

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

BOLIVIA

PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL CON ENERGÍA RENOVABLE

(BO-X1013)

**PROPUESTA PARA FINANCIAMIENTO
NO REEMBOLSABLE DE INVERSIÓN**

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Arturo Alarcón (ENE/CBO) Jefe de Equipo; Christiaan Gischler (INE/ENE) Jefe Alternativo de Equipo; Emilio Sawada (ENE/CUR); Sergio Ballón (INE/ENE); Wilkferg Vanegas (INE/ENE); Raul Jimenez (INE/ENE); Francisco Zegarra (CAN/CBO); Abel Cuba (FMP/CBO); Carolina Escudero (FMP/CBO); Javier Bedoya (LEG/SGO); Aimee Verdisco (EDU/CBO); Julia Johannsen (SPH/CBO) bajo la supervisión de Leandro F. Alves, Jefe de División (INE/ENE) y Baudouin Duquesne, Representante (CAN/CBO).

De conformidad con la Política de Acceso a Información, el presente documento está sujeto a divulgación pública.

CONTENIDO

I.	DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS.....	2
A.	Antecedentes, Contexto y Justificación del Programa	2
B.	Marco Regulatorio del Sector Eléctrico de Bolivia.....	5
C.	Objetivo, Componentes y Costo.....	7
D.	Matriz de Resultados	9
II.	ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS.....	9
A.	Instrumentos Financieros.....	9
B.	Riesgos Ambientales y Sociales y Medidas de Mitigación.....	11
C.	Riesgo Fiduciario.....	11
D.	Otros Aspectos Especiales y Riesgos	12
III.	PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y ADMINISTRACIÓN	14
A.	Resumen de Medidas de Implementación	14
B.	Resumen de Medidas para el Monitoreo de Resultados.....	15

ANEXOS	
ANEXO I:	Matriz Efectividad en el Desarrollo (Resumen)
ANEXO II:	Matriz de Resultados
ANEXO III:	Acuerdos y Requisitos Fiduciarios

ENLACES ELECTRÓNICOS REQUERIDOS	
1.	Plan de Monitoreo y Evaluación (M&E) http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37877574
2.	Plan de Adquisiciones Completo http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37877810
3.	Plan Operativo Anual (POA) http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37877827
ENLACES ELECTRÓNICOS OPCIONALES	
4.	Libro – Tendencias y Desafíos del Sector Eléctrico Boliviano http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35369004
5.	Análisis Económico http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37894538
6.	Promoción, Apoyo y Desarrollo de Energía Sostenible en Bolivia http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37230085
7.	Comité Nacional de Despacho de Carga Memoria Anual 2012 http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37868727
8.	Plan Optimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional – 2012-2022 http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37692952
9.	Políticas de Energías Alternativas para el Sector Eléctrico http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37692954
10.	Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad Anuario Estadístico 2011 http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37868760
11.	Plan Nacional de Desarrollo http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=2144510
12.	Impactos (2005-2010) Proyecto EnDev Bolivia – Acceso a Energía http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37864320
13.	Sistemas Eléctricos Aislados y Consumo de Diésel en Bolivia http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37860239
14.	Mapa del Sistema Eléctrico de Bolivia http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37868840
15.	Evaluación Final Proyecto Electrificación Rural del Chile (CH-0174) http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35256544

SIGLAS Y ABREVIATURAS

AE	Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CNDC	Comité Nacional de Despacho de Carga
CPE	Constitución Política del Estado
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad
ER	Electrificación Rural
FOE	Fondo para Operaciones Especiales
FU	Dólares de EEUU de la Facilidad Unimonetaria
GdB	Gobierno de Bolivia
GIZ	<i>Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit</i>
INE	Instituto Nacional de Estadística
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GRP	Gestión Riesgo de Proyecto
GW	Gigavatio
km	kilómetro
kW	kilovatio
kWh	kilovatio-hora
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MW	Megavatio
MWh	Megavatio-hora
FND	<i>Nordic Development Fund</i> (Fondo Nórdico de Desarrollo)
OE	Organismo Ejecutor
PDG	Plan de Desarrollo del Gobierno
PEVD	Programa Electricidad para Vivir con Dignidad
POA	Planes Operativos Anuales
PSG	<i>Project Specific Grant</i> (Financiamiento no reembolsable para proyectos específicos)
ROP	Reglamento Operativo del Programa
SA	Sistemas Aislados
SEPA	Seguimiento de Planes de Adquisiciones
SFV	Sistemas Fotovoltaicos
SIAP-BID	Sistema Integrado de Administración de Proyectos del BID
SIGMA	Sistema Integrado de Administración y Modernización Administrativa
SIN	Sistema Interconectado Nacional
STI	Sistema Troncal de Interconexión
STS	Sistemas Termo Solares
TIRS	Tasa Interna de Retorno Socio-económica
UE	Unidad Ejecutora
VAD	Valor Agregado de Distribución
VANS	Valor Actual Neto Socioeconómico
VMEEA	Vice-ministerio de Electricidad y Energías Alternativas
VIPFE	Vice-ministerio de Inversión Pública y Financiamiento Externo

