|  |
| --- |
| GU-L1084 - Enlaces - POD - Informe de Evaluacion a la Fase I |
| **Programa Multifase de Electrificación Rural Fase I (GU-L1018) – Fase II (GU-L1084) Préstamo BID 2033/OC-GU** |
| Consultor: Rafael Toledo Posadas |

 http://www.educarchile.cl/ech/pro/quienes_somos/img/quienes/logos/logo_bid.gif

**27-7-2014**

**Índice**

**Glosario de Términos Siglas y Acrónimos**

[Glosario de Términos, Siglas y Acrónimos 3](#_Toc394245330)

[1 Antecedentes y Justificación 5](#_Toc394245331)

[2 Descripción de la metodología usada para la evaluación 7](#_Toc394245332)

[3 Aspectos evaluados 8](#_Toc394245333)

[4 Descripción de documentos utilizados como base para la evaluación 10](#_Toc394245334)

[5 Evaluación del grado de cumplimiento de lo establecido de las condiciones de elegibilidad para pasar a la Fase II. 11](#_Toc394245335)

[5.1 Recursos aprobados, porcentaje desembolsados, saldos disponibles y ejecución financiera 11](#_Toc394245336)

[5.2 Recursos Comprometidos 12](#_Toc394245337)

[5.3 Escenario de Desembolsos del 01 de agosto de 2014 al 20 de abril de 2015 16](#_Toc394245338)

[5.4 Vigencia y operatividad del mecanismo para otorgar incentivos al desarrollo de sistemas aislados sostenibles 17](#_Toc394245339)

[5.4.1 Reglamento Interno Proyecto Sistemas Aislados Uaxactún 18](#_Toc394245340)

[5.5 Porcentaje de conexiones por red y de las conexiones en sistemas aislados previstas para la Fase I del Programa 19](#_Toc394245341)

[5.6 Porcentaje de avance en las obras de transmisión asociada 24](#_Toc394245342)

[6 Avance de los Componentes 26](#_Toc394245343)

[6.1 Informe de Avance de los componentes del Programa al 30 de junio de 2014… 26](#_Toc394245344)

[6.1.1 Avance Financiero en el componente 1 Usuarios conectados a la Red 27](#_Toc394245345)

[6.1.2 Avance Financiero en los componentes 2 y 3 Proyectos en Sistemas Aislados y Apoyo a Supervisión, Auditoría y Administración 29](#_Toc394245346)

[6.1.3 Avance físico de los Componentes del Programa 30](#_Toc394245347)

[7 Evaluación del grado de avance de los Objetivos de Desarrollo y el Impacto Inicial de los Componentes que se han concluido con base a la Matriz de Resultados 33](#_Toc394245348)

[7.1 Evaluación de la Fase I del Programa con base a la Readecuación del PMR GU-L1018 al 30 de junio de 2014 37](#_Toc394245349)

[8 Nivel de cumplimiento de los procedimientos y políticas previstos en el Programa 38](#_Toc394245350)

[8.1 Gestión Operativa del Programa 38](#_Toc394245351)

[8.1.1 Plan de Ejecución Plurianual (PEP) y Planes Operativos Anuales (POA)…………………………………………………………………………………40](#_Toc394245352)

[8.2 Gestión de las Adquisiciones 40](#_Toc394245353)

[8.3 Gestión Financiera 41](#_Toc394245354)

[8.4 Evaluación del grado de cumplimiento de las áreas de gestión del Programa 41](#_Toc394245355)

[8.5 Integración de la Unidad Ejecutora del Programa en la Gerencia General del INDE y enlaces con la GERO y la ETCEE 42](#_Toc394245356)

[8.6 Unidad de Sistemas Aislados (UNSA) integrada en la GERO 43](#_Toc394245357)

[8.7 Convenio Subsidiario entre INDE y Ministerio de Finanzas (MINFIN) 43](#_Toc394245358)

[8.8 Plan de Operaciones para proyectos de electrificación rural en red, obras de transmisión asociada o en sistemas aislados con subsidios del Estado 44](#_Toc394245359)

[8.8.1 Base Legal y Normativa 44](#_Toc394245360)

[8.8.2 Plan de Operaciones de Proyectos de Electrificación Rural y proceso de No Objeción 46](#_Toc394245361)

[9 Actividades del Programa llevadas a cabo según el Informe de Gestión Ambiental y Social del Programa 49](#_Toc394245362)

[10 Lecciones aprendidas y Recomendaciones 53](#_Toc394245363)

[10.1 Sistematización de Lecciones Aprendidas en la ejecución de la Fase I del PMER al 30 de junio de 2014 54](#_Toc394245364)

[ANEXOS 57](#_Toc394245365)

# Glosario de Términos, Siglas y Acrónimos

|  |  |
| --- | --- |
| **ANAM** | Asociación Nacional de Municipalidades |
| **AMM** | Administrador del Mercado Mayorista |
| **Asociación Comunitaria** | Asociación Civil sin fines de lucro, constituida por los miembros de una comunidad calificada con el fin de constituirse en depositarios de los sistemas aislados por medio del Programa Multifase de Electrificación Rural Fase I del INDE . |
| **BID** | Banco Interamericano de Desarrollo |
| **Calificación** | Procedimiento por medio del cual una comunidad aislada es evaluada técnicamente, así como también socio-económicamente para determinar la viabilidad de su participación dentro de proyectos de electrificación rural por medio de sistemas aislados utilizando fuentes de energía renovable, desarrollados por el Instituto Nacional de Electrificación. |
| **Comunidad Aislada** | Es aquel grupo de personas organizadas comunitariamente, las cuales por su ubicación geográfica, no cuentan con el servicio de energía eléctrica, ni tampoco han sido incluidas dentro de programas de electrificación rural del Instituto Nacional de Electrificación o de ampliación de red por parte de una empresa de distribución final. |
| **Comunidad Calificada** | Es la comunidad aislada que habiendo sido sometida a evaluaciones técnicas y socioeconómicas, hubiera sido calificada favorablemente para poder ser parte del programa de electrificación rural de comunidades aisladas por medio de sistemas aislados utilizando fuentes de energía renovable desarrollado por el Instituto Nacional de Electrificación. |
| **Comunidad Beneficiada** | Es la comunidad calificada a la cual se le han otorgado en depósito los sistemas aislados con fuentes de energía renovable para su uso, bajo los términos y condiciones descritos en la presente regulación. |
| **CNEE** | Comisión Nacional de Energía Eléctrica |
| **COCODE** | Consejo Comunitario de Desarrollo |
| **CONFECOOP** | Confederación Guatemalteca de Federaciones Cooperativas de Guatemala |
| **DEOCSA** | Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima |
| **DEORSA** | Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima |
| **DGE** | Dirección General de Energía |
| **EEGSA** | Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima |
| **Energía con Fuentes Renovables** | Se refiere a toda aquella generada por medio de instalaciones que aprovechan recursos naturales renovables por la naturaleza para la generación de energía eléctrica. |
| **ETCEE** | Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica |
| **GERO** | Gerencia de Electrificación Rural y Obras |
| **INACOP** | Instituto Nacional de Cooperativas |
| **INDE** | Instituto Nacional de Electrificación |
| **INE** | Instituto Nacional de Estadística |
| **INTECAP** | Instituto Técnico de Capacitación y Productividad |
| **INSIVUMEH** | Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología |
| **MAGA** | Ministerio de Agricultura, Ganadería y Alimentación |
| **MARN** | Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales |
| **MEM** | Ministerio de Energía y Minas |
| **NRECA** | National Rural Electric Cooperative Association |
| **ONG** | Organización No Gubernamental |
| **O&M** | Operación y Mantenimiento |
| **PER** | Programa de Electrificación Rural |
| **PMER** | Programa Multifase de Electrificación Rural |
| **SIG** | Sistema de Información Geográfica |
| **SNI** | Sistema Nacional Interconectado |
| **Sistema Aislado utilizando fuentes de energía renovable** | Para Comunidades Aisladas: Es el conjunto de equipos o instalaciones que por su naturaleza son utilizados para producir energía eléctrica por medio de la utilización de recursos renovables y que son utilizados para brindar dicho servicio a las comunidades aisladas calificadas. |
| **SWERA** | Solar and Wind Energy Resource Assessment |
| **UNSA** | Unidad de Sistemas Aislados |

# Antecedentes y Justificación

Guatemala emprendió en la década de los 90 una modernización del sector eléctrico, cuyo fundamento principal fue la Ley General de Electricidad (“LGE”) que entró en vigencia en 1996. Dicha modernización incluyó un nuevo marco legal y regulatorio para la industria eléctrica, y la reestructuración de las dos empresas eléctricas estatales: Empresa Eléctrica de Guatemala (“EEGSA”) y el INDE. El área de distribución del INDE se organizó en dos empresas DEORSA y DEOCSA, con predominancia de los clientes rurales con consumos pequeños por cliente. Se privatizó, mediante la venta del 80% de las acciones, tanto la parte de generación, como distribución de EEGSA y de INDE.

La LGE reconoció la dificultad de ampliar la cobertura de electricidad una vez que las empresas de distribución pasaran a manos del sector privado y determinó, en su artículo 47, 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”.

En este contexto, Guatemala adoptó el Plan de Electrificación Rural (“PER”) como parte integral de su estrategia de modernización del sector eléctrico. El PER es un plan integral de inversiones en distribución y sus correspondientes inversiones en transmisión asociada requeridas para ampliar la cobertura a 280,629 nuevos clientes y mejorar el servicio, especialmente en comunidades rurales de bajos recursos económicos. Para la ejecución del PER, se constituyó un Fideicomiso por US$333,6 millones, de los cuales US$182,7 millones se asignaron para obras de distribución rural y US$150,9 millones para las obras de transmisión requeridas para soportar el crecimiento de las redes de distribución. A diciembre 31 del 2007, el INDE ha aportado al Fideicomiso US$209,4 millones, cuenta con US$40.1 millones de un préstamo del Banco Centroamericano de Integración Económica (“BCIE”), una donación por US$6,7 millones del Global Partnership on Output-Based Aid (GPOBA), un préstamo con el BID por US$55.0 millones y aportes adicionales del INDE por US$22. 4 millones.

Con fecha 21 de abril de 2010 se suscribió, entre el Gobierno de la República de Guatemala y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el Contrato de Préstamo No. 2033/OC-GU por US$ 55.0 millones, que financia el Programa Multifase de Electrificación Rural Fase I, el cual tiene como objetivo el 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. El objetivo específico es financiar incentivos o aportes que el Estado otorga para promover la electrificación rural 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.

Recientemente el Gobierno de la República, a través del Ministerio de Energía y Minas (MEM), ha promulgado la actualización de la Política Energética con visión de largo plazo 2013 al 2027, cuyo objetivo es contribuir al desarrollo energético sostenible del país con equidad social y respeto al medio ambiente, es el resultado de un proceso de revisión técnica, metodológica y política necesario para fortalecer la institucionalidad y la rectoría del MEM y del conjunto de instituciones públicas vinculadas con el sector. Esta plataforma política debe servir como base para el desarrollo del sector energía de una manera integral. Se han fijado como Ejes, en todos ellos privilegiando el uso eficiente de energía y la promoción de recursos renovables: i) Seguridad del abastecimiento de electricidad a precios competitivos; ii) Seguridad del abastecimiento de combustibles a precios competitivos, iii) Exploración y explotación de las reservas petroleras con miras al autoabastecimiento nacional, iv) Ahorro y uso eficiente de la energía, v) Reducción del uso de leña en el país.

El Gobierno de Guatemala mediante comunicación 000301 del 7 de marzo del 2014 ha solicitado al BID procesar un préstamo por $60 millones de dólares para ejecutar la Fase II del Programa Multifase de Electrificación Rural.

Para procesar la Fase II se hace necesario conocer el grado de avance en el logro de las metas y objetivos de la Fase I, y en especial contar con la evaluación prevista en la Propuesta de Préstamo aprobada por el Directorio del BID, la cual establece en su numeral 3.7 que la Fase II del Programa podrá ser presentada a consideración del Directorio del BID en la medida que se cuente con una evaluación de un consultor independiente, con base en términos de referencia acordados entre el BID y el Ejecutor, que verifique el cumplimiento de las siguientes metas e indicadores: (i) al menos el 75% de los recursos del préstamo para la Fase I haya sido comprometido, y el 50% de los recursos del financiamiento haya sido desembolsado; (ii) se ha establecido, y se encuentre vigente y en operación, el mecanismo para otorgar incentivos al desarrollo de sistemas aislados sostenibles; (iii) se ha alcanzado el 50% de las conexiones por red y de las conexiones en sistemas aislados previstas para la Fase I del Programa; y (iv) se ha alcanzado un avance del 50% en las obras de transmisión asociada.

# Descripción de la metodología usada para la evaluación

La presente evaluación ha tomado en cuenta algunos requisitos metodológicos para garantizar que la información generada pueda ser usada en la toma de decisiones. Estos requisitos son los siguientes:

* **Objetivo:** Se midieron y analizaron los hechos definidos tal como se presentan en los instrumentos y medios de verificación que se utilizaron para la evaluación.
* **Imparcial:** La generación de conclusiones del proceso de evaluación ha procurado ser neutral, transparente e imparcial.
* **Valido:** Se ha medido lo que se ha planificado medir, respetando las definiciones establecidas y los Términos de Referencia de la consultoría.
* **Confiable:** Las mediciones y observaciones han sido registradas adecuadamente, recurriendo a verificaciones *in-situ* dentro de la Unidad Ejecutora del Programa a través de reuniones de trabajo con funcionarios de ésta, así como con personeros del Instituto Nacional de Electrificación - INDE-.
* **Creíble:** Se estableció desde un inicio del desarrollo de la consultoría una política de transparencia y rigor profesional con el personal de la Unidad Ejecutora.
* **Oportuno:** Se ha realizado de acuerdo a los plazos establecidos en los Términos de Referencia según lo programado por la Unidad Ejecutora.
* **Útil:** Se ha elaborado procurando utilizar un lenguaje conciso y directo, entendible para todos los que accedan a la información elaborada.
* **Participativo:** Se ha incluido a los miembros de la Unidad Ejecutora para buscar sus opiniones, experiencias y percepciones en la ejecución del Programa, así como a miembros del INDE y otros actores externos importantes (DEORSA-DEOCSA)
* **Retroalimentador:** La evaluación busca garantizar la diseminación de los hallazgos y su asimilación por parte de los involucrados en el Programa tanto a nivel institucional dentro del Gobierno de Guatemala, principalmente en el Instituto Nacional de Electrificación – INDE- y el Ministerio de Finanzas Públicas, así como ante el Banco Interamericano de Desarrollo –BID-, en la perspectiva de continuar el proceso de gestión de préstamo para la Fase II.

Metodológicamente la evaluación se ha ejecutado comparando la situación inicial y final de la Fase I, con base al objetivo de promover la electrificación rural 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.

Su esquema es el siguiente:

A .......... X .......... A1

En donde:

* "X" es la intervención de la Fase I del Programa.
* "A" es la situación inicial con la definición de los objetivos y resultados esperados estipulados en el Convenio de Cooperación Técnica.
* "A1" es el nivel de cumplimiento de los objetivos y resultados esperados.

A continuación se presenta la Figura 1. “Ciclo de Gestión del Programa”, el cual forma parte del Ciclo de Proyectos, que es aplicado dentro del Banco Interamericano de Desarrollo –BID- que en su etapa 3 de ejecución realiza la evaluación de logro de objetivos y productos.

