	Totonicapán	San Bartolo Aguas Calientes	2.368	94,90
General			246.128	77,78

Enlaces Electrónicos

1. [Propuesta de Préstamo del Programa Multifase de Electrificación Rural Fase I](#)
2. [Contrato de préstamo No. 2033/OC-GU](#)
3. [Contrato modificadorio](#)
4. [Informe de evaluación de la Fase I \(2033/OC-GU\)](#)
5. [Marco de Gestión Ambiental y Social](#)
6. [Informe de Seguimiento de Progreso \(PMR\) primer semestre de 2015](#)
7. [Plan de adquisiciones actualizado a septiembre de 2015](#)