RESÚMEN DEL PROYECTO
BOLIVIA
PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL CON ENERGÍA RENOVABLE
(BO-X1013)

Términos y Condiciones Financieras					
			Condiciones financieras		
Beneficiario: Estado Plurinacional de Bolivia			Plazo de amortización:		N/A
Organismo Ejecutor: Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), mediante el Programa Electricidad para Vivir con Dignidad (PEVD) del Vice-Ministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEAA).			Período de gracia		N/A
Fuente	Monto (millones)	%	Período de desembolso:		4 años
Fondo Nórdico de Desarrollo	€4,0 (equivalente a US\$5.365.200*)	100%	Tasa de interés:		N/A
			Comisión de inspección y vigilancia		N/A
			Comisión de crédito:		N/A
Total	€4,0 (equivalente aUS\$5.365.200*)	100%	Moneda:		Euro
Esquema del Programa					
<p>El objetivo general del Programa es apoyar el desarrollo y uso de energía sostenible en Bolivia, contribuyendo a: (i) incrementar el uso de las energías alternativas y la diversificación de la matriz de generación; (ii) la reducción del consumo de combustibles fósiles y su costo para el Estado; (iii) promocionar usos sociales de las energías alternativas en el área rural; y (iv) promover ahorros a familias rurales en el uso de energía para iluminación. Los objetivos específicos del Programa son: (i) desplazar la generación de electricidad basada en combustibles fósiles en Sistemas Aislados (SA) en el departamento del Beni, mediante suministro, instalación y puesta en marcha de por lo menos tres sistemas de generación utilizando energía renovable (300 kilovatios-kW); (ii) apoyar a identificar soluciones para instalar sistemas de generación a través de fuentes renovables en SA, mediante el financiamiento de ocho estudios a diseño final; (iii) promover la energía renovable a través de la provisión de servicios básicos de energía a escuelas y centros de salud en áreas rurales mediante 375 sistemas de sistemas fotovoltaicos (90 kW), 300 sistemas termo solares calentadores de agua y 3.000 pico sistemas fotovoltaicos; y (iv) difundir los resultados del Programa, a fin de incentivar el uso de energías renovables mediante cuatro talleres.</p>					
<p>Condiciones especiales previas al primer desembolso: (i) que el MHE apruebe y disponga la entrada en vigencia del Reglamento Operativo del Programa (ROP), previa no objeción del Banco Interamericano de Desarrollo (BID); (ii) que el MHE remita al BID los Términos de Referencia (TDR) del personal mínimo acordado en el ROP y en el párrafo 3.1 del presente documento, para su aprobación e inicio del proceso de contratación; (iii) que el MHE remita al BID el Plan Operativo Anual (POA) y el Plan de Adquisiciones (PA) actualizado para el primer año de ejecución; (iv) que se firme y entre en vigencia un convenio subsidiario entre el Ministerio de Planificación del Desarrollo y el MHE por el cual se regula la transferencia de los recursos no reembolsables (¶3.5).</p>					
<p>Condiciones especiales de ejecución: (i) antes del inicio de las obras del Componente I, se firmará un convenio entre el MHE y la correspondiente entidad operadora del SA; (ii) antes de la entrega de los equipos del Componente II, se firmará un convenio entre el MHE y el correspondiente municipio beneficiario. En ambos casos el ROP establecerá el contenido de estos convenios (¶3.6).</p>					
<p>Excepciones a las políticas del BID: Ninguna.</p>					
El Programa califica como:		SEQ[]	PTI [X]	Sector []	Geográfica [X] % beneficiarios []

(*)Estos recursos serán administrados por el BID mediante una contribución del Fondo Nórdico de Desarrollo (FND) para un el Financiamiento no Reembolsable para Proyectos Específicos (Project Specific Grant, PSG) que financiará el presente programa. Este PSG será administrado por el BID, de conformidad con las disposiciones del documento SC-114. De acuerdo con lo dispuesto en el SC-114 y en el Acuerdo de Cooperación entre el FND y el BID de fecha 2 de octubre de 1994 (modificado y reafirmado entre las partes el 26 de enero de 2010), el compromiso de los recursos del FND para cada PSG se establecerá mediante la suscripción de acuerdos de administración entre el FND y el BID. El acuerdo de administración correspondiente al presente PSG será suscrito entre el FND y el BID una vez que el Directorio Ejecutivo del BID haya aprobado la operación. Consecuentemente, la disponibilidad de los recursos previstos para el presente programa estará sujeta a la aprobación de la operación por el Directorio Ejecutivo del BID y de la suscripción del mencionado acuerdo de administración.

I. DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS

A. Antecedentes, Contexto y Justificación del Programa

- 1.1 El sistema eléctrico boliviano está compuesto por el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los Sistemas Aislados (SA). Existen 24 centrales hidroeléctricas y nueve centrales termoeléctricas conectadas al SIN. En el 2012, la potencia instalada en el SIN fue de 1.450 Megavatios (MW), con una demanda máxima de 1.103 MW. La provisión de energía en el SIN proviene en un 33% de centrales hidroeléctricas y 67% de centrales termoeléctricas que principalmente utilizan gas natural (GN) como combustible, el cual tiene un costo fijo para la generación.
- 1.2 **Sistemas Aislados.** Los SA proveen energía a algunas poblaciones no conectadas al SIN. La potencia instalada en los SA es de 236 MW, con cerca de 200.000 usuarios. Los SA con generación a base de diésel son 57 y suman en total 55 MW, con cerca de 58.000 usuarios. Estos SA están concentrados en el norte y este del país; el departamento de Beni concentra la mayor parte de los usuarios con 58%¹.
- 1.3 **Cobertura Eléctrica.** La cobertura eléctrica urbana se estima en 91% y en las áreas rurales en 53%²; el dato de cobertura incluye las poblaciones suministradas por SA. En total, se estima que existen cerca de 420.000 hogares sin electricidad y cerca de 20.000 establecimientos públicos (postas de salud, escuelas y otros) que carecen de un suministro apropiado de energía³. La relación entre la falta de acceso a la electricidad y los altos niveles de pobreza es directa. Las familias que no cuentan con electricidad cubren sus necesidades energéticas con pilas (para linternas y radios) y velas (iluminación), de alto costo relativo para el segmento de bajos ingresos, además de reducir el uso de luz en actividades creativas y académicas, lo cual puede incidir negativamente en el desarrollo cognitivo y el rendimiento escolar. Asimismo, la falta de electricidad incide negativamente en la calidad de servicios de salud y educación, por ejemplo en relación a la atención en horarios nocturnos, y la disponibilidad de vacunas que requieren refrigeración, lo cual tiene una relación directa en los niveles de pobreza.
- 1.4 **Energía Térmica.** La falta de electricidad es el principal factor que determina la ausencia de suministro de energía térmica (agua caliente, calefacción) a las postas de salud, escuelas y hogares rurales aislados. Esto limita la atención higiénica y adecuada de partos, lo cual incide en la mortalidad materna y neonatal. Algunas comunidades rurales se proveen de agua caliente a través de garrafas de Gas Licuado de Petróleo (GLP), las cuales son transportadas desde los centros de producción y pueden costar hasta cinco veces su costo de mercado.
- 1.5 En el periodo 2006-2010 la cobertura eléctrica en el área rural se incrementó en 20 puntos porcentuales, no obstante aún falta dinamizar las acciones para

¹ Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, 2011. Ver [enlace electrónico 13](#) y [enlace electrónico 14](#).

² Estimación al 2012 según fuentes oficiales. El último censo disponible fue realizado el año 2001.

³ Fuente Evaluación de Impacto EnDev (2005-2010).

incrementar la misma. Las principales razones para la baja cobertura rural son: (i) la distancia a los centros de generación y el costo de conexión a la red eléctrica; y (ii) la dispersión y baja densidad de las poblaciones rurales⁴. Mientras más alejada está una población de la red eléctrica, mayor es la inversión para conectarla, por lo que se deben analizar alternativas más económicas de suministro eléctrico. La generación en base a diésel o gasolina ha sido considerada hasta la fecha como la alternativa natural para el suministro eléctrico en pequeña escala, cuando no existen recursos hidroeléctricos o una red de gas natural disponibles. No obstante, debido a la alta dispersión de las poblaciones rurales se estima que unos 200.000 hogares rurales puedan ser atendidos solo mediante la utilización de energías renovables descentralizadas (en particular sistemas fotovoltaicos).