**Figura 1. El Ciclo de Gestión del Programa**



**Fuente: Material docente sobre gestión y control de proyectos - Programa de capacitación BID/ILPES.CEPAL - SERIE Manuales, No. 7.**

# Aspectos evaluados

La evaluación de la Fase I (GU-L1018) del Programa Multifase de Electrificación Rural contempló los siguientes criterios base que posteriormente sirvieron para sacar las conclusiones:

* **Pertinencia o relevancia:** Observa la congruencia entre los objetivos del programa y las necesidades identificadas.
* **Eficacia:** El grado en que se han cumplido los objetivos.
* **Eficiencia:** El modo en que se han organizado y empleado los recursos disponibles en la implementación del programa.
* **Sostenibilidad:** Establece la medida en que el Instituto Nacional de Electrificación como entidad beneficiaria mantiene vigentes los cambios logrados por la Fase I del Programa una vez que esta ha finalizado.

De acuerdo a los Términos de Referencia, el objetivo principal de la consultoría es la evaluación del grado de avance y cumplimiento de los objetivos y metas del Programa Multifase de Electrificación Rural Fase I:

* **Objetivo General del Programa**

El Programa 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.

* **Objetivo Específico del Programa**

El objetivo específico de la primera fase del Programa es financiar los incentivos o aportes del Estado otorga para promover la electrificación rural 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.

* **Componentes y Metas del Programa**

Se presentan en la siguiente tabla los componentes del Programa y las Metas establecidas para cada uno durante la ejecución de la Fase I:

**Tabla 1.** Componentes y Metas del PMER Fase I

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **No.** | **Descripción (indicador o actividad)** | **Unidad de Medida** | **Meta** |
| **Componente 1:** **Electrificación mediante conexión a la Red** | | | |
| 1 | Usuarios conectados a la Red | Usuarios | 31,090 |
| 2 | Líneas de transmisión Asociada | Kilómetros | 175 |
| 3 | Subestaciones Asociadas | Subestaciones Construidas | 6 |
| **Componente 2:** **Proyectos de Electrificación Rural en Sistemas Aislados** | | | |
| 1 | Electrificación en Sistemas Aislados | Usuarios | 1,334 |
| **Componente 3: Apoyo a la Administración del Programa y Supervisión** | | | |
| 1 | Apoyo a la Administración del Programa y Supervisión | Informes | 25 |

**Auditoría 5; semestrales 10 y; supervisión 10**

Sobre la base de la información disponible se presenta éste Informe, en donde se evalúa y establece el grado de cumplimiento de los objetivos y metas del Programa. Este informe contiene los siguientes aspectos:

* + Evaluación del Grado de Cumplimiento de las condiciones de elegibilidad para pasar a la Fase II mencionadas en los Antecedentes de este Informe.
  + Avance de los Componentes del Programa.
  + Evaluación del Grado de Avance de los Objetivos de Desarrollo y el Impacto Inicial de los Componentes que se han concluido.
  + Cumplimiento de los procedimientos y políticas previstos en el programa, incluyendo los relacionados con operación, gestión financiera, adquisiciones y el otorgamiento de incentivos.
  + Cumplimiento de las actividades y acciones previstas en el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) del Programa.
  + Lecciones Aprendidas y Recomendaciones que sean de utilidad para los ajustes a realizar en la definición de la Fase II del Programa.

En las condiciones que no sea posible **definir sí o no se ha cumplido** completamente la condición, se utilizó un sistema de evaluación (“rating”) que permitió valorar el grado de avance de acuerdo con las calificaciones presentadas en la tabla siguiente:

**Tabla 2: Grados de Cumplimiento**

|  |  |
| --- | --- |
| **Grados de Cumplimiento** | **Descripción** |
| A | Cumplimiento completo. |
| B | Cumplimiento en vías de ser alcanzado; representa un progreso importante. |
| C | Incumplimiento ligero; atraso del cumplimiento, pero sin que existan obstáculos estructurales. |
| D | Incumplimiento serio. Existen problemas importantes. |
| P | Cumplimiento pendiente; su cumplimiento ha sido diferido o depende del cumplimiento de una condición previa. |
| N/A | No aplica. Su cumplimiento ha perdido vigencia. |

Las calificaciones A y B indicarán que existe un cumplimiento aceptable. En los casos que hubiera incumplimiento deberán presentarse las justificaciones y haberse adoptado las acciones correctivas necesarias.

# Descripción de documentos utilizados como base para la evaluación

* + Propuesta de Préstamo del Programa Multifase de Electrificación Rural Fase I, con sus anexos.
  + Convenio de Préstamo Nº 2033/OC-GU y sus anexos.
  + Matriz de Resultados.
  + Tabla de Escenario de Desembolsos.
  + Histórico de Desembolsos del Banco (*Executive Financial Summary*).
  + Detalle actualizado de fondos comprometidos y desembolsados.
  + Procedimientos utilizados por la Unidad Ejecutora.
  + Informes de Avance Físico y Financiero mensuales.
  + Informes Semestrales del Programa.
  + Documentos del archivo de la Unidad Ejecutora del Programa.
  + Información recopilada de visitas y reuniones de trabajo que permitieron verificar el avance y revisar documentos relacionados con el cumplimiento de las condiciones e indicadores expuestos.

# Evaluación del grado de cumplimiento de lo establecido de las condiciones de elegibilidad para pasar a la Fase II.

Según el Convenio de Préstamo No. 2033/OC-GU, el costo estimado de la primera fase del Programa es el equivalente de cincuenta y cinco millones ciento cincuenta mil dólares (US$55.150.000), según la siguiente distribución por categorías de inversión y por fuentes de financiamiento:

**Tabla 3. Costo y Financiamiento**

**En US$ millones**

|  |  |
| --- | --- |
| **CATEGORÍA** | **FASE I** |
| 1. Proyectos mediante conexión a la red (PER) | 47.00 |
| Obras de transmisión asociadas | 23.60 |
| Electrificación de usuarios rurales | 23.40 |
| 1. Proyectos en Sistemas Aislados | 7.40 |
| Electrificación de usuarios rurales | 5.00 |
| Apoyo técnico sistemas aislados | 2.40 |
| 1. Supervisión, auditoría y administración | 0.60 |
| **TOTAL PRÉSTAMO BID** | **55.00** |
| 1. Aporte Local- Comisión de Crédito | 0.15 |
| **TOTAL CON APORTE LOCAL** | **55.15** |

**Fuente: Contrato de Préstamo 2033/OC-GU, abril 2010**

## Recursos aprobados, porcentaje desembolsados, saldos disponibles y ejecución financiera

Con base al reporte Histórico de Desembolsos del Banco (*Executive Financial Summary*), al **30 de junio de 2014** y al “Escenario de Desembolsos” de los Componentes del Programa en su Fase I, éste tiene montos desembolsados provenientes de los recursos del préstamo de US$ 34,286,986.64 correspondiente al **62.34 %** del monto total. Asimismo, el reporte muestra un saldo disponible por un monto de US$ 20,713,013.36 que corresponde al **37.66%** del monto total.

A continuación, en las siguientes tablas se muestra el detalle de categorías, cantidades desembolsadas y los saldos disponibles, así como la ejecución financiera al 30 de junio de 2014, tomando en cuenta que la fecha de finalización del Programa es el **21 de abril de 2015.**

**Tabla 4. Detalle de categorías, montos desembolsados y saldos disponibles en USD**

**al 30/06/2014**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Categoría** | **Cantidad**  **Aprobada** | **Monto Desembolsado** | **% Desembolsado** | **Saldo Disponible** |
| 1.00.00 Proyectos Conexión a la Red | 50,300,000.00 | 33,922,076.37 | 67.44% | 16,377,923.63 |
| 02.00.00 Proyectos en Sistemas Aislados | 4,400,000.00 | 248,837.79 | 5.66% | 4,151,162.21 |
| 03.00.00 Supervisión, Auditoría y Administración | 300,000.00 | 116,072.48 | 38.69% | 183,927.52 |
| RESUMEN | 55,000,000.00 | 34,286,986.64 | 59.64% | 20,713,013.36 |

Fuente: Executive Financial Summary for 2033/OC-GU, julio 8, 2014, elaboración propia y Escenario de Desembolsos, UE del Programa 2033/OC-GU, junio 2014

**Tabla 5. Ejecución Financiera por Componente en USD al 30/06/2014**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Componente** | **Monto Aprobado** | **Monto Ejecutado** | **% de Ejecución** |
| **Componente 1** | | | |
| Obras de Distribución | 26,700,000 | 20,160,491 | 75.51% |
| Obras de Transmisión | 23,600,000 | 13,761,585 | 58.31% |
|  |  |  |  |
| **Componente 2** | | | |
| Sistemas Aislados | 4,100,000 | 214,766 | 5.24% |
| Apoyo Técnico Sistemas Aislados | 300,000 | 34,072 | 11.36% |
|  |  |  |  |
| **Componente 3** | | | |
| Supervisión y Auditoría | 300,000 | 116,072 | 38.69% |
|  |  |  |  |
| **TOTAL** | **55,000,000** | **34,286,986** | **62.34%** |

Fuente: Executive Financial Summary for 2033/OC-GU, julio 8, 2014, elaboración propia y Escenario de Desembolsos, UE del Programa 2033/OC-GU, junio 2014

## Recursos Comprometidos

Según las disposiciones del Banco, los montos comprometidos se refieren a cuándo existe un compromiso contractual entre el Programa y un contratista, proveedor, consultor individual o firma consultora, que ha pasado por un proceso competitivo de acuerdo a las Políticas GN-2349-9 y/o GN-2350-9 de marzo de 2011, sobre Adquisición de Bienes y Obras y/o Selección y Contratación de Consultores.

Las obras de distribución se han presentado anualmente por la Unidad Ejecutora del Programa (UE) para No Objeción del Banco a través de ***Planes de Obras de Distribución***, que luego de obtener esta aprobación pasan a conocimiento del Comité Técnico del Fideicomiso (CT) quien aprueba las obras.

El mismo procedimiento de No Objeción se ha utilizado para las Obras de Transmisión asociadas. Para estas obras, se presentó un solo ***Plan de Obras de Transmisión*** para el período 2010-2012, con fecha 13 de abril de 2010, para la aprobación del Comité Técnico de Fideicomiso (CT). El Plan de Obras de Transmisión se ha ido actualizando de acuerdo a los porcentajes de avance en la ejecución tanto para las líneas de transmisión como para las subestaciones.

El Comité Técnico de Fideicomiso (CT) que aprueba los Planes de Distribución y Transmisión, está conformado por un Técnico o Profesional designado por el Ministro de Energía y Minas (MEM), un Técnico o Profesional designado por el Consejo Directivo del INDE y, un Técnico o Profesional designado por las distribuidoras DEOCSA/DEORSA[[1]](#footnote-1).

Es importante destacar como antecedente, que en el marco de la privatización de la energía en Guatemala, en la escritura 54, de 4 de mayo de 1999, suscrito entre el INDE, BAM y DEOCSA/DEORSA, expresan los otorgantes, que el INDE, para el cumplimiento de los fines y obligaciones establecidos en su Ley Orgánica Decreto 64-94 del Congreso de la República y sus Reformas y lo establecido en la Constitución Política de la República, decidió la venta de las Acciones de las distribuidoras. Y dispuso con el producto de dicha venta, más los aportes a los que se obliga a efectuar el INDE conforme al Cronograma de Aportes, llevar a cabo la introducción de energía eléctrica a diversas áreas rurales que actualmente no gozan de dicho servicio básico. Con tal objeto, en el Contrato de Compra- venta, se estableció la **obligación para las Distribuidoras de distribuir energía eléctrica a las comunidades rurales y el desarrollo de Proyectos de Electrificación Rural**, los cuales, previo informe favorable de evaluación socioeconómica del Ministerio de Energía y Minas (MEM) se resolvió la procedencia del Subsidio total de los Proyectos. Asimismo, se convino con las Distribuidoras, **la construcción de las Obras de Transmisión** **que se detallan en el Contrato de Construcción de Obras de Transmisión,** **en el Plan de Electrificación Rural y sus Correspondientes Anexos** **y las Obras de Distribución que se detallan en el Plan de Electrificación Rural que formará parte del Contrato de Construcción de Obras de Transmisión de Energía Eléctrica**, las cuales están directamente vinculadas con la obligación de distribución adquiridas por las Distribuidoras. La venta de las acciones de las Distribuidoras y el desarrollo de Proyectos de Electrificación Rural se llevó a cabo a través del concurso de precios, conforme los Términos de Referencia para el proceso de venta de las Acciones de las Distribuidoras aprobados por el Consejo Directivo del INDE.

De lo anterior se concluye que, contractualmente, las obras de transmisión asociadas (líneas y subestaciones), así como las obras de distribución que corresponde ejecutar a las distribuidoras DEOCSA y DEORSA (ENERGUATE) **se comprometen para ser financiadas** con los recursos del *“Fideicomiso de Administración INDE Obras Rurales de Occidente y Oriente”,* de acuerdo **a los Planes Anuales de Distribución y al Plan de Obras de Transmisión 2010-2012 que periódicamente se ha venido actualizando hasta el 30 de junio de 2014 de acuerdo a los avances y al Escenario de Desembolsos de la Unidad Ejecutora del Programa (UE).**

Cada Plan de Obras, que cuenta con la No Objeción del Banco, es aprobado por el Comité Técnico de Fideicomiso previo a la ejecución y pago a DEORSA/DEOCSA por parte del fideicomiso colocado en el Banco Agrícola Mercantil (BAM).

A continuación se presentan los montos de los saldos disponibles **que están comprometidos** al 30 de junio de 2014 para cada uno de los componentes del Programa 2033/OC-GU:

**Tabla 6. Detalle de categorías, montos desembolsados, saldos disponibles y saldos comprometidos en USD al 30/06/2014**

| **Categoría** | **Cantidad**  **Aprobada** | **Monto Desembolsa-do** | **Saldo Disponible** | **Saldo comprometido** | **Saldo No comprometido** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **1. Proyectos Conexión a la Red** | **50,300,000** | **33,922,076** | **16,377,924** | **16,377,924** | **0.** |
| 1.1 Proyectos de electrificación en red. | 41,073,301  . | 25,868,705 | 15,204,596 | 15,204,596 | 0. |
| 1.2 Diseño y Construcción de Subestaciones | 9,226,699 | 8,053,371 | 1,173,328 | 1,173,328 | 0. |
| **2. Proyectos en Sistemas Aislados** | **4,400,000** | **248,838** | **4,151,162** | **205,304** | **3,945,858** |
| 2. Proyectos en Sistemas Aislados | 4,400,000 | 248,838 | 4,151,162 | 205,304 | 3,945,858 |
| **3.Supervisión, Auditoría y Administración** | **300,000** | **116,072** | **183,927** | **55,970** | **127,957** |
| 3.1 Supervisión, Auditoría y Administración | 300,000 | 116,072 | 183,927 | 55,970 | 127,957 |
| **RESUMEN** | **55,000,0000** | **34,286,987** | **20,713,013** | **16,639,198** | **4,073,815** |

Fuente: Executive Financial Summary for 2033/OC-GU, julio 8, 2014, elaboración propia y Escenario de Desembolsos, UE del Programa 2033/OC-GU, junio 2014

**Nota:** Dado que el LMS1 y LMS10 presentan las cifras con decimales y que el Escenario de Desembolsos preparado por la UE del Programa presenta cifras en números enteros, las cifras decimales se aproximaron al número entero superior cuando fueran igual o mayor a 0.5.

**Conclusiones:**

1. Del saldo disponible de US$ 20,713,013 de los recursos del Préstamo, US$ 16,639,198 están comprometidos, es decir el **80.33%.**
2. De acuerdo a la Tabla 4, el monto desembolsado al 30 de junio de 2014 es de US$ 34,286,986.64, es decir el **62.34%** de los recursos del préstamo.
3. **Para el Componente 1** Proyectos de Conexión a la Red (líneas de transmisión y subestaciones), se tiene **un saldo comprometido de US$ 16,377,924, es decir el 100%** del saldo disponible. Existe una relación contractual con las distribuidoras DEOCSA y DEORSA (ENERGUATE) para ejecutar en un 100% las obras de distribución y las de transmisión (el Plan 2010-2012 para obras de transmisión se va actualizando según sea el avance de las obras). Esta relación contractual está estipulada en la escritura 54 del Fideicomiso y en los Planes de Obras de Distribución y Transmisión. Sin embargo, se prevé que debido a los problemas con los derechos de paso para los 105 kilómetros de líneas de transmisión y los atrasos derivados de ello en el departamento del Quiché, lo más previsible es que no se puedan ejecutar la totalidad de los fondos **ya comprometidos** al 21 de abril de 2015 por parte de las Distribuidoras sino se emplean medidas de mitigación o contingencia inmediatas.

Para este componente se tiene al 30 de junio de 2014 un monto total **desembolsado** de US$ 33,922,076, de US$ 50,300,000, es decir el **67.44%.** Los **fondos disponibles** por un monto de US$ 16,377,924**,** es decir el **32.56%** del total**,** están **comprometidos.**

1. **Para el Componente 2** Proyectos en Sistemas Aislados, la UE del Programa tiene un **monto desembolsado de US$ 248,838** de un total de un total de US$ 4,400,000, es decir un **5.66%.** Los fondos **comprometidos** para este componente son de **US$ 205,304**, es decir el **4.67%** del total, que corresponde a los saldos pendientes de pago a 2 empresas que fueron contratadas para la adquisición de materiales y asistencia técnica para la ejecución de los Proyectos Piloto en Uaxactún y Batzchocolá respectivamente, así como los contratos de consultores de asistencia técnica de campo para el año 2014. **El saldo No comprometido** de este componente al 30 de junio de 2014 es de US$ 3,945,858 que corresponde al **89.68%** del total, que incluye US$ 146,929 destinados para Asistencia Técnica previstos en el Escenario de Desembolsos para el 2015.

Los Proyectos en Sistemas Aislados muestran un nivel muy bajo de ejecución financiera del 5.66%, que corresponde a los Proyectos Piloto de Uaxactún y Batzchocolá. El saldo comprometido es del 4.67% del total y los recursos No comprometidos son de 89.68% al 30 de junio de 2014. De acuerdo a la Tabla 2 de este informe, el **Grado de cumplimiento es D**, con serios problemas para dar cumplimiento a las metas establecidas.

La UE del Programa prevé como medida de contingencia para mejorar los índices de ejecución para los proyectos en sistemas aislados, realizar un proceso de licitación durante el año 2014 para la contratación de una empresa consultora que se encargue del suministro de equipos, materiales, instalación, asistencia técnica y capacitación de los beneficiarios. Las especificaciones técnicas de la licitación ya están elaborados.

1. **Para el componente 3** Supervisión, Auditoría y Administración, se tiene un nivel de desembolso de US$ 116,072 que corresponde al **38.69%** del total de US$ 300,000 de la categoría de gasto. Del saldo disponible de US$ 183,928 se tienen comprometidos US$ 55,969 para el año 2014, es decir el 48.22% y No comprometidos para el año 2015, US$ 127,957, o sea el 42.45% del total.

## Escenario de Desembolsos del 01 de agosto de 2014 al 20 de abril de 2015

Del 01 de agosto de 2014 al 20 de abril de 2015, la Unidad Ejecutora del Programa Fase I, con la aprobación del Ministerio de Finanzas Públicas (MINFIN), presenta la siguiente tabla de “Escenario de Desembolsos”:

**Tabla 7. Escenario de Desembolsos: Detalle de Recursos Comprometidos por Categoría o Componente, Programación de Desembolsos de 01 de agosto de 2014 a 21 de abril de 2015**

**en USD**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Categoría** | **Agosto**  **2014** | **Octubre**  **2014** | **Noviembre**  **2014** | **Año**  **2015** |
| 1.00.00 Proyectos Conexión a la Red | 2,623,171 | 431,795 | 479,292 | 12,843,662 |
| 02.00.00 Proyectos en Sistemas Aislados | 203,727 | 107,000 | 1,219,550 | 2,620,885 |
| 03.00.00 Supervisión, Auditoría y Administración | 29,130 | 26,840 | 0 | 127,960 |
| RESUMEN | 2,856,028 | 565,635 | 1,698,842 | 15,592,507 |

Fuente: Escenario de Desembolsos, UE del Programa 2033/OC-GU y elaboración propia, junio 2014

El escenario de desembolsos es readecuado periódicamente por la Unidad Ejecutora con base a los montos desembolsados por el *“Fideicomiso de Administración INDE Obras Rurales de Occidente y Oriente”*, a las Distribuidoras (DEOCSA-DEORSA) /ENERGUATE por los servicios que prestan por concepto de Conexión de Usuarios, Líneas de Transmisión y Subestaciones[[2]](#footnote-2).

## Vigencia y operatividad del mecanismo para otorgar incentivos al desarrollo de sistemas aislados sostenibles

Con fecha 27 de diciembre de 2013 fue suscrita la última versión del Normativo No. 56 para regular Sistemas Aislados utilizando recursos renovables para electrificación rural en zonas aisladas del país.

El objeto del normativo es regular el mecanismo de incentivos para los sistemas aislados utilizando fuentes renovables de energía, el cual considere la calificación y selección de comunidades eléctricamente aisladas, así como el diseño, instalación, operación, programas de mantenimiento y administración financiera de los sistemas aislados.

La normativa será aplicable exclusivamente para los programas de electrificación rural de comunidades aisladas utilizando fuentes renovables de energía financiados por el préstamo BID 2033/OC-GU. Con estos recursos de financiamiento se podrán considerar dos formas distintas de construir / instalar, operar, y mantener los sistemas aislados, los cuales son los siguientes:

1. Mediante la participación de un tercero, quien se encarga de construir/instalar, operar y mantener el sistema para lo cual el Estado de conformidad con lo establecido en la Ley General de Electricidad, otorga un subsidio por usuario conectado correspondiente al monto de la inversión que el tercero no podría recuperar del usuario. Se tendrá como gasto elegible el costo por usuario conectado, una vez cumpla con los requisitos establecidos en el Contrato de Préstamo y en el presente normativo.
2. A través de la licitación y construcción de la obra/compra de bienes por parte del INDE para que éste, a su vez, transfiera el sistema de energía renovable a la comunidad representada por una persona jurídica o COCODE, que asume la obligación de operación y mantenimiento, siendo el sistema entregado como un subsidio al ser una transferencia en calidad de donación. Se tendrá como gasto elegible el costo de la contratación de la obra o de la compra de los bienes de que se trate. El INDE utilizará los métodos previstos en las Políticas de Adquisiciones del Banco, establecidas en el documento GN-2349-9 en este caso.

Para ambos casos se reembolsarán, a solicitud del INDE, las transferencias o los pagos efectuados por el INDE con cargo al componente de proyectos de electrificación rural en sistemas aislados del Programa, contra la comprobación y certificación de los productos que correspondan, en el caso de subsidio por usuario conectado la identificación del usuario, y para el caso de construcción de obra/compra de bienes (estudios o entrega de proyectos de sistemas aislados según avance), los cuales serán trasladados como donación u aporte no reembolsable a los beneficiarios elegibles.

### Reglamento Interno Proyecto Sistemas Aislados Uaxactún

La Asociación Civil OMYC, S.C. de la aldea de Uaxactún, en el municipio de Flores, departamento del Petén, mediante Asamblea General nombró por votación al Comité de Energía para realizar las actividades de Administración, Operación y Mantenimiento del Sistema Aislado, así como, otras actividades afines que sean establecidas, las cuales fueron establecidas en el ***“Reglamento Interno del Comité de Administración o Energía”*** que las regula, el cual fue aprobado el día 09 de marzo del 2014 conforme Acta No. 06-2014, del libro de Actas de la Organización, Manejo y Conservación –OMYC-

El Objetivo Específico del Reglamento es establecer las normas, para hacer más eficiente la administración, operación y mantenimiento del proyecto, el uso de la electricidad, de las instalaciones domiciliares y de la infraestructura de generación que son de propiedad de la comunidad organizada; de manera que se asegure la sostenibilidad del proyecto.

El Reglamento Interno del Comité de Administración o Energía está estructurado en los siguientes capítulos:

1. Disposiciones Generales.
2. Estructura, Funciones y Atribuciones.
3. Usuarios
4. Administración, Operación y Mantenimiento
5. Presupuesto Anual del Proyecto Aislado
6. Sanciones
7. Disposiciones Finales

**Conclusiones:**

1. Al 30 de junio de 2014, se ha establecido, se encuentra vigente y en operación, el mecanismo para otorgar incentivos al desarrollo de sistemas aislados sostenibles. Las modificaciones producto de las lecciones aprendidas de los proyectos piloto, ya fueron aprobadas por el Ministerio de Finanzas Públicas (MINFIN) y por el Banco a través de una carta modificatoria.

Dado lo anterior, se puede concluir que el resultado: vigencia y operatividad del mecanismo para otorgar incentivos al desarrollo de sistemas aislados sostenibles tiene un **Grado de Cumplimiento A de cumplimiento completo** de acuerdo a las calificaciones que se muestran en la tabla 2 de este Informe de Evaluación[[3]](#footnote-3) .

1. Se han ejecutado 2 Proyectos Piloto de Sistemas Aislados, uno en la aldea Uaxactún del municipio de Flores en el departamento de Petén a través de la implementación de paneles fotovoltaicos individuales y otro, en las comunidades de Batzchocolá, Laguna de Batzchocolá en el municipio de Nebaj, y Visiquichum del municipio de Chajul del departamento de Quiché, mediante la construcción de redes de distribución para la minihidroeléctrica de la Asociación Comunitaria ASHDINQUI, que han permitido, en principio aplicar el mecanismo referido en Normativo No. 56.

## Porcentaje de conexiones por red y de las conexiones en sistemas aislados previstas para la Fase I del Programa

Según el reporte de conexiones por red que se muestra en la Tabla 8 de este informe, al 30 de junio de 2014 se cuenta con un total de 23,748 usuarios conectados a la red, de un total proyectado como meta a la finalización de la Fase I de 31,090 usuarios, cifra que corresponde **al 76.38%.** Para los proyectos en Sistemas Aislados se cuenta a la misma fecha, con 334 usuarios conectados de una meta de 3,334 que corresponde **al 10%.**

**Conclusiones:**

1. En total, los usuarios por red más los usuarios de proyectos en sistemas aislados suman 24,082, lo cual corresponde al **69.96%** de una meta total de 34,424 usuarios. Se concluye, que se ha alcanzado **más del 50%** de las conexiones por red y de las conexiones en sistemas aislados previstas para la Fase I del Programa.
2. El número de usuarios del Proyecto Piloto de Uaxactún en el departamento del Petén, es de 175 viviendas con sistemas fotovoltaicos distribuidos en: 50 viviendas con sistemas de 150 kw y 125 viviendas con sistemas de 100 kw.
3. El Proyecto Piloto en sistemas aislados de generación de energía, a través de una micro hidroeléctrica ubicada en la comunidad de Batzchocolá en el municipio de Nebaj, departamento del Quiché, beneficia a 159 familias a través de conexiones domiciliares utilizando contadores, cuyo cobro será realizado por la Asociación Civil ASHDINQUI, constituida localmente por los mismos beneficiarios.

**Tabla 8. Conexiones por Red y Conexiones en Sistemas Aislados realizadas y proyectadas, PMER Fase I**

**Readecuación vigente al 30 de junio de 2014**

| Desem-bolso No. | Fecha | Usuarios Conectados | | Líneas | | | Subestaciones | | | | Sistemas Aislados | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| # | Valor  USD | Km diseñado | Km Pagado | VALOR  USD | # | Diseño  VALOR USD | # | Cons-trucción  VALOR USD | # | Sistemas Aislados  VALOR USD |
| 1 | Nov/2011 | 125 | 99,442 | 16 |  | 34,785 |  | 18,894 |  |  |  |  |
| 2 | Nov/2011 | 1029 | 818,600 | 76 |  | 167,732 |  |  |  |  |  |  |
| 3 | Dic/2011 | 639 | 529,386 | 31 |  | 69,779 |  | 14,192 |  |  |  |  |
| Sub Total año 2011 | | **1,793** | **1,447,429** | **123** |  | **272,296** | **3** | **33,086** |  |  |  |  |
| D4 | Enero/2012 | 464 | 384,406 | 52 |  | 181,531 | 3 | 337,317 | 0.3 | 360,002 |  |  |
| D5 | Abril/2012 | 1,989 | 1,647,807 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| D6 | Julio/2012 | 1,608 | 1,332,164 |  |  |  |  | 13,019 |  |  |  |  |
| D7 | Ago/2012 | 1,970 | 1,688,132 |  |  |  |  |  | 0.1 | 80,597 |  |  |
| D8 | Sept/2012 | 888 | 760,945 |  | **7** | 22,245 |  |  | 0.6 | 801,880 |  |  |
| D9 | Oct/2012 | 1,799 | 1,541,599 |  | 0 | 0 |  |  | 0.3 | 408,266 |  |  |
| D10\* | Nov/2012 | 1,869 | 1,601,584 |  | ***0*** | 0 |  |  | 0.4 | 497,947 |  |  |
| Sub Total año 2012 | | **10,587** | **8,956,637** | **52** | **7** | **203,776** | **3** | **350,336** | **2** | **2,148,691** |  | **0** |
| D11 | Feb/2013 | 1,033 | 885,198 |  | 0.000 | 0 |  |  | 0.0 | 0 | 0 | 0 |
| D12 | Abril/2013 | 2,699 | 2,312,827 |  | 0.000 | 0 |  |  | *0.2* | 328,537 | 0 | 0 |
| D13 | Jun/2013 | 2,952 | 2,529,628 |  | 0.000 | 0 |  |  | 0.0 | 52,325 | 0 | 0 |
| D14 | Ago/2013 | 437 | 374,474 |  | 3.355 | 275,497 |  |  | 0.1 | 90,102 | 0 | 0 |
| 0 | Sept/2013 | 0 | 0 |  | 0.000 | 0 |  |  | *0.0* | 0 | 0 | 0 |
| D15 | Oct/2013 | 2,004 | 1,717,268 |  | 9.395 | 771,394 |  |  | 0.3 | 467,424 | 0 | 0 |
| D16 | Nov/2013 | 628 | 542,335 |  | 6.771 | 555,942 |  |  | 1.4 | 1,898,335 | 0 | 0 |
| Sub Total año 2013 | | 9,753 | **8,361,730** |  | **19.52** | **1,602,833** |  |  | **2** | **2,836,723** | **0** | **0** |
| D17 | Feb/2014 | 1,470 | 1,269,477 |  | **10** | 834,189 |  |  | **1.08** | 1,519,385 | 0 | 47,222 |
| D18 | Abril/2014 | 82 | 70,814 |  | **21** | 1,748,821 |  |  | **0.66** | 933,400 | 0 | 22,730 |
| D19 | Junio/2014 | 63 | 54,406 |  | **13** | 1,046,299 |  |  | **0.17** | 231,750 | 334 | 144,814 |
| D20 | Agosto/2014 | 2,970 | 2,623,171 |  | **0** | 0 |  |  | **0** | 0 |  | 191,727 |
| D21 | Oct/2014 | 500 | 431,795 |  | **0** | 0 |  |  | **0** | 0 |  | 0 |
| D22 | Nov/2014 | 555 | 479,292 |  | **0** | 0 |  |  | **0** | 0 | 333 | 1,219,550 |
| Sub Total año 2014 | | 5,640 | **4,928,957** | **0** | **44** | **3,629,309** | **0** | **0** | **2** | **2,684,535** | **667** | **1,626,044** |
| Compromisos 2015 | | **3,317** | **3,005,248** |  | **105** | **8,665,087** |  |  | **0** | **1,173,327** | **2,667** | **2,473,956** |
| Gran Total | | **31,090** | **26,700,000** | **175** | **175** | **14,373,301** | **6** | **383,423** | **6** | **8,843,276** | **3,334** | **4,100,000** |