- 1.6 El diésel para la generación en los SA es importado y administrado por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). El diésel es provisto a los operadores a un precio de 0,16 dólares por litro (US\$ /litro). El costo de mercado para la importación de diésel está por encima de 1,30 US\$/litro. Pese al subsidio del combustible, los SA tienen tarifas eléctricas de 0,14 dólares por kilovatio-hora (US\$/kWh) en promedio, y en algunos casos alcanza los 0,30 US\$/kWh, comparado con los 0,08 US\$/kWh para el SIN. Asimismo, en muchos casos la energía no es provista todo el día y se limita solo al periodo comprendido entre las 6pm y 11pm⁵, lo que restringe las actividades productivas, y otros usos, como ser educación y salud.
- 1.7 Los factores claves que determinan la falta de desarrollo y expansión de pequeños sistemas de energía renovable en el país son: (i) el alto costo comparativo de la inversión de los sistemas renovables, en relación a los sistemas de combustibles fósiles (de tres a diez veces más, dependiendo del tamaño del sistema); (ii) el poco conocimiento y difusión de algunas de las tecnologías renovables; (iii) los esquemas de sostenibilidad de los sistemas; (iv) la falta de promoción de usos productivos y sociales de los sistemas solares; y (v) la necesidad de desarrollo del marco legal para los pequeños sistemas⁶. Asimismo, los subsidios a la generación termoeléctrica en los SA (§1.6) distorsionan la competitividad⁷, e impiden la entrada de sistemas de energía renovable, que en algunos casos son competitivos con el costo real de generación. Esta situación plantea la necesidad de demostrar la viabilidad de la generación con fuentes renovables, tanto en regiones no interconectadas como en los SA.
- 1.8 **Potencial de Energías Renovables.** El 97% del territorio boliviano es apto para el aprovechamiento de la energía solar, con niveles de radiación promedio que

⁴ “Rol e Impacto socio-económico de las energías renovables en Bolivia”, Miguel Fernández, Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario, 2010

⁵ Con excepción de los SA administrados por la Cooperativa Rural de Electrificación (CRE) que cuentan con una tarifa equiparable a la urbana (0,08 US\$/kWh) y con calidad de servicio adecuada a la normativa, ya que se realiza un subsidio cruzado entre las concesiones urbanas de la CRE y los SA que administra.

⁶ “Estimación del potencial de introducción de energías renovables en Bolivia”, Miguel Fernández, 2010 http://perusolar.org/17-spes-conferencias/Fernandez_Miguel/Fernandez_Miguel.pdf

⁷ Políticas de Energías Alternativas para el Sector Eléctrico en el Estado Plurinacional de Bolivia, 2012

permiten su uso a lo largo de todo el año (la radiación entre la época de verano e invierno no tiene diferencias mayores al 25%). Las zonas del altiplano y valles reciben una alta tasa de radiación solar, entre 5 y 6 kilovatios por hora, por metro cuadrado, por día ($\text{kWh/m}^2\text{-día}$), y la zona de los llanos entre 4,5 y 5 $\text{kWh/m}^2\text{-día}$; esto se debe a la latitud de Bolivia y a la altitud sobre el nivel del mar del altiplano. Por otro lado, el potencial hidroeléctrico aprovechable se estima en 40 gigavatios (GW), de los cuales menos de 500 MW han sido explotados a la fecha.

- 1.9 **Justificación del Programa.** La Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia (CPE), Artículo 20, establece el derecho al acceso universal y equitativo a los servicios básicos, incluyendo la electricidad. Asimismo, en su Artículo 9 establece como rol fundamental del Estado el garantizar el acceso a la salud y a la educación. No obstante, en Bolivia son muchas las poblaciones que no cuentan con servicio eléctrico, afectando la calidad de vida y la disponibilidad de servicios de salud, educación y otros de los pobladores (§1.3). En este sentido, es necesario promover alternativas para expandir la cobertura del servicio eléctrico a áreas no conectadas, aprovechando el potencial de energías renovables. Por otro lado, parte de la población no interconectada al SIN es atendida a través de SA, que requieren aproximadamente 30 millones de litros de diésel por año para su funcionamiento. Teniendo en cuenta que los precios internacionales del petróleo tienden a subir y los costos de los sistemas de energía renovable a bajar, es necesario implementar y demostrar la sostenibilidad de generación con fuentes renovables de energía que contribuyan a disminuir el consumo de combustibles fósiles en los SA, garantizando la calidad y continuidad del servicio y disminuyendo el costo de la subvención para el Estado.
- 1.10 **Programa de Electricidad para Vivir con Dignidad (PEVD).** El Gobierno de Bolivia (GdB) aprobó en el 2008 el PEVD (Decreto Supremo (DS) No. 29635), que depende del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA). El objetivo del PEVD es lograr el acceso universal al servicio de electricidad en las áreas urbanas hasta el 2015 y en las aéreas rurales hasta el 2025. Para lograr su objetivo, el PEVD considerará diversas alternativas tecnológicas, incluyendo Sistemas Fotovoltaicos (SFV). Bajo el PEVD, los proyectos se identifican de una manera participativa en la que las comunidades rurales expresan su demanda a los municipios y gobernaciones, los cuales son canalizados al VMEEA.
- 1.11 El éxito del PEVD y de los esfuerzos del GdB en electrificación rural depende de tres factores⁸: (i) la inversión requerida, que se estima en más de US\$1.000 millones hasta el año 2025; (ii) la baja capacidad de pago por el servicio eléctrico, sobre todo en el área rural; y (iii) la debilidad técnica en la elaboración de proyectos, la duplicación de esfuerzos y la falta de coordinación entre instituciones la ejecución de los mismos.
- 1.12 A fin de apoyar a superar estos desafíos, en el año 2010 el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) aprobó el Programa de Electrificación Rural-PER