Fuente: INDE, Unidad Ejecutora PMER, Fase I y elaboración propia, mayo 2014

## Porcentaje de avance en las obras de transmisión asociada

De acuerdo a la Tabla 8, el porcentaje de avance en las Obras de Transmisión Asociada al 30 de junio de 2014 es el siguiente:

* En el **diseño** de las obras de líneas de transmisión ha habido una inversión de USD 453,827 para los 175 kilómetros que es la meta final de la Fase I del Programa. El porcentaje de **avance financiero y físico** (planos) en el **diseño** de las obras de líneas de transmisión es del **100%.**
* **Se han construido** **70.52** **kilómetros** por un valor de USD 5,254,387. Tomando en cuenta que la inversión total estimada para obras de líneas de transmisión según el Escenario de Desembolsos de la UE del Programa tiene un valor de US$ 13,919,474, se concluye entonces que **el avance financiero** de las obras de líneas de transmisión es de **37.75%** y que el **avance físico es de 40.30%.**
* Las inversiones realizadas para el **diseño** de 6 Subestaciones previstas en el Programa ha tenido un valor de USD 383,423. El porcentaje de avance financiero y físico (planos) en el **diseño** de las Subestaciones es del **100%.**
* Al 30 de junio de 2014 se han construido **5.91 subestaciones** por un valor de USD 7,669,949 de un total de USD 8,843,276 previsto en el Programa. El porcentaje de **avance físico en la construcción de las obras para subestaciones es de 98.50%** y su **avance financiero de 86.73%.**

A continuación se presenta el resumen de ejecución financiera y física de las obras de transmisión asociada, al 30 de junio de 2014

**Tabla 9.** Ejecución financiera y física de las Obras de Transmisión Asociada

al 30 de junio de 2014

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Componente** | **Unidades** | **Proyectado** | **Ejecutado** | **% de Ejecución** |
| **Obras de transmisión - ejecución financiera** | | | | |
| Líneas | US$ | 14,373,301 | 5,708,214 | 39.71% |
| Diseño Subestaciones | US$ | 383,423 | 383,423 | 100% |
| Construcción Subestaciones | US$ | 8,843,276 | 7,669,949 | 86.73% |
| **RESUMEN** | **US$** | **23,600,000** | **13,761,586** | **58.31%** |
| **Obras de transmisión - ejecución física** | | | | |
| Líneas | Km. | 175 | 70.52 | 40.30% |
| Diseño Subestaciones | # subestaciones | 6 | 6 | 100.00% |
| Construcción Subestaciones | # subestaciones | 6 | 5.91 | 98.50% |

**Conclusiones:**

1. Las tareas de **diseño** para los 175 kilómetros de líneas de transmisión, así como para la construcción de 6 Subestaciones fueron realizadas en un 100%.
2. Para las obras de transmisión asociada, es decir, kilómetros de líneas de transmisión construidas (70.52 kilómetros) y construcción de Subestaciones **(5.91 de avance)**, se ha tenido una inversión total al 30 de junio de 2014 de **USD 13,761,587**, que incluyen los costos de diseño, de un monto total programado de **USD 23,600,000**, es decir se ha **ejecutado el 58.31% de recursos financieros**, con lo cual se concluye que se ha alcanzado un avance financiero de más del**50%**en las obras de transmisión asociada.
3. La baja ejecución de 70.52 de un total de 175 kilómetros en las obras de líneas de transmisión, se debe principalmente a los atrasos que han tenido las distribuidoras DEOCSA/DEORSA en la gestión de los derechos de paso, por la oposición de algunas comunidades del departamento del Quiché, a otorgar los permisos, o bien, por los sobrecostos que pretenden sobre el valor real de mercado de las propiedades.

# Avance de los Componentes

Para la ejecución del Componente 1 Electrificación mediante conexión, que comprende las obras de distribución y de transmisión asociadas, a cargo de ENERGUATE y sus distribuidoras DEOCSA y DEORSA, se utiliza el ***“Fideicomiso de Administración INDE Obras Rurales de Occidente y Oriente”,*** el cual fue constituido por US$333,6 millones con diferentes aportes financieros, incluido el préstamo BID 2033OC-GU por US$55,000,000.

Los proyectos de electrificación rural de obras de distribución y de transmisión asociada, han sido incorporados dentro de los Planes de Obras de Distribución anuales para el primer caso y dentro del Plan de Líneas de Transmisión para el período 2010-2012 el cual se ha ido actualizando de acuerdo a los porcentajes de avance en la ejecución. Ambos han sido formulados por la Unidad Ejecutora del Programa para la No Objeción del Banco, que luego, dentro del procedimiento, han sido refrendados mediante Actas por el Comité Técnico del Fideicomiso (CT). Ver detalle del proceso en el inciso 8.8.2 Tabla 15 de este informe.

## Informe de Avance de los componentes del Programa al 30 de junio de 2014

En el proceso de ejecución de los componentes del Programa el Comité Técnico del Fideicomiso (CT) aprueba las obras de distribución y transmisión asociadas para el componente 1 con cargo al ***“Fideicomiso de Administración INDE Obras Rurales de Occidente y Oriente”***. Los **valores autorizados** para cada una de las obras contenidas en los Planes de Obras de Distribución y de Transmisión han recibido previamente la No Objeción del Banco para lo que corresponde al préstamo 2033/OC-GU.

La Unidad Ejecutora del Programa utiliza los fondos del fideicomiso para cubrir los compromisos de pago contractuales con los contratistas de las obras y posteriormente solicita los reembolsos por los mismos montos al banco.

Para los componentes 2 Proyectos en Sistemas Aislados y 3 Apoyo a la Administración del Programa y Supervisión, se aplican los procedimientos establecidos en las Políticas GN-2349-9 y/o GN-2350-9 de marzo de 2011, sobre Adquisición de Bienes y Obras y/o Selección y Contratación de Consultores.

### Avance Financiero en el componente 1 Usuarios conectados a la Red

En la siguiente tabla se presentan los avances del componente 1 del Programa de acuerdo a los montos autorizados por el Comité Técnico (CT) del Fondo de Fideicomiso y a los reembolsos efectuados por el Banco al 30 de junio de 2014:

**Tabla 10. Informe de avance financiero del componente 1 del Programa de acuerdo a los montos autorizados[[4]](#footnote-4) por el Comité Técnico (CT) del Fondo de Fideicomiso y a los reembolsos[[5]](#footnote-5) efectuados por el BID al 30 de junio de 2014**

| **A** | **Subestacio-nes** | **kv** | **MVA** | **Monto Autorizado CT**  **USD** | **Total ejecutado /reembolsado**  **USD** | **% de ejecución** | **Observaciones** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | Subestación Sacapulas | 69/13.8 | 10/14 | 2,651,491 | 2,513,213 | 94.78% | La obra se encuentra finalizada, pendiente de energizar y realizar protocolos de pruebas eléctricas (comunicaciones, protecciones). Esto podrá realizarse cuando las líneas de transmisión asociadas estén finalizadas. |
| 2 | Subestación Buena Vista (Chicamán) | 69/13.8 | 10/14 | 2,451,244 | 2,149,635 | 87.70% | La obra se encuentra en su montaje final pendiente de energizar y realizar protocolos de prueba (comunicaciones, protecciones). Esto podrá realizarse cuando las líneas de transmisión asociadas estén finalizadas. |
| 3 | Subestación La Libertad II | 69/13.8 | 10/14 | 2,575,000 | 2,685,003 | 104.27% | La obra tiene sobrecostos sobre el valor original del contrato que serán regularizados. A la fecha está en proceso de montaje electromecánico, cableado del telecontrol y pruebas eléctricas. |
| 4 | Ampliación Subestación Quiché | 69 |  | 248,039 | 238,118 | 96.00% | La obra se encuentra finalizada, pendiente de energizar y realizar protocolos de pruebas eléctricas (comunicaciones, protecciones). Esto podrá realizarse cuando las líneas de transmisión asociadas estén finalizadas. |
| 5 | Ampliación Subestación Ixtahuacán | 69 |  | 261,623 | 228,204 | 87.23% | La obra se encuentra finalizada, pendiente de energizar y realizar protocolos de pruebas eléctricas (comunicaciones, protecciones). |
| 6 | Ampliación Subestación San Julián | 69 |  | 249,165 | 239,198 | 96.00% | La obra se encuentra finalizada, pendiente de energizar y realizar protocolos de pruebas eléctricas (comunicaciones, protecciones). Esto podrá realizarse cuando las líneas de transmisión asociadas estén finalizadas. |
| **B** | **Líneas de Transmisión** | **kv** | **km** | **Monto Autorizado CT**  **USD[[6]](#footnote-6)** | **Total ejecutado /reembolsado**  **USD[[7]](#footnote-7)** | **% de ejecución** | **Observaciones** |
| 7 | Sacapulas-Buena Vista | 69 | 35 | 2,448,390 | 120,951 | 4.94% | La obra aún no ha iniciado, **el diseño ya fue entregado** pero está en fase de replanteo, debido a la problemática social que impera en el área esta obra lleva 4 años de atraso debido a la oposición a proyectos eléctricos en el área y sobrecostos de derechos de vía. Se ha buscado apoyo de los alcaldes y de la Gobernación Departamental, pero el avance ha sido lento, así como lenta la respuesta de las autoridades locales. |
| 8 | San Julián-Buena Vista | 69 | 65 | 4,547,010 | 216,893 | 4.77% | La obra aún no ha iniciado, **el diseño ya fue entregado** pero está en fase de replanteo, debido a la problemática social que impera en el área esta obra lleva 4 años de atraso debido a la oposición a proyectos eléctricos en el área y sobrecostos de derechos de vía. Se ha buscado apoyo de los alcaldes y de la Gobernación Departamental, pero el avance ha sido lento, así como lenta la respuesta de las autoridades locales. |
| 9 | La Libertad I- La Libertad II | 69 | 75 | 6,539,992 | 5,370,373 | 82.12% | La obra está en fase de construcción, actualmente se tiene problema con 71 estructuras por oposición de dueños de terrenos. Se ha tenido acercamiento con la alcaldía, Gobernación Departamental y el Ministerio de Comunicaciones (Dirección de Caminos) para resolver este tema, utilizando el derecho de Caminos. Se está a la espera de resolución de la Gobernación Departamental. |

| **C** | **Usuarios Rurales conectados a la Red** | **Meta de Usua-rios** | **# de Usuarios conecta-dos** | **Monto Autorizado**  **USD[[8]](#footnote-8)** | **Total ejecutado /reembolsado**  **USD[[9]](#footnote-9)** | **% de ejecución** | **Observaciones** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | Electrificación de comunidades . | 31,090 | 23,748 | 23,400,000 | 20,160,493 | 86.16% | Se prevé que la meta de usuarios conectados a la Red se cumpla durante el período del 1 de julio de 2014 al 21 de abril de 2015, fecha de finalización del Programa. |

**Fuente: INDE, Especialista Financiero, Unidad Ejecutora Préstamo 2033/OC-GU y elaboración propia, junio 2014.**

### Avance Financiero en los componentes 2 y 3 Proyectos en Sistemas Aislados y Apoyo a Supervisión, Auditoría y Administración

En la siguiente tabla se presenta el avance financiero de los componentes, 2 Proyectos en Sistemas Aislados y, 3 Apoyo a Supervisión, Auditoría y Administración, según los montos autorizados de acuerdo a Carta Modificatoria aprobada por el Ministerio de Finanzas Públicas (MINFIN) en el mes de junio de 2014:

**Tabla 11. Informe de avance financiero de los componentes 2 y 3 del Programa de acuerdo a los montos autorizados según carta modificatoria al 30 de junio de 2014**

| **D** | **Proyectos en Sistemas Aislados** | **Meta de Usua-rios** | **# de Usuarios conecta-dos** | **Monto Autorizado**  **USD[[10]](#footnote-10)** | **Total ejecutado**  **USD** | **% de ejecución** | **Observaciones** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | Electrificación de 2 Proyectos Piloto: Uaxactún y Batzchocolá | 3,334 | 334 | 4,400,000[[11]](#footnote-11) | 248,837 | 56.55% | El Monto Autorizado de US$4,400,000 corresponde a la readecuación solicitada por el INDE al Ministerio de Finanzas Públicas, a través de carta modificatoria aprobada en el mes de junio de 2014. El monto original en el contrato de préstamo era de US$7,400,000. |

| **E** | **Supervisión, Auditoría y Administra-ción** |  |  | **Monto Autorizado**  **USD** | **Total ejecutado**  **USD** | **% de ejecución** | Observaciones |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1  2 | **Componente**  Auditoría  Supervisión  **Total** |  |  | **300,000** | 34,235  81,838  **116,073** | 38.70% | El Monto Autorizado de US$300,000 corresponde a la readecuación solicitada por el INDE al Ministerio de Finanzas Públicas, a través de carta modificatoria aprobada en el mes de junio de 2014. El monto original en el contrato de préstamo era de US$600,000. |

**Fuente: INDE, Especialista Financiero, Unidad Ejecutora Préstamo 2033/OC-GU y elaboración propia, junio 2014.**

### Avance físico de los Componentes del Programa

La Tabla 12 muestra que el Componente 1 Electrificación mediante conexión a Red de Usuarios tiene un avance al 30 de junio del **76.38%** y del **98.50%** para Subestaciones Asociadas (5.91 de 6 programadas), lo que es bastante positivo si se toma en cuenta que quedan 10 meses de ejecución del Programa Fase I.

Sin embargo, el número de kilómetros de Líneas de Transmisión construidas es únicamente de **70.52 kilómetros** (40.30%) de 175 kilómetros programados. Este atraso se debe a las dificultades que se han tenido en el departamento del Quiché con las comunidades, siendo los dos más ilustrativos, el tramo Sacápulas – Buena Vista y el tramo Buena Vista – San Julián, con un atraso ambos de 4 años por la negativa de éstas a conceder el derecho de paso y a los sobrecostos que pretenden para dar la autorización. Según datos de la Unidad Ejecutora del Programa, el avance físico en kilómetros es de **0 de 69 programados** para el tramo Sacapulas-Buena Vista e igualmente de **0 kilómetros** **de 69 programados** para el tramo San Julián-Buena Vista. Para ambos, únicamente se han realizado las **tareas de diseño** que se reflejan en el avance financiero. A la fecha, la Unidad Ejecutora del Programa está buscando nuevos escenarios de solución para los 2 proyectos.

Para el tramo La Libertad I-La Libertad II se han construido **70.52 kilómetros** **de 75 programados**, es decir el 94.02%.