⁸ “Tendencias y desafíos del sector eléctrico Boliviano”, Enrique Gómez, CEDLA, Abril 2010.

(2460/BL-BO), en el marco del PEVD, el cual a través de un financiamiento de US\$60 millones apoya la electrificación rural por medio de líneas eléctricas y proyectos pilotos de energías alternativas. Asimismo, el PER brinda apoyo de asistencia técnica, incluyendo la actualización de manuales para la elaboración de proyectos de electrificación rural, la actualización de la norma boliviana para redes rurales, la definición de la estructura y funcionalidad del PEVD, talleres de difusión y capacitación con todos los actores involucrados. El PER se ejecuta a través de una unidad ejecutora que opera actualmente con 18 personas e incluye técnicos en los departamentos de Cochabamba, Oruro, La Paz y Chuquisaca.

- 1.13 En este marco, el GdB ha solicitado al BID fondos para financiar el presente Programa de Electrificación Rural con Energías Renovables, el cual complementará al PER, y se ejecutará también en el marco del PEVD. El presente Programa apoyará dos aspectos: (i) el desarrollo e implementación de proyectos con energías renovables en los SA del área rural del departamento del Beni, beneficiando a por lo menos 1.200 usuarios; y (ii) la instalación de sistemas de energía renovable en áreas rurales no interconectadas del altiplano, incluyendo usos sociales de la energía, beneficiando a 675 edificios públicos y 3.000 familias. El índice de pobreza moderada en el área rural del altiplano es de 77,8%, mientras que el índice de pobreza extrema es de 58,6%. El índice de pobreza moderada en el área rural de los llanos (al cual el departamento del Beni pertenece) es de 48,7%, y el índice de pobreza moderada es de 26,0%⁹.

B. Marco Regulatorio del Sector Eléctrico de Bolivia

- 1.14 El sector eléctrico de Bolivia es consistente con los objetivos y las condiciones básicas de la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (OP-708). El sector está regido por la Ley de Electricidad N° 1604 de 1994. En el marco institucional hay separación de roles, con un ente regulador que es la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), un ente formulador de políticas y normativo a cargo del VMEEA, un ente encargado de la planificación y operación del sistema que es el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), y empresas de energía para la prestación del servicio.
- 1.15 El Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE) es la cabeza del sector y está encargado de formular y evaluar las políticas, normas y planes para el sector energético. El MHE tiene cuatro viceministerios, entre ellos el VMEEA que tiene las atribuciones de definir, formular y evaluar políticas para el sector eléctrico, así como también formula y ejecuta programas y proyectos para la electrificación de todo el país. El PEVD es el brazo operativo del VMEEA en relación a los programas y proyectos de electrificación rural (§1.10).
- 1.16 En cuanto a la estructura del sector eléctrico, la Ley N° 1604 establece la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución, que están a cargo de empresas privadas, empresas mixtas y de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE). El CNDC es responsable de la coordinación operativa del

⁹ Fuente Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas – Bolivia (UDAPE - 2009)

SIN. Las generadoras perciben cargos por potencia, reserva y energía. La compra-venta de electricidad puede realizarse a través de contratos o del mercado de oportunidades, donde las transacciones se efectúan sobre la base de costos marginales que se definen cada quince minutos. Los sectores de transmisión y distribución están estructurados como monopolios naturales regulados por la AE, con participación de empresas públicas, privadas y cooperativas.

- 1.17 **Tarifas y Subsidios.** Las empresas de transmisión reciben un peaje que cubre sus costos de inversión, operación, mantenimiento y administración. Las tarifas eléctricas para concesión de distribución son fijadas por la AE cada cuatro años de acuerdo al Reglamento de Precios y Tarifas (DS 26094). Las tarifas cubren los costos de inversión, operación y mantenimiento, con el derecho de obtener un cierto nivel de utilidad. La Tarifa Dignidad otorga un descuento del 25% a los usuarios con un consumo menor a 70 kWh/mes, la misma que es financiada por los ingresos del sistema y beneficia a cerca de la mitad de los usuarios residenciales, la mayor parte en áreas rurales o periurbanas.
- 1.18 De acuerdo a la normativa vigente, dentro de los SA, las empresas y/o cooperativas pueden estar integradas verticalmente y realizar las tareas de generación y distribución. En el caso de los SA integrados verticalmente, el operador requiere estar registrado en la AE, y las tarifas se definen de acuerdo a lo establecido para las empresas de distribución (§1.17). Los SA menores a 500 kilovatios (kW) no requieren de una licencia. El diésel para la generación en los SA es suministrado por el Estado a las cooperativas que operan los SA (§1.6).
- 1.19 **Participación del BID en el sector.** El BID tiene un amplio conocimiento del sector eléctrico boliviano, y en los últimos años ha financiado cerca de US\$240 millones para apoyar el sector, incluyendo la generación hidroeléctrica, líneas de transmisión y distribución y un programa de electrificación rural, cuyos datos principales se describen en el Cuadro 1.

Cuadro 1. Préstamos del BID en Bolivia

Proyecto/Programa (Préstamo)	Monto (millones de US\$)		Aprobado	Ejecutor
	BID	Local		
Proyecto Hidroeléctrico de Energía Renovable Misicuni (2238/BL-BO)	101,0	14,1	2009	ENDE
Programa de Electrificación Rural (2460/BL-BO)	60,0	0,2	2010	VMEEA y ENDE
Línea de Transmisión Cochabamba – La Paz (2654/BL-BO)	78,0	4,76	2011	ENDE

- 1.20 En el 2012, el BID aprobó la Cooperación Técnica (CT) “Promoción, Apoyo y Desarrollo de Energía Sostenible en Bolivia” (ATN/OC-13520-BO; US\$500.000), actualmente en ejecución, que tiene el objetivo principal de apoyar el desarrollo del sector eléctrico boliviano, en particular mediante la promoción y desarrollo de proyectos de energía renovable, eficiencia energética en la oferta y la demanda, y electrificación rural con energía renovable.

- 1.21 **Estrategia del GdB en el sector energético.** El Plan Nacional de Desarrollo¹⁰ (PND) en su pilar “Bolivia Productiva” plantea: (i) desarrollar la infraestructura de generación y transmisión para cubrir la demanda de electricidad; y (ii) desarrollar fuentes de energías renovables que garanticen la independencia energética.
- 1.22 **Estrategia de país con Bolivia.** La Estrategia de país con Bolivia 2011-2015 (GN-2631-1) prioriza las inversiones que permitan incrementar la capacidad de generación y transmisión de energía eléctrica renovable, y ampliar la cobertura eléctrica, especialmente en las zonas rurales. Este Programa es consistente con estos lineamientos ya que contribuirá a incrementar la cobertura y suministro de energía sostenible en zonas rurales, y a disminuir el uso de combustibles fósiles.
- 1.23 **Consistencia con el Noveno Aumento General de Capital (GCI-9).** El Programa es consistente con los objetivos del GCI-9 (AB-2764) de apoyar a países pequeños y vulnerables y de contribuir a la mitigación y adaptación al cambio climático, ya que permitirá la generación de energía renovable, y apoyará a reducir las emisiones de carbono. Asimismo, el Programa apoyará a reducir la pobreza, ya que se focaliza en la provisión de energía en zonas de Bolivia con elevados índices de pobreza extrema y moderada.

C. Objetivo, Componentes y Costo

- 1.24 El objetivo general del Programa es apoyar el desarrollo y uso de energía sostenible en Bolivia, contribuyendo a: (i) incrementar el uso de las energías alternativas y la diversificación de la matriz de generación; (ii) la reducción del consumo de combustibles fósiles, y su costo para el Estado; (iii) promocionar usos sociales de las energías alternativas en el área rural; y (iv) promover ahorros a familias rurales en el uso de energía para iluminación.
- 1.25 Los objetivos específicos del Programa son: (i) desplazar la generación de electricidad basada en combustibles fósiles, mediante suministro, instalación y puesta en marcha de por lo menos tres sistemas de generación utilizando energía renovable en los SA del departamento del Beni (300 kW); (ii) apoyar a identificar soluciones para instalar sistemas de generación a través de fuentes renovables en SA, mediante el financiamiento de hasta ocho estudios a diseño final; (iii) promover la energía renovable a través de la provisión de servicios básicos de energía a escuelas y centros de salud, mediante 375 SFV (90 kW), 300 Sistemas Termo Solares (STS) calentadores de agua y 3.000 pico sistemas fotovoltaicos; y (iv) difundir los resultados del Programa a fin de incentivar el uso de energías renovables mediante cuatro talleres¹¹.
- 1.26 **Componentes.** El Programa prevé tres componentes, que se describen a continuación.