En la tabla 12 se presenta el avance físico de los componentes del Programa al 30 de junio de 2014:

**Tabla 12. Avance físico de los componentes del Programa al 30 de junio de 2014**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Componente 1 Electrificación mediante conexión a la Red** | | | | | |
| **No.** | **Descripción (indicador o actividad)** | **Unidad de Medida** | **Programado** | **Avance a la Fecha** | **%** |
| 1 | Usuarios conectados a la Red | Usuarios | 31,090 | 23,748 | 76.38% |
| 2 | Líneas de transmisión Asociada | Kilómetros | 175 | 70.52 | 40.30% |
| 3 | Subestaciones Asociadas | Subestaciones Construidas | 6 | 5.91 | 98.50% |
| **Componente 2 Proyectos de Electrificación Rural en Sistemas Aislados** | | | | | |
| 1 | Electrificación en Sistemas Aislados | Usuarios | 3,334 | 334\* | 10% |
| **Componente 3 Apoyo a la Administración del Programa y Supervisión** | | | | | |
| 1 | Apoyo a la Administración del Programa y Supervisión | Informes | Según contrato | Cumplida | 100% |

**Fuente: INDE, Unidad Ejecutora Préstamo BID 2033/OC-GU, ETCEE y elaboración propia, junio 2014.**

\* Proyectos Piloto de Uaxactún y Batzchocolá.

Para la búsqueda de soluciones y lograr consensos a nivel local, la Unidad Ejecutora del Programa y las Distribuidoras DEOCSA/DEORSA (ENERGUATE), han sostenido varias reuniones con alcaldes municipales, la Gobernación Departamental del Quiché y líderes de las comunidades, en donde se les ha explicado sobre la importancia y beneficios que tiene el Programa con la introducción de energía eléctrica, principalmente en los procesos de desarrollo productivo y economía campesina, así como en lo relativo a dotar a las comunidades de energía eléctrica para los servicios básicos de salud y educación, sin embargo estas medidas no han sido suficientes para lograr acuerdos.

Asimismo, hay una baja ejecución de 334 (10%) de una meta de 3,334 usuarios-beneficiarios de Proyectos en Sistemas Aislados producto de la reciente inauguración de los 2 proyectos piloto de Uaxactún y Batzchocolá.

La baja ejecución se debe a que el Subcomponente 1 Incentivos para Desarrollo de Sistemas Aislados, destinado al otorgamiento de incentivos monetarios no reembolsables para la inversión inicial en el diseño, construcción y puesta en marcha utilizando fuentes energéticas locales, no fue utilizado tal y como estaba previsto, dada la dificultad de ser implementado en el contexto rural guatemalteco, con altos índices de pobreza, altos índices de analfabetismo, y que además, para el otorgamiento del incentivo, se consideró administrar los recursos a través de la figura de fideicomisos específicos por proyecto con la banca nacional.

La constitución de fideicomisos específicos para cada proyecto como mecanismo financiero de sistema de cobro y capitalización, no fue aceptado por los bancos nacionales, debido a que los montos de capital[[12]](#footnote-12) para constituir cada uno, eran demasiado bajos (USD 1,842 por ejemplo para el caso de Uaxactún) para lo que implicaban los gastos de administración y operación bancarios, lo cual no era rentable financieramente. Debido a ello, este tipo de instrumento financiero fue descartado, por lo que se modificó el mecanismo que se regula a través del Normativo No. 56.

Como alternativa, se han diseñado otras modalidades de cobro de energía, utilizando para ello un mecanismo a través de la Asociación Comunitaria **ASHDINQUI** para el Proyecto Batzchocolá, que ha constituido con la aprobación de la Asamblea General, el Comité de Energía, responsable entre otros, del sistema de cobros, que utiliza a la banca[[13]](#footnote-13) únicamente para el depósito de los recursos provenientes del servicio de energía.

**Conclusiones:**

1. **El Componente 1** Electrificación mediante conexión a Red de Usuarios tiene un avance al 30 de junio del **76.38%** y del **98.50%** para Subestaciones Asociadas (5.91 de 6 programadas), lo que es bastante positivo. Sin embargo, el número de kilómetros de Líneas de Transmisión construidas es únicamente de **70.52 kilómetros** (40.30%) de **175 kilómetros programados**.
2. **El Componente 2** Proyectos de Electrificación Rural en Sistemas Aisladostiene una baja ejecución de 334 usuarios (10%) de una meta de 3,334 usuarios-beneficiarios de Proyectos en Sistemas Aislados producto de la reciente inauguración de los 2 proyectos piloto de Uaxactún y Batzchocolá.

Este componente tiene niveles de incumplimiento serios, que están siendo atendidos por la Unidad Ejecutora a través de la readecuación financiera que ya ha sido aprobada por el Ministerio de Finanzas Públicas (MINFIN), así como la previsión de una Licitación Pública Internacional (LPI) para la contratación de una firma especializada que se encargue de adquisición de equipos, materiales, instalación y puesta en funcionamiento de los proyectos, así como de la asistencia técnica y capacitación de los usuarios. Las Especificaciones Técnicas de la LPI ya están concluidas.

1. **El Componente 3** Apoyo a la Administración del Programa y Supervisión tiene un nivel de **cumplimiento A,** según la Tabla 2 de este informe,del 100%, dado que los informes de Administración, Auditoría y Supervisión se han entregado como estaba programado inicialmente.

# Evaluación del grado de avance de los Objetivos de Desarrollo y el Impacto Inicial de los Componentes que se han concluido con base a la Matriz de Resultados

De acuerdo a los Términos de Referencia de la consultoría, en el inciso 3.4 se indica que, se realizará la **“*Evaluación del Grado de Avance de los Objetivos de Desarrollo y el Impacto Inicial de los Componentes que se han concluido, con base en la la Matriz de Resultados e Indicadores del Programa presentada como Anexo I de la Propuesta de Préstamo”.***

La Propuesta de Préstamo con fecha de verificación ESR del **3 de julio de 2008,** presenta en el Anexo I, el Marco de Resultados / Matriz de Indicadores del Programa Multifase de Electrificación Rural, Fase I (GU-L1018), que define el siguiente Objetivo:

* **Objetivo del Proyecto:**

El Programa 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. El objetivo específico de esta operación es financiar los incentivos o aportes que el Estado otorga para promover la electrificación rural 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.

* **Evaluación con base al Marco de Resultados / Matriz de Indicadores**

El Marco de Resultados / Matriz de Indicadores, muestra que la Fase I del Programa debió concluir en el año 2010 con un incremento a 85.9% de la cobertura de electrificación rural a nivel nacional (línea base de 82.6% establecida en el año 2007) y un incremento de la cobertura de electrificación en los municipios más pobres priorizados del 73.9% (línea base de 66.1% establecida en el año 2007), entre otros indicadores tal y como se muestra en la tabla 10:

**Tabla 13**. Marco de Resultados / Matriz de Indicadores Programa GU-L1018

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Indicador de Resultados** | **Línea Base** | **Meta** | |  |
| **Incremento de la cobertura de electrificación** | | **FASE I** | **FASE II** | **Comentarios** |
| Se habrá incrementado la cobertura de electrificación rural a nivel nacional. | 82.6%  (2007) | 85.9%  (2010) | 88.6%  (2013) | Al final de cada Fase del Programa |
| Se habrá incrementado la cobertura de electrificación en los municipios más pobres seleccionados por priorizados. | 66.1%  (2007) | 73.9%  (2010) | 75.6%  (2013) | Al final de cada Fase del Programa |
| **Resultados** | | | | **Comentarios** |
| Implementación de un mecanismo para incentivos al desarrollo de sistemas aislados. | n/a | Diseñado e implementado el sistema | El sistema funcionando | Al final de cada Fase del Programa |
| Se habrá construido y puesto en operación nuevas líneas de transmisión a 69 kv y subestaciones asociadas para facilitar la electrificación rural: | n/a | * 219 km en 5 nuevas líneas de 69kV. * 4 nuevas subestaciones de 69/13.8 kV |  | Al final de la Fase I del Programa |
| Conexiones a la red (PER) |  | 29,151  (2010) | 9,954  (2013) | Al final de cada Fase del Programa |
| Conexiones en sistemas aislados |  | 5,000  (2010) | 35,000  (2013) | Al final de cada Fase del Programa |

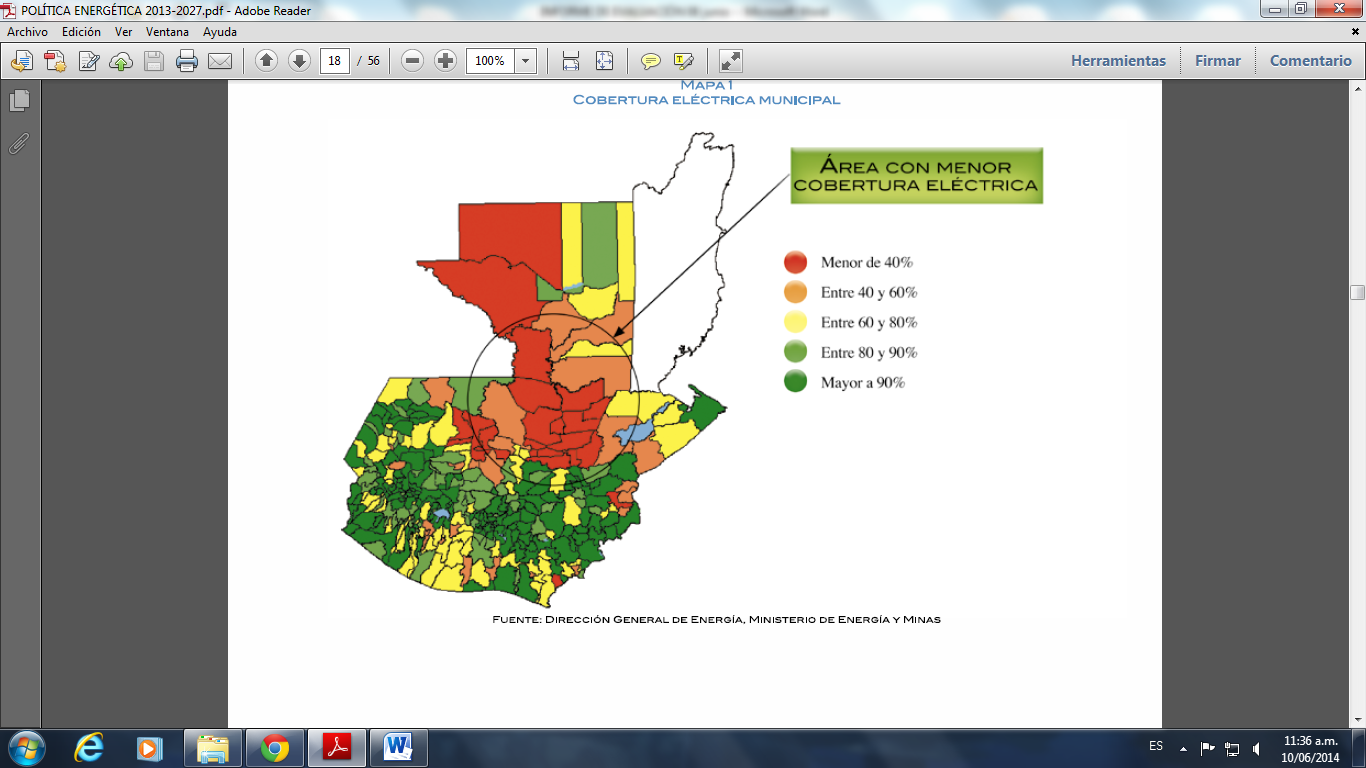
**Fuente: BID, Propuesta de Préstamo GU-L1018, Anexo I, Marco de Resultados / Matriz de Indicadores, 2008.**

El contrato de Préstamo 2033/OC-GU para la ejecución del Programa en su Fase I, fue suscrito entre el Banco y el Gobierno de Guatemala el 21 de abril de 2010 con un plazo de 5 años para su ejecución, con fecha de término el 20 de abril de 2015.

Al 30 de junio de 2014 la Fase I del Programa no ha concluido, por lo que las proyecciones del Marco de Resultados / Matriz de Indicadores del Anexo I de la Propuesta de Préstamo aún no pueden ser evaluadas dado que ninguno de los componentes ha finalizado.

En la actualización de la **Política Energética 2013-2027**, el Estado de Guatemala impulsa la visión de desarrollo y fortalecimiento del sector energético a través del Ministerio de Energía y Minas (MEM), con el apoyo de otras instituciones. El Estado considera de importancia promover las fuentes de energía renovables.

Según la Dirección General de Energía del MEM, **para el año 2012, el índice de cobertura eléctrica fue de 85.6%**; el departamento con mayor cobertura es Guatemala (97%), y el de menor es Alta Verapaz (35.4%). La demanda en los últimos 25 años presenta un **crecimiento sostenido de 7% anua**l. Con un 57%, el consumo de leña es el energético de mayor demanda en Guatemala, principalmente en las áreas no electrificadas y en las zonas más pobres del país. En el siguiente mapa se muestran las áreas de mayor y menor cobertura eléctrica en el país:

**Mapa 1. Cobertura Eléctrica Municipal**

**Fuente: Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas, 2013.**

Una comparación entre los porcentajes del Índice de Cobertura Eléctrica establecidos en la Matriz de Resultados / Indicadores del Programa del Anexo I de la Propuesta de Préstamo, con el último porcentaje establecido por la Dirección General de Energía del MEM, muestra que al año 2012 el porcentaje de cobertura a nivel nacional es un poco menor (85.6%) que la proyección inicial de la Fase I del Programa (85.9%) para el año 2010, según se puede apreciar en la Tabla 14 a continuación:

**Tabla 14. Porcentajes de Cobertura de Electrificación[[14]](#footnote-14)**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Descripción** | **Línea Base del % de cobertura de electrificación rural año 2007** | **Proyección del % de cobertura de electrificación rural año 2010 según Matriz de Resultados** | **% a nivel nacional MEM del año 2012** |
| Índice de Cobertura Eléctrica | 82.6% | 85.9% | 85.6% |

Fuente: BID, Propuesta de Préstamo GU-L1018, Anexo I, Marco de Resultados / Matriz de Indicadores, 2008; MEM, 2013 y elaboración propia junio 2014.

## Evaluación de la Fase I del Programa con base a la Readecuación del PMR GU-L1018 al 30 de junio de 2014

Con base a la tabla 12 de este informe se presentan las siguientes conclusiones referidas a la evaluación del Programas según la readecuación del PMR al 30 de junio de 2014:

**Conclusiones:**

1. La evaluación del grado de avance de los Objetivos de Desarrollo y el Impacto Inicial de los **Componentes que se han concluido**, con base en la Matriz de Resultados e Indicadores del Programa presentada como Anexo I de la Propuesta de Préstamo, no puede realizarse al 30 de junio de 2014, debido a que ninguno de los componentes ha concluido.
2. **El Componente 1** El Componente 1 Electrificación mediante conexión a Red de Usuarios tiene un avance al 30 de junio del 76.38% y del 98.50% para Subestaciones Asociadas (5.91 de 6 programadas), lo que es bastante positivo. Sin embargo, el número de kilómetros de Líneas de Transmisión construidas es únicamente de 70.52 kilómetros (40.30%) de 175 kilómetros programados.
3. **El Componente 2** Proyectos de Electrificación Rural en Sistemas Aislados tiene una baja ejecución de 334 usuarios (10%) de una meta de 3,334 usuarios-beneficiarios de Proyectos en Sistemas Aislados producto de la reciente inauguración de los 2 proyectos piloto de Uaxactún y Batzchocolá. Este componente presenta niveles de incumplimiento serios, que están siendo atendidos por la Unidad Ejecutora con la readecuación financiera aprobada en el mes de junio por el MINFIN, así como la previsión de una Licitación Pública Internacional (LPI) para la contratación de una firma especializada que se encargue de la adquisición e instalación de materiales y equipos, así como de la capacitación de los usuarios. Las Especificaciones Técnicas de la LPI ya están concluidas.
4. **El Componente 3** Apoyo a la Administración del Programa y Supervisión tiene un nivel de cumplimiento A, según la Tabla 2 de este informe, del 100%, dado que los informes de Administración, Auditoría y Supervisión se han entregado como estaba programado inicialmente.