¹⁰ Aprobado mediante Decreto Supremo N° 29272 el 12 de septiembre de 2007

¹¹ El número final de los sistemas y equipos del Componente I y II podría variar de acuerdo al resultado de las licitaciones públicas. No se esperan variaciones superiores al 10%.

- 1.27 **Componente I - Sistemas Híbridos**¹². Incluye: (i) el financiamiento de estudios para la selección y diseño de hasta ocho sistemas de generación eléctrica renovable, determinándose la fuente de energía de acuerdo al potencial del sitio; y (ii) suministro, instalación y puesta en marcha de por lo menos tres generadores con fuente renovable de hasta 100 kW cada uno en el departamento del Beni¹³.
- 1.28 **Componente II - Sistemas Solares**. Contempla: (i) suministro, instalación y puesta en marcha de sistemas para proveer de electricidad y agua caliente a 300 escuelas y 75 postas de salud en áreas rurales, utilizando paneles SFV (90 kW) y 300 sistemas de calentamiento de agua STS; (ii) provisión de 3.000 pico sistemas fotovoltaicos que incluyan linternas portátiles de tecnología *Light-Emitting Diode* LED, para el beneficio de hogares en áreas rurales.
- 1.29 **Componente III - Supervisión, Monitoreo y Difusión**. Contempla el apoyo a la capacitación y difusión, a través de cuatro talleres, para promover el uso de energías renovables para Bolivia, y de presupuesto para financiar la supervisión y monitoreo, análisis socioeconómico ex-post y auditoría del Programa.
- 1.30 Asimismo, a noviembre de 2013 se encuentra en ejecución una consultoría de apoyo técnico al PEVD, la cual incluye el diseño final de tres sistemas híbridos con generación renovable y tres sistemas de iluminación con pico-lámparas, financiada por el BID (Componente I de la ATN/OC-13520-BO), (¶1.20). Los estudios serán finalizados en diciembre del 2013.
- 1.31 **Costo del Programa**. El Programa tendrá una duración de 4 años, con un costo estimado de US\$5.365.200. El Cuadro 2 presenta el presupuesto indicativo desglosado por componente, que incluye un monto para contingencias (incluyendo variaciones en el tipo de cambio), y un porcentaje de comisión (¶2.2).

Cuadro 2. Costos y Financiamiento del Programa (US\$)

Categoría de Inversión	TOTAL
Componente I – Sistemas Híbridos	1.500.000
Determinación del alcance y diseño de Sistemas Híbridos	200.000
Instalación de Sistemas Híbridos	1.300.000
Componente II. Sistemas Solares	3.050.000
Sistemas Termo-solares	750.000
Sistemas Fotovoltaicos	2.000.000
Pico-lámparas fotovoltaicas	300.000
Componente III. Supervisión, Monitoreo y Difusión	480.000
Supervisión y Monitoreo	400.000
Capacitación, talleres y difusión	40.000
Auditoría	10.000
Evaluación Socioeconómica ex-post	30.000
Contingencias	66.940
Comisión Administrativa 5%¹⁴	268.260
Total	5.365.200

¹² Un sistema híbrido es un sistema de generación de electricidad a través de dos o más fuentes de energía.

¹³ Preliminarmente, las poblaciones de Baures, Rosario del Río, Bella Vista y Hucaraje son las beneficiarias.

¹⁴ Parte de la comisión administrativa puede ser empleada para cubrir cualquier gasto relacionado con el diseño, preparación, ejecución, supervisión, monitoreo y evaluación del Programa (ver párrafos 2.1 y 3.10)