# Nivel de cumplimiento de los procedimientos y políticas previstos en el Programa

Para fines de la evaluación del nivel de cumplimiento de los procedimientos y políticas previstos, se consideró pertinente hacer la siguiente clasificación de la gestión del Programa:

1. Gestión operativa, que incluye los componentes 1 y 2 referidos a los proyectos de electrificación rural mediante conexión a la red eléctrica y los proyectos de electrificación rural para sistemas aislados.
2. Gestión de las adquisiciones de acuerdo a las normas del banco.
3. Gestión financiera.

## Gestión Operativa del Programa

De acuerdo al Anexo Único del Contrato de Préstamo, para lograr los objetivos del Programa, la Fase I se estructuró con los siguientes componentes:

1. **Componente 1. Proyectos de electrificación rural mediante conexión a la red eléctrica.**

Este componente financia los incentivos del Estado para apoyar proyectos de electrificación rural mediante conexión a la red de electricidad, incluyendo las inversiones asociadas en refuerzos de transmisión. Bajo este componente se financiará el subsidio que otorga el Estado para la construcción de los proyectos de distribución y transmisión asociada y las conexiones de los usuarios en el PER administrado a través del Fideicomiso de Administración INDE-Obras Rurales de Occidente y Oriente, que fue establecido en virtud del Contrato de Fideicomiso celebrado entre el INDE, la Distribuidora de Electricidad de Occidente S.A. (DEOCSA), la Distribuidora de Electricidad de Oriente S.A. (DEORSA) y el Banco Agrícola Mercantil de Guatemala Sociedad Anónima (ahora Banco Agromercantil de Guatemala, S.A.).

Este Componente tiene 2 Subcomponentes:

1. **Subcomponente 1. Obras de Transmisión Asociada**

Comprende las obras de transmisión asociada para permitir la expansión de la electrificación rural. Los costos de las obras de transmisión asociada incluyen 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 Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

1. **Subcomponente 2. Conexiones de usuarios a la red**

Bajo este Subcomponente se financian los costos de conexión a la red por usuario en comunidades a electrificar. Para la selección de las comunidades se utilizó el inventario original de comunidades que fue preparado previamente al proceso de privatización con base en proyectos de electrificación preparados por el INDE, actualizado con las solicitudes adicionales recibidas por éste en un plan anual, incluyendo comunidades que son seleccionadas siguiendo criterios fundamentalmente de cercanía a las redes existentes y de cobertura geográfica. Se utilizarán los procedimientos definidos en el Contrato de Fideicomiso para aprobar o rechazar las actualizaciones del plan anual. Se estima que este componente permitirá conectar a la red aproximadamente 29,151 usuarios.

1. **Componente 2. Proyectos de electrificación rural en sistemas aislados**

Este componente apoya el desarrollo de proyectos de electrificación rural en sistemas aislados mediante fuentes renovables (micro y/o pequeñas hidroeléctricas, plantas eólicas, energía solar fotovoltaica, u otras) orientadas a preservar el medio ambiente, mejorando la calidad ambiental del abastecimiento energético y la sostenibilidad de estas soluciones. Este componente comprende dos subcomponentes:

1. **Subcomponente 1. Incentivos para desarrollo de sistemas aislados**

Destinado al otorgamiento de incentivos monetarios no reembolsables para la inversión inicial en el diseño, construcción y puesta en marcha de proyectos utilizando fuentes energéticas locales, tales como micro y pequeñas hidroeléctricas, plantas utilizando energía eólica y otras fuentes de energía renovable como la energía solar fotovoltaica y biomasa, orientadas al abastecimiento energético sostenible.

1. **Subcomponente 2. Apoyo técnico al desarrollo e implantación de sistemas aislados**

De apoyo técnico al desarrollo e implantación de sistemas aislados financia la realización de estudios y actividades de asistencia técnica requeridos para desarrollar sistemas aislados de electrificación rural en forma sostenible.

Las actividades a financiar con el subcomponente se agrupan en 3 categorías: (i) apoyo directo a las comunidades que soliciten incentivos para el desarrollo de sistemas aislados, para completar los estudios, planes de negocio, estructura institucional para la ejecución y demás requisitos necesarios para garantizar la sostenibilidad del sistema; (ii) apoyo al Comité Ejecutivo, mediante firmas consultoras o consultores individuales especializados para llevar a cabo la evaluación, priorización y aprobación de las solicitudes de incentivos, y (iii) fortalecimiento institucional y capacitación de todos los actores involucrados en la formulación, evaluación y operación de sistemas aislados.

1. **Componente 3. Apoyo a la administración del Programa y supervisión**

Bajo este componente se está apoyando la adecuada ejecución del Programa, mediante el fortalecimiento institucional del INDE para atender el componente de sistemas aislados, la supervisión del Programa, incluyendo la supervisión socio-ambiental, y la evaluación de la Fase I del Programa.

### Plan de Ejecución Plurianual (PEP) y Planes Operativos Anuales (POA)

Se establece en el capítulo IV de las Normas Generales del Contrato de Préstamo, artículo 4.01 (d), que dentro de las condiciones previas al primer desembolso el Gobierno de Guatemala a través del Organismo Ejecutor (INDE), haya presentado al Banco un informe inicial de acuerdo a los lineamientos señalados por el Banco y que sirva de base para la elaboración de los informes de progreso, así como: (i) un **Plan de Realización del Proyecto**; (ii) un calendario o **cronograma de trabajo**; y (iii) **un cuadro de origen y aplicación de fondos** en el que consten el calendario de inversiones detallado, de acuerdo con las categorías de inversión indicadas en el Contrato de Préstamo y el señalamiento de los aportes anuales necesarios de las distintas fuentes de fondos, con los cuales se financiará el Programa.

## Gestión de las Adquisiciones

Para la Selección y Contratación de Consultores, la cláusula 4.04 establece que ésta deberá ser llevada a cabo de conformidad con las disposiciones establecidas en el Documento GN-2350-7 (“Políticas para la Selección y contratación de consultores financiados por el Banco Interamericano de Desarrollo”). Se establece en el inciso (b) (i) que, antes de que pueda efectuarse cualquier solicitud de propuestas a los consultores, el Organismo Ejecutor (INDE) deberá presentar a la revisión y aprobación del Banco, un **Plan de Adquisiciones** que deberá incluir el costo estimado de cada contrato, la agrupación de los contratos y los métodos de selección y los procedimientos aplicables, el cual deberá ser actualizado cada 12 meses durante la ejecución del Programa, y cada versión actualizada será sometida a la revisión y aprobación del Banco. La selección y contratación de consultores se llevará a cabo de conformidad con el plan de adquisiciones aprobado por el Banco y sus actualizaciones correspondientes.

## Gestión Financiera

En el capítulo IV de las Normas Generales del Contrato de Préstamo, artículo 4.01 (e) se indica como condición previa, que el INDE haya presentado al Banco **el plan, catálogo o código de cuentas**; y en el (f), que se haya convenido con el Banco respecto de una firma de contadores públicos independiente que realice las funciones de auditoría previstas en el Contrato de Préstamo.

## Evaluación del grado de cumplimiento de las áreas de gestión del Programa

La evaluación del grado de cumplimiento de las áreas de gestión del Programa se presenta en la siguiente tabla:

**Tabla 15. Evaluación de la Gestión del Programa**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Área de Gestión del Programa** | **Grado de Cumplimiento** | **Descripción** | **Comentarios** |
| **Gestión de las Operaciones**  PEP, POA | **A** | Cumplimiento completo. | Como condición previa al primer desembolso el INDE cumplió con el requisito de presentar el PEP y el POA que anualmente están siendo actualizados. |
| **Gestión de las Adquisiciones**  Plan de Adquisiciones | **A** | Cumplimiento completo. | Como condición previa al primer desembolso el INDE cumplió con el requisito de presentar el Plan de Adquisiciones el cual fue ingresado en el Sistema de Ejecución de Planes de Adquisiciones (SEPA) del Banco, el cual es actualizado regularmente. |
| **Gestión Financiera** | **A** | Cumplimiento completo. | La gestión financiera se ha realizado con base al Sistema Integrado de Administración Financiera y Control SIAF y sus componentes, Sistema de Contabilidad Integrada SICOIN y el Sistema de Gestión SIGES, así como bajo las normas y regulaciones establecidas en el Contrato de Fideicomiso INDE-BAM y de acuerdo a las Políticas del Banco. |
| **Gestión del otorgamiento de** **Incentivos para el desarrollo de Sistemas Aislados.** | **D** | Incumplimiento serio. Existen problemas importantes. | Este componente presenta niveles de incumplimiento serios. Únicamente se han inaugurado recientemente los 2 proyectos Piloto de Uaxactún y Batzchocolá. |

**Fuente: INDE- PMER, Unidad Ejecutora, elaboración propia, junio, 2014.**

## Integración de la Unidad Ejecutora del Programa en la Gerencia General del INDE y enlaces con la GERO y la ETCEE

Según lo estipulado en el Contrato de Préstamo 2033/OC-GU, para la ejecución del Programa se creará una Unidad Ejecutora (UE), que responda a la Gerencia General del INDE, y que contará con un Coordinador de Programa y con los apoyos técnicos requeridos para la buena ejecución del mismo, incluyendo, al menos: i) expertos técnicos en las áreas de electrificación y transmisión eléctrica, ii) un experto en sistemas financieros, iii) un experto en temas ambientales y sociales para efectos de verificar el cumplimiento del plan de manejo ambiental y social acordado para el Programa, y iv) los refuerzos técnicos necesarios para el desarrollo del Componente 2 del Programa.

La Unidad Ejecutora (UE) del Programa actualmente tiene la siguiente estructura:

1. Coordinador de la UE que responde a la Gerencia General del INDE.
2. Coordinador de la Unidad de Sistemas Aislados (UNSA) responsable de la ejecución del componente 2 del Programa.
3. Enlace de la Gerencia de Electrificación Rural y Obras (GERO) del INDE responsable de la coordinación de los temas ambientales y sociales.
4. Enlace de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) del INDE para coordinar los aspectos técnicos en las áreas de electrificación y transmisión eléctrica.
5. Enlace Financiero para la gestión fiduciaria del Programa.

El organigrama dentro del cual se inserta la anterior estructura se presenta a continuación[[15]](#footnote-15):

**Figura 2. Organigrama Unidad Ejecutora dentro de la Gerencia General del INDE**

**Enlace Financiero**

**Enlace GERO**

**Enlace ETCEE**

**Gerente General INDE**

**Gerente GERO**

**Coordinador UE**

**Coordinador UNSA**

**Conclusión:**

1. La Unidad Ejecutora del Programa (UE) se ha integrado en la Gerencia General del INDE con un Coordinador y los enlaces con la GERO y la ETCEE, con lo cual se concluye que tiene un nivel de **cumplimiento A del 100%,** según la Tabla 2 de este informe.

## Unidad de Sistemas Aislados (UNSA) integrada en la GERO

Según Acuerdo No. GG-AA-58-2013, el Gerente General del INDE a propuesta de la Gerencia de Electrificación rural y Obras acordó:

1. Integrar a las personas siguientes a la Unidad de Sistemas Aislados para Proyectos de Electrificación, con sede en la Gerencia de Electrificación rural y Obras del Instituto Nacional de Electrificación (INDE), a partir del 07 de octubre de 2013 hasta la finalización del Programa:

* Sr. Johny Humberto Cifuentes Del Cid **Coordinador**
* Licda. Lidia del Carmen Flores García **Trabajadora Social**
* Sr. Carlos Humberto Pineda Marroquín **Técnico**

1. Los integrantes de la unidad estarán bajo la coordinación de la Gerencia de Electrificación Rural y Obras. La comisión nombrada, paralelamente, continuará con el trabajo inherente a su cargo.
2. Dar por finalizado a partir del 08 de octubre de 2013 el nombramiento contenido en Acuerdo No. GG-A47-2013.
3. Dar efecto inmediato a este Acuerdo. NOTIFIQUESE.

**Conclusión:**

La Unidad de Sistemas Aislados (UNSA) quedó conformada en la GERO según el acuerdo No. GG-AA-58-2013 con un responsable en el cargo de Coordinador, una Trabajadora Social y un Técnico.

## Convenio Subsidiario entre INDE y Ministerio de Finanzas (MINFIN)

El 01 de junio de 2010 se suscribió el Convenio Subsidiario celebrado entre el Gobierno de la República de Guatemala, representado por el Ministro de Finanzas Públicas y el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), representado por su Gerente General con base a lo dispuesto en el Contrato de Préstamo 2033/OC-GU, suscrito entre el BID y la República de Guatemala para financiar la ejecución del “Programa Multifase de Electrificación Rural Fase I” por un monto de hasta US$ 55 millones menos los pagos que deduzcan del propio financiamiento por las comisiones contenidas en la cláusula 2.05 de las Estipulaciones Especiales del Contrato de Préstamo. La responsabilidad de ejecución del Programa estará a cargo del INDE.

## Plan de Operaciones para proyectos de electrificación rural en red, obras de transmisión asociada o en sistemas aislados con subsidios del Estado

La ejecución de las obras de infraestructura se hace a través del financiamiento del subsidio que otorga el Estado para la construcción de los proyectos de distribución y transmisión asociada y las conexiones de los usuarios en el Plan de Electrificación Rural (PER). Según el Contrato de Préstamo, las obras del PER fueron seleccionadas preliminarmente y formaron parte del primer Plan Anual de Obras. Esta selección ha sido ajustada para incorporar o retirar obras de acuerdo con las necesidades de expansión. Los costos de las obras de transmisión asociada incluyen 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.

Para la selección de comunidades se utiliza el inventario original de comunidades beneficiarias, que fue preparado previamente al proceso de privatización con base en proyectos de electrificación preparados por el INDE, actualizado con las solicitudes adicionales recibidas por el INDE. Para las obras de Distribución, cada año, el Comité Técnico del Fideicomiso (“CT”) aprueba un plan anual, incluyendo comunidades que son seleccionadas siguiendo criterios fundamentalmente de cercanía a las redes existentes y de cobertura geográfica. Para las Obras de Transmisión el CT aprobó un solo ***Plan de Obras de Transmisión*** para el período 2010-2012, con fecha 13 de abril de 2010, el cual se ha ido actualizando de acuerdo a los porcentajes de avance en la ejecución tanto para las líneas de transmisión como para las subestaciones.

### Base Legal y Normativa

1. **Obras de distribución y transmisión asociada**

Según se estipula en el Contrato de Fideicomiso suscrito entre el INDE, DEOCSA, DEORSA y el BAM, el 4 de mayo de 1999, el Plan de Electrificación Rural (PER) contendrá el diseño de la totalidad de obras a realizar. Los parámetros invariables que se tendrán en cuenta para el diseño del PER son los siguientes: a) el listado y número de comunidades contenidas en el Proyecto de Electrificación Rural, a excepción de las sustituciones que sean necesarias; b) el número de usuarios de cada comunidad incluido en el Proyecto de Electrificación Rural; los estándares de niveles de tensión del INDE; d) las prácticas de planificación comúnmente aceptadas a nivel internacional; e) las normas de calidad de servicio definidas en la ley General de Electricidad, en su Reglamento y demás afines. Las Obras de Transmisión serán las necesarias para el debido reforzamiento y expansión del sistema de transmisión que le otorgue confiabilidad y capacidad para atender el incremento de la demanda provocado por los nuevos municipios y sus usuarios a conectar. El PER contendrá la siguiente información:

1. **Para las Obras de Distribución:**
2. Comunidades a electrificar conforme al PER;
3. Número de usuarios a conectar;
4. Nivel o niveles de tensión;
5. Coste de la Obra;
6. Solución eléctrica;
7. Prioridad lo que determinará su inclusión en el Plan Anual de Obras que corresponde;
8. Cronograma de Ejecución de las Obras.
9. **Para las Obras de Transmisión:**
10. Alcance de la Obra;
11. Justificación Técnica;
12. Nivel o niveles de tensión;
13. Coste de la Obra;
14. Solución eléctrica;
15. Prioridad lo cual determinará su inclusión en el Plan Anual de Obras que corresponde;
16. Cronograma de ejecución de las Obras.
17. **Proyectos en Sistemas Aislados**

La implementación de los proyectos de electrificación rural en sistemas aislados mediante fuentes renovables, micro y/o pequeñas hidroeléctricas y de energía solar fotovoltaica orientadas a preservar el medio ambiente, mejorando la calidad ambiental del abastecimiento energético y la sostenibilidad de estas soluciones, ha estado a cargo de la Unidad Ejecutora y de la Unidad de Sistemas Aislados (UNSA) integrada en la GERO.

Al 30 de junio, se han implementado **2** **Proyecto Piloto,** uno en la aldea Flores en el departamento del Petén de sistemas fotovoltaicos, y el otro,en la comunidad de Batzchocolá, Laguna de Batzchocolá en el municipio de Nebaj, y Visiquichum del municipio de Chajul del departamento de Quiché, mediante la construcción de redes de distribución para la minihidroeléctrica de la Asociación Comunitaria ASHDINQUI.

Ambos están regulados por el **Normativo No. 56**, tal y como se explica en el inciso 5.4 de este Informe de Evaluación.

### Plan de Operaciones de Proyectos de Electrificación Rural y proceso de No Objeción

1. **Plan de Obras de Distribución:**

Anualmente la Unidad Ejecutora del Programa (UE) prepara el ***“Plan de Obras de Distribución”,*** el cual es presentado para la No Objeción del Banco, el cual previamente ha sido presentado al Ministerio de Energía y Minas (MEM) para el dictamen favorable, de acuerdo a lo establecido en el artículo 47 de la Ley General de Electricidad, así como con el consenso previo con DEOCSA y DEORSA. El Plan incluye un Cronograma de las fases de ejecución de las obras para un año.

El listado de obras o proyectos se agrupan por grupos, según las comunidades, los municipios, departamentos y el número de usuarios y se establecen las estimaciones de tiempo para cada una de las fases, tomando en cuenta las siguientes variables:

1. Diseño;
2. Replanteo,
3. Ejecución;
4. Supervisión;
5. Recepción y entrega;
6. Recepción final.

Asimismo, el ***Plan de Obras de Distribución*** incluye la programación presupuestaria **semestral** de los proyectos tomando en cuenta los siguientes parámetros:

1. Grupo;
2. Municipio;
3. Departamento;
4. Número de usuarios;
5. Asignaciones semestrales en US$;
6. Total de las asignaciones presupuestarias anuales por obra (proyecto).
7. **Plan de Obras de Transmisión Asociada**

Para el caso de las Obras de Transmisión Asociada, con fecha 13 de abril de 2010, el Comité Técnico de Fideicomiso (CT) aprobó el ***Plan de Obras de Transmisión*** para el período 2010-2012, el cual incluye:

* **Para Líneas de Transmisión y Subestaciones:**

1. Listado de comunidades en donde se realizarán las obras;
2. La potencia en Kv y la distancia en kilómetros;
3. Porcentaje de ejecución (%);
4. Costo de las obras por semestre para el período 2010-2012

El Plan de Obras de Transmisión se ha ido actualizando de acuerdo a los porcentajes de avance en la ejecución tanto para las líneas de transmisión como para las subestaciones.

El proceso de aprobación de las obras de distribución y transmisión asociada se explica en la siguiente tabla:

**Tabla 16. Proceso de aprobación del Plan Anual de Obras de Distribución y Transmisión**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **No.** | **Actividad** | **Responsable** |
| **1.** | Según los avances en el número de usuarios beneficiarios que se haya obtenido durante el año anterior, se elabora el Plan de Obras Anual. | Unidad Ejecutora del Programa (INDE) |
| **2.** | El Plan de Obras Anual se envía para la No Objeción del Banco. | Unidad Ejecutora del Programa (INDE) |
| **3.** | No Objeción. | Banco |
| **4.** | Si el Banco da su No Objeción al Plan Anual de Obras se convoca al Comité Técnico del Fideicomiso (CT) conformado por los representantes del INDE, MEM y las distribuidoras DEOCSA y DEORSA. | Unidad Ejecutora del Programa (INDE) |
| **5.** | En reunión de Comité Técnico del Fideicomiso se aprueba el Plan Anual de Obras y se levanta un Acta para el inicio de la ejecución de las obras con base a lo establecido en el Contrato de Fideicomiso. | Representantes del INDE, MEM, y de las Distribuidoras DEOCSA y DEORSA. |

**Fuente: INDE- PMER, Unidad Ejecutora, elaboración propia, junio 2014.**

El Flujograma de proceso es el siguiente:

**Flujograma 1. Proceso de aprobación del Plan Anual de Obras de Distribución y Transmisión**

|  |  |
| --- | --- |
| **Actividad** | **Responsable** |
| **Elaboración del Plan Anual de Obras**  **Envío del Plan Anual de Obras al Banco**  **No Objeción**  **NO**  **SI**  **Se convoca al CT del Fideicomiso**  **Reunión del CT del Fideicomiso para aprobar el Plan Anual de Obras** | **Unidad Ejecutora del Programa (UE)**  **Unidad Ejecutora del Programa (UE)**  **Banco**  **Unidad Ejecutora del Programa (UE)**  **Comité Técnico del Fideicomiso (CT)** |

**Fuente: INDE- PMER, Unidad Ejecutora, elaboración propia, junio 2014.**

**Conclusión:**

Los proyectos de electrificación rural de obras de distribución y de transmisión asociada, han sido incorporados dentro de los Planes de Obras de Distribución anuales para el primer caso y dentro del Plan de Líneas de Transmisión para el período 2010-2012 el cual se ha ido actualizando de acuerdo a los porcentajes de avance en la ejecución. Ambos han sido formulados por la Unidad Ejecutora del Programa para la No Objeción del Banco, que luego, dentro del procedimiento, han sido refrendados mediante Actas por el Comité Técnico del Fideicomiso (CT).

# Actividades del Programa llevadas a cabo según el Informe de Gestión Ambiental y Social del Programa

La estrategia ambiental y social del Programa tuvo por objeto revisar y actualizar el Marco de Gestión Ambiental y Social, la línea base, así como los potenciales impactos ambientales y sociales del Programa los cuales fueron identificados durante la preparación del Proyecto GU0126.

De acuerdo al Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS), los impactos ambientales y sociales de los programas preliminares de transmisión, serán localizados y de baja magnitud. Sin embargo, para obras nuevas **se requieren de Estudios de Impacto Ambiental**, los cuales serán realizados durante la ejecución del programa, teniendo en cuenta los requerimientos de este marco de gestión Ambiental y Social. Asimismo, se ha previsto que para cada proyecto se genere un Plan de Manejo Ambiental y Social (PMAS) específico, con base en las normas nacionales y del BID, los cuales contarán con recursos para su ejecución provenientes de los presupuestos asignados para cada proyecto.

Los contratos de construcción, así como los contratos de supervisión, incluirán la obligación a la implementación de los PMAS específicos. En el segmento de distribución, no se generarán impactos ambientales y sociales significativos. Los impactos que se generen serán manejados con PMAS específicos que se generan para dichas actividades que serán apoyados con la cooperación técnica para electrificación rural (GU-T1120). Todos los proyectos del programa contarán con procesos de consulta pública, socioculturalmente apropiadas y de buena fe.

Asimismo, el Organismo Ejecutor (INDE) se compromete a que la ejecución de las actividades comprendidas en el Programa sean llevadas a cabo de acuerdo con lo establecido en el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) y, particularmente, en verificar que los distribuidores/operadores que llevarán a cabo los proyectos de electrificación rural y transmisión asociada cumplir con las medidas de protección ambiental previstas en el Programa. El INDE deberá presentar los EIAS y PGAS específicos de cada proyecto de transmisión y otros proyectos que requieren de este instrumento de evaluación ambiental, en conjunto con la solicitud de reembolso acordada como mecanismo de ejecución para este programa.

Los actores principales en el sistema de gestión ambiental y social del PMER son el INDE, a través de la GERO y la ETCEE. El rol que cumplen es de identificar los beneficiarios y de apoyar la implementación del PMER en lo que refiere al programa de distribución y transmisión. ENERGUATE a través de la DEOCSA/DEORSA, son las encargadas de desarrollar y construir los proyectos de transmisión y distribución en la parte correspondiente al PMER.

Según se indica en el IGAS para el componente de sistemas aislados y los componentes de distribución y transmisión, dentro de la UE, se contratará un especialista ambiental y social, quien apoyará al INDE en verificar el cumplimiento de las políticas ambientales y sociales nacionales, así como de la adecuada incorporación de las variables ambiental y social dentro del ciclo de proyectos. El INDE además realiza la supervisión ambiental y social durante la etapa de diseño de los proyectos del PMER.

La GERO realiza la supervisión social y ambiental de los proyectos de distribución. ETCEEE realiza la supervisión de los programas de transmisión y subestaciones. Asimismo, para los proyectos de distribución, los aspectos sociales son elaborados y seguidos en conjunto entre la GERO y DEOCSA y DEORSA.

La gestión ambiental y social del Programa, incluye además **el concepto socioeconómico del Ministerio de Energía y Minas**, requisito indispensable para el otorgamiento de subsidios de acuerdo con el art. 47 de la Ley General de Electrificación (LGE). El diseño de los proyectos de transmisión, es realizado por la Distribuidoras DEOCSA y DEORSA, los cuales son refrendados por ETCEE, que es la compañía de distribución del INDE. El nivel de cumplimiento de las actividades del PMER según el IGAS se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 17. Cumplimiento de actividades según el IGAS del Programa**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **No.** | **Actividades del Programa vinculadas al IGAS** | **Grado de Cumplimiento** | **Descripción** | **Comentarios** |
| **1.** | Se han elaborado los Planes de Manejo Ambiental y Social (PMAS) para cada proyecto específico (obras) en los casos que no se requiera de Estudios de Impacto Ambiental y Social (EIAS). | **A** | Cumplimiento completo. | Para cada proyecto específico de Obras de Distribución, se ha elaborado el Formulario Ambiental a cargo de acuerdo a la Legislación Nacional. Para ello han contratado consultorías individuales con cargo a fondos propios del INDE colocados en el Fideicomiso. |
| **2.** | Se han elaborado los Estudios de Impacto Ambiental para cada proyecto específico de Transmisión Asociada, de acuerdo a la Legislación Nacional bajo la coordinación de la Unidad Ejecutora del Programa. | **A** | Cumplimiento completo. | Para cada proyecto específico de Obras de Transmisión, se ha elaborado el Estudio de Impacto Ambiental a través de la contratación de empresas privadas de consultoría con cargo a fondos propios del INDE colocados en el Fideicomiso. |
| **3.** | Se han elaborado los Formularios Ambientales y Estudios Socio-Económicos para cada proyecto específico de Obras de Distribución, de acuerdo a la Legislación Nacional, b ajo la coordinación de la Unidad Ejecutora del Programa. | **A** | Cumplimiento completo. | Para cada proyecto específico de Obras de Distribución se ha elaborado el Formulario Ambiental que se complementa con el Estudio Socio-económico que es aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) |
| **4.** | Se han elaborado los Estudios Socio-económicos para proyectos de Sistemas Aislados Piloto. | **A** | Cumplimiento completo. | Para el Proyecto Piloto de Sistemas Aislados Fotovoltaicos en Uaxactún, la misma comunidad asumió los costos de la elaboración del Formulario Ambiental como un requisito previo para ser elegibles en el Proyecto por parte del PMER. Para el caso del Proyecto Piloto de la Mini-hidroeléctrica Batzchocolá el costo lo asumió el INDE. |
| **5.** | Evaluación Ambiental y Social de las Obras realizadas de acuerdo a los Términos de Referencia especificados en el IGAS. | **A** | Cumplimiento completo. | La Unidad Ejecutora del Programa ha aplicado el modelo de Términos de Referencia e Índice de Contenido especificados en el IGAS para realizar la Evaluación Ambiental y Social de las Obras de Distribución y Transmisión. |
| **6.** | DEOCSA y DEORSA (ENERGUATE) han construido las instalaciones de distribución de acuerdo a las Normas Técnicas de Diseño y Operación. | **A** | Cumplimiento completo. | DEOCSA y DEORSA han aplicado las normas y procedimientos internos para la construcción y mantenimiento de líneas de distribución y de transporte de energía eléctrica, de acuerdo al APÉNDICE 3 del IGAS. |

**Fuente: INDE- PMER, Unidad Ejecutora, elaboración propia, junio, 2014.**

**Conclusiones:**

1. Actualmente la gestión ambiental de acuerdo a la legislación nacional de los proyectos del PMER se vienen ejecutando satisfactoriamente. El INDE ha asumido los costos de la contratación de consultorías individuales y de una firma consultora para la elaboración de los Formularios de Gestión Ambiental para las obras de distribución y transmisión con cargo a fondos propios colocados en el Fideicomiso. La gestión ambiental se está aplicando según la normativa del país, en lo que se refiere a los Estudios de Impacto Ambiental específicos para cada proyecto los cuales tienen que ser aprobados por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN). Las empresas distribuidoras, DEOCSA y DEORSA cuentan con una unidad de Trámites y Permisos de 8 funcionarios que son responsables de incorporar la variable ambiental y social en los proyectos así como de tramitar los permisos ambientales y sociales de los proyectos. Los estudios de impactos ambiental y social específicos, son realizados por una firma consultora privada. Los contratos de construcción y supervisión incorporan los requerimientos ambientales y sociales de cada proyecto.
2. DEORSA y DEOCSA, inicialmente, eran empresas que pertenecían al Grupo Unión Fenosa, el cual tenía establecido una política ambiental bien definida y buenos procedimientos de control y de calidad, que aplican rutinariamente a todas las actividades del grupo para cada empresa en los países donde están presentes. En la actualidad las 2 empresas distribuidoras de energía pertenecen al grupo ENERGUATE quien ha dado continuidad a la aplicación de dichas normas y procedimientos internos para la construcción y mantenimiento de líneas de distribución y de transporte de energía eléctrica, de acuerdo al APÉNDICE 3 del IGAS que resume los principales aspectos del procedimiento utilizado por DEOCSA y DEORSA hasta la fecha.
3. Si bien es cierto se ha cumplido con los Estudios de Impacto Ambiental y Social (EIAS) para las Obras de Transmisión asociada, así como con los Formularios Ambientales para las Obras de Distribución, se identifica la ausencia de una estrategia bien estructurada de abordaje del territorio, así como de negociación y gestión de los derechos de paso o de vía con las autoridades locales-municipales y las comunidades, que ha dado como resultado serios atrasos en las obras de transmisión asociada en el tramo Sacapulas- Buena Vista y San Julián-Buena Vista en donde se tiene apenas un avance en la ejecución de 70.52 kilómetros de 175 establecidos como meta, es decir un 40.30% a 9 meses de la fecha de término del Programa. Hay que resaltar, que en muchos casos, esto se debe a que las comunidades y los propietarios de los terrenos hacen demandas de pago con sobrecostos, o bien, dada la desinformación que existe, principalmente en territorios de comunidades indígenas que fueron afectas por el conflicto armado que culminó con la firma de los Acuerdos de Paz en el año 1996, se confunden los proyectos de energía eléctrica con los de minería extractiva a cielo abierto de alto impacto negativo ambiental.
4. Para el Proyecto Piloto de Sistemas Aislados Fotovoltaicos en Uaxactún, la misma comunidad asumió los costos de la elaboración del Formulario Ambiental como un requisito previo para ser elegibles en el Proyecto por parte del PMER. Para el caso del Proyecto Piloto de la Mini-hidroeléctrica Batzchocolá el costo lo asumió el INDE.