D. Matriz de Resultados

- 1.32 **Resultados esperados.** El Programa cuenta con una Matriz de Resultados que detalla los indicadores de productos y resultados asociados. Se espera que el Componente I contribuya a desplazar por lo menos 493 Megavatios-hora por año (MWh/año) de generación con diésel, permitiendo un ahorro al Estado de por lo menos US\$225.000 cada año. Asimismo, alrededor de 1.200 usuarios de los SA en el departamento del Beni contarán con provisión de energía renovable. Con la instalación de SFV y STS (Componente II), se espera obtener 941 MWh/año de energía renovable en 675 edificios públicos. Asimismo, el Programa permitirá brindar a 3.000 familias acceso a iluminación con base a pico sistemas fotovoltaicos, promoviendo ahorros de US\$26/año por familia. Se estima que el Programa evitará la emisión de por lo menos 432 toneladas de CO² equivalentes por año. Finalmente, a través de los talleres (Componente III) se espera capacitar y difundir los resultados del Programa, promoviendo de esta manera el uso de energía renovable en áreas rurales y SA. Como impacto, se espera que el Programa contribuya a que por lo menos otros cinco SA instalen generación renovable en los cinco años posteriores a la conclusión del Programa; y contribuya a la mejora del servicio en las escuelas y postas de salud, especialmente las de atención nocturna, y facilitando la refrigeración de vacunas. Asimismo, la experiencia e información generados durante la ejecución del Programa servirá de insumo para orientar el diseño de potenciales futuras inversiones en el sector de energía renovable en Bolivia.
- 1.33 **Efectividad de las Intervenciones.** Los sistemas de generación a ser usados se basarán en tecnologías existentes, cuya efectividad para la generación eléctrica ha sido demostrada y han sido implementadas extensamente en el mundo¹⁵. Por otro lado, la evaluación del Proyecto EnDev Bolivia (2005-2010) de la *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (GIZ) ([ver enlace electrónico 12](#)), determinó que el acceso a energía mejoró la calidad de educación en las unidades educativas. De igual manera, observó que el uso de los ambientes por la noche para reuniones comunitarias permitió a la comunidad contar con más tiempo durante el día para actividades productivas. En el caso de centros de salud, el acceso a energía permitió un mejor servicio al contar con electricidad para la atención nocturna y para el refrigerado de vacunas y medicamentos. El acceso a agua caliente posibilitó una mejor atención de partos, lavado, desinfección de instrumento y enseres. Por otro lado, el acceso a agua caliente en las escuelas mejoró las condiciones para los hábitos de higiene.

II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

A. Instrumentos Financieros

- 2.1 El Fondo Nórdico de Desarrollo (FND) prevé comprometer a este Programa €4 millones, a través de un Financiamiento No Rembolsable para Proyectos

¹⁵ El BID ejecutó exitosamente proyectos de electrificación rural, por ejemplo en Chile ([CH-0174](#)).

- Específicos (PSG, por sus siglas en inglés). El BID administra estas operaciones de conformidad con lo establecido en el informe “*Report on COFABS, Ad-Hocs and CLFGS and a Proposal to Unify Them as Project Specific Grants (PSGS)*” (Documento SC-114). Según lo contemplado en estos procedimientos y de conformidad con el acuerdo de cooperación entre el FND y el BID para el cofinanciamiento de programas y proyectos del 2 de octubre de 1994, enmendado y reformulado el 26 de enero de 2010 (Artículo IV, Sección 6), el compromiso del FND se establecerá a través de un acuerdo administrativo por separado, que será firmado una vez aprobada esta operación por el Directorio del BID. Consecuentemente, la disponibilidad de los recursos previstos para el presente Programa estará sujeta a la aprobación de la operación por el Directorio Ejecutivo del Banco y de la suscripción del mencionado acuerdo de administración. Según dicho acuerdo administrativo, el BID administrará los recursos de este Programa y cobrará una comisión administrativa de 5% de la contribución, la cual se identificará debidamente en el presupuesto del Programa. Según el acuerdo administrativo, la comisión administrativa de 5% se cobrará una vez convertida la contribución a dólares estadounidenses. Parte de la comisión administrativa puede ser empleada para cubrir cualquier gasto relacionado con el diseño, preparación, ejecución, supervisión, monitoreo y evaluación del Programa. En este caso, ORP/GCM establecerá un centro de costos para la comisión de administración, que se distribuirá entre las oficinas del BID que respalden la ejecución de la operación, con objeto de cubrir los costos administrativos vinculados a la contribución del FND, su ejecución y/o su implementación. Según el acuerdo administrativo, el equipo de proyecto del BID será responsable del reporte de los avances al FND. Asimismo, si al final de la ejecución se cierra el proyecto con un saldo positivo, no comprometido, el equipo del proyecto será responsable de informar a ORP/GCM para transferir los fondos no utilizados.
- 2.2 Los recursos del Programa equivalen a US\$5.365.200 (tipo de cambio US\$/€=1,3413, al 15 de marzo de 2013). El monto final de los recursos en dólares dependerá del tipo de cambio vigente en la fecha en que el BID reciba los fondos del FND, de conformidad con las disposiciones del acuerdo que suscribirán el FND y el BID. Si se produce una variación negativa considerable en el tipo de cambio y se reduce el monto en dólares de la contribución de FND a este presupuesto y si dicho