# Lecciones aprendidas y Recomendaciones

Con el propósito de recopilar las lecciones aprendidas durante la ejecución de la Fase I del Programa, se realizó el viernes 11 de julio un taller con los representantes de las entidades que han participado de una u otra forma en ésta. El taller fue realizado como parte de la consultoría en coordinación con la Unidad Ejecutora del Programa y el Banco.

Los objetivos, participantes, metodología agenda y por último las lecciones aprendidas sistematizadas del taller, se presentan a continuación:

1. **Objetivo General:**

Sistematizar las lecciones aprendidas derivadas de la ejecución de la Fase I del Programa Multifase de Electrificación Rural Fase I, Préstamo BID 2033/OC-GU.

1. **Objetivo Específico:**

Con base a los avances en los componentes del Programa, llevar a cabo un análisis conjunto entre la Unidad Ejecutora del Programa y las entidades comprometidas en la ejecución, sobre las lecciones aprendidas al 30 de junio de 2014.

1. **Participantes:**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 1.  2.  3.  4.  5. | **UNIDAD EJECUTORA**  **GERO**  **UNSA**  **ETCEE**  **BA**M | 6.  7.  8.  9. | **ENERGUATE (DEOCSA-DEORSA)**  **ASOCIACIÓN SEMILLA DEL SOL**  **SUPERVISOR INDE**  **APOYO TÉCNICO SISTEMAS AISLADOS** |

**D. Metodología:**

La dinámica de la mesa de análisis se desarrolló en dos períodos de trabajo:

**I período:**

Cada participante presentará durante 10 minutos, cuál ha sido su nivel de responsabilidad dentro del Programa, los avances que han tenido como producto de su gestión y un resumen de las lecciones aprendidas.

**II período:**

Con la moderación del Consultor evaluador de la Fase I, se realizará un intercambio de opiniones y análisis sobre los avances, lecciones aprendidas, así como sugerencias para fortalecer la ejecución del Programa y mejorar aquellos aspectos que se identifican como los más débiles con base a las oportunidades que se presentan.

**E. Lugar y fecha:**

Oficinas centrales del INDE, viernes 11 de julio de 2014 a partir de las 14:30 horas.

**F. Agenda:**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Hora** | **Actividad** | **Responsable** |
| **14:30-14:40** | **Bienvenida y explicación de la naturaleza y alcances del evento** | **Coordinador de la Unidad Ejecutora del Programa / Consultor evaluador de la Fase I** |
| **14:40-14:50** | **Avances, escenario de desembolsos y resultados esperados al 20 de abril de 2015** | **Unidad Ejecutora del Programa / INDE** |
| **14:50-15:00** | **Rol dentro del Programa, avances y lecciones aprendidas durante la ejecución** | **GERO** |
| **15:00-15:10** | **UNSA** |
| **15:10-15:20** | **ETCEE** |
| **15:20-15:30** | **BAM** |
| **15:30-15:40** | **ENERGUATE** |
| **15:40-15:50** | **SEMILLA DEL SOL** |
| **15:50-16:00** | **APOYO TÉCNICO SISTEMAS AISLADOS** |
| **16:10-16:20** | **SUPERVISOR INDE** |
| **16:20-16:30** | **UNIDAD EJECUTORA DEL PROGRAMA** |
| **16:30-16:40** | **Lecciones aprendidas sobre la aplicación del Marco de Gestión Ambiental y Social (MGAS)** | **UNIDAD EJECUTORA DEL PROGRAMA** |
| **16:40-16:50** | **Café** | **Todos los participantes** |
| **16:50-17:40** | **Intercambio de opiniones y análisis sobre los avances y lecciones aprendidas. Sugerencias para fortalecer la ejecución del Programa** | **Todos los participantes / Consultor evaluador de la Fase I** |

## Sistematización de Lecciones Aprendidas en la ejecución de la Fase I del PMER al 30 de junio de 2014

La lista de entidades involucradas en la ejecución de la Fase I del PMER que participaron en el taller es la siguiente:

1. Unidad Ejecutora (UE) PMER/INDE
2. BAM
3. ENERGUATE
4. UNSA/ INDE
5. GERO/ INDE
6. DSIGCA/ INDE
7. ETCEE/ INDE
8. ONG “Semilla del Sol”
9. Consultor BID
10. Supervisor BID/PMER
11. Consultoras BID para auditoría social y ambiental

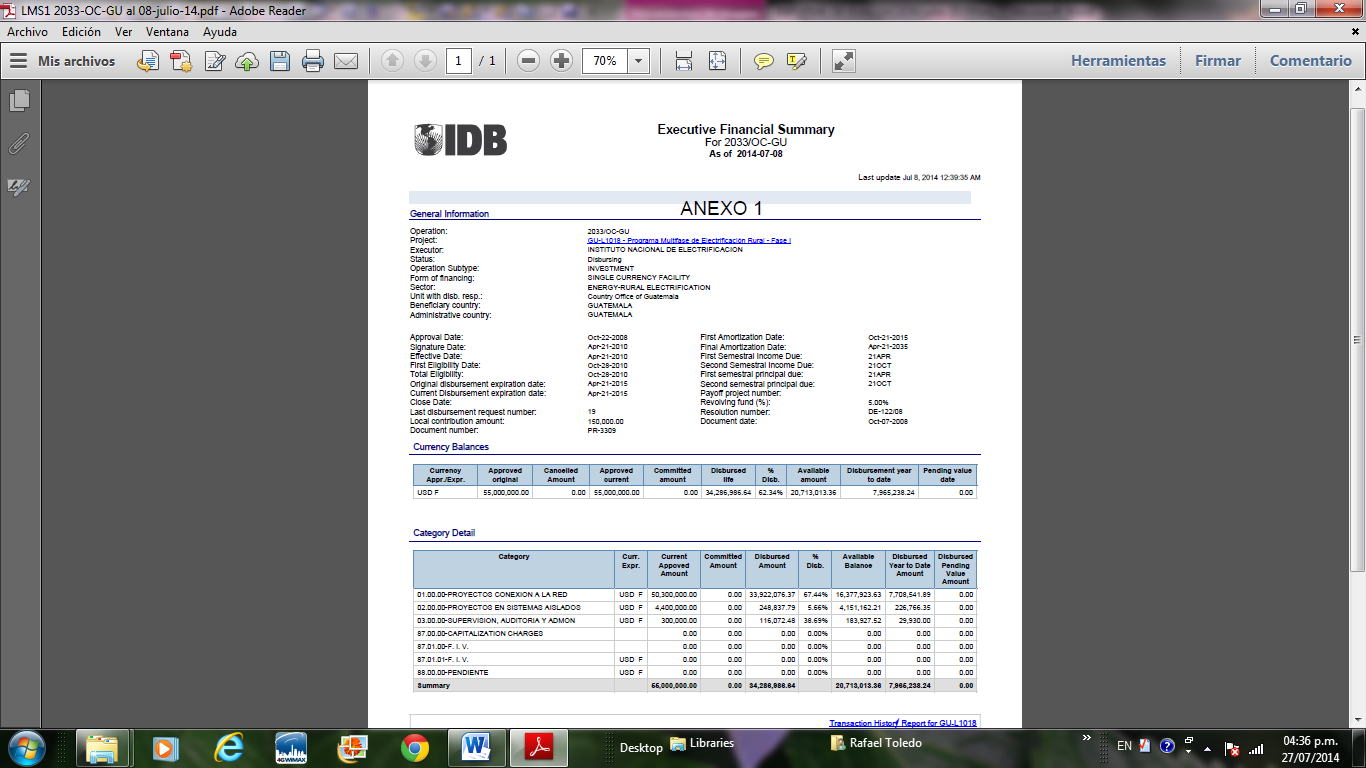
El resumen de Lecciones Aprendidas sistematizadas producto del desarrollo del taller se presenta en el siguiente Cuadro Resumen:

**CUADRO RESUMEN**

**TALLER LECCIONES APRENDIDAS PMER BID 2033/OC-GU**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **No.** | **Lección Aprendida** | **Comentarios** |
|  | La utilización de un mecanismo de manejo de los recursos transparente e independiente, por ejemplo la figura del Fideicomiso, ha demostrado ser la mejor solución para la ejecución de este tipo de programas. | En general, el fideicomiso ha tenido un rol importante y positivo en la transparencia y manejo contable de los recursos del préstamo, que entre sus obligaciones ha tenido: i) abrir, operar y mantener la cuenta principal y la auxiliar de conformidad con los términos y estipulaciones del contrato; ii) llevar cuenta y rendir un informe mensual al Fideicomitente con copia a los Fideicomisarios, y iii) manejo e inversión de las diferentes sumas que se trasladen al Fiduciario. |
|  | Deben existir reglas claras sobre las condiciones de contratación del Fideicomiso, que permitan ir ajustando situaciones en forma flexible. | Derivado de la dispersión de viviendas, accesos y otros factores, se ha incrementado el costo de los proyectos, lo cual no se refleja en el costo por usuario estipulado dentro del contrato de Fideicomiso, a pesar de que se incluye la fluctuación de precios que se indica en el referido contrato, esto prevé una revisión del mismo con base a precios de mercado, ya que el Fideicomiso originalmente fue planeado para un plazo de 5 años. |
|  | Fortalecer las capacidades institucionales técnicas y administrativas del INDE, para la ejecución directa, o a través de Asistencia Técnica especializada, de Proyectos en Sistemas Aislados. | El INDE ha adquirido cierta experiencia con la ejecución de 2 Proyectos Piloto, sin embargo únicamente 334 beneficiarios de 3,334 (10%) programados han sido beneficiarios de Proyectos en Sistemas Aislados. |
|  | Realizar un monitoreo sistemático sobre la evolución de las comunidades en desarrollo, atendiendo de forma preventiva y reactiva los factores políticos y sociales que vulneran el desarrollo de las obras del PMER. | Si bien es cierto se tienen reuniones semanales para verificar el avance físico de las obras, es oportuno que previo al inicio de una FASE II del Programa, se formule un Plan de Acompañamiento y Seguimiento conjunto con la definición de responsabilidades institucionales para cada dirección del INDE y contractuales para las Distribuidoras, el cual pueda ser monitoreado permanentemente, no solo en los aspectos de construcción física, sino también en la verificación del cumplimiento de indicadores de avance sociales de negociación en los territorios, que son el punto más débil en la Fase I del Programa y la causa principal de los atrasos en las obras de transmisión asociada. |
|  | Implementar estrategias, políticas y criterios del PMER en materia de desarrollo municipal, además mantener canales de comunicación adecuados con los actores clave de las comunidades, actores sociopolíticos y demás agentes externos relacionados, asegurando relaciones mutuamente beneficiosas. | La oposición a proyectos de gran envergadura, interferencia de actores y/o líderes opositores a las actuales autoridades, alto coste de los derechos de paso e ingobernabilidad han afectado el desempeño en la ejecución de las obras del PMER. Se recomienda elaborar e implementar una estrategia más estructurada que implique acuerdos con todos los actores territoriales en donde se construirán las obras de Alta Tensión. Eso requeriría en todo caso, de acuerdos al más alto nivel de autoridades nacionales con el PMER y luego acuerdos a nivel local con las autoridades de las Gobernaciones y Municipalidades. |
|  | Fortalecer la relación gerencial y técnica interna de las Direcciones del INDE que están involucradas en la ejecución del Programa con la Unidad Ejecutora y con las Distribuidoras DEOCSA y DEORSA/ ENERGUATE. | Se debe fortalecer la realización de Planes conjuntos, principalmente entre la ETCEE-GERO, para que las obras de transporte se desarrollen en el área donde se pretenda la cobertura de distribución a efecto de tener el soporte energético necesario, de forma tal que se puedan incluir, líneas de transmisión, subestación y redes de distribución. |
|  | Fortalecer la supervisión de los impactos ambientales y sociales de los proyectos de acuerdo a los Estudios de Impacto Ambiental, Planes de Manejo Ambiental y los Estudios Socio-económicos realizados en las comunidades según se establece en el IGAS. | El INDE cuenta con 2 supervisores que se encargan de las obras en sus diferentes etapas. Ellos realizan la verificación en campo de las construcciones de obras de ingeniería, pero no se encargan de revisar y dar seguimiento al conjunto de las operaciones que tendrían que estar reflejadas en una estrategia integral de abordaje territorial, consensuada entre los involucrados, y que tiene como efecto, que eventualmente se tengan que afrontar dificultades con las comunidades, como es el caso de los tramos Sacapulas-Buena Vista y Buena Vista-San Julián, que requieren de intervenciones de apoyo gerencial, legal y político. |

# ANEXOS



1. Estipulado en la escritura 54, de 4 de mayo de 1999. [↑](#footnote-ref-1)
2. Las readecuaciones se hacen igualmente por los cambios en los índices de precios. [↑](#footnote-ref-2)
3. Tabla 2. Grados de Cumplimiento, página 9 de este informe. [↑](#footnote-ref-3)
4. Monto autorizado se refiere al valor de las obras que aprueba del Comité Técnico del Fideicomiso (CT) mediante actas, contenidas en los Planes de Obras de Distribución y de Transmisión. [↑](#footnote-ref-4)
5. Reembolsado significa el reembolso de los recursos que el Banco hace al *“Fideicomiso de Administración INDE Obras Rurales de Occidente y Oriente”,* los cualesfueron previamente utilizados para la construcción de las obras. [↑](#footnote-ref-5)
6. Monto autorizado se refiere al valor de la obra que aprueba del Comité Técnico del Fideicomiso (CT). [↑](#footnote-ref-6)
7. Reembolsado significa el reembolso de los recursos que el Banco hace al *“Fideicomiso de Administración INDE Obras Rurales de Occidente y Oriente”,* los cualesfueron previamente utilizados para la construcción de las obras. [↑](#footnote-ref-7)
8. Monto autorizado se refiere al valor de la obra que aprueba del Comité Técnico del Fideicomiso (CT). [↑](#footnote-ref-8)
9. Reembolsado significa el reembolso de los recursos que el Banco hace al *“Fideicomiso de Administración INDE Obras Rurales de Occidente y Oriente”,* los cualesfueron previamente utilizados para la construcción de las obras. [↑](#footnote-ref-9)
10. Monto autorizado se refiere al valor de las obras luego de seguir el proceso adquisición/contractación según las Políticas del Banco. [↑](#footnote-ref-10)
11. El Monto Autorizado de US$5,000,000 por parte del Comité Técnico del Fideicomiso corresponde a una fecha previa a la readecuación solicitada por el INDE al Ministerio de Finanzas Públicas la cual fue aprobada por US$4,400,00 para el componente de Proyectos en Sistemas Aislados. [↑](#footnote-ref-11)
12. Producto de los pagos de cuotas mensuales de energía de los beneficiarios. [↑](#footnote-ref-12)
13. BANRURAL [↑](#footnote-ref-13)
14. No está definido en el Programa la cuál es la definición y límites políticos-administrativos de los conceptos de lo “rural” y de lo “urbano”. [↑](#footnote-ref-14)
15. Fuente: Unidad Ejecutora PMER-INDE, elaboración propia, junio 2014. [↑](#footnote-ref-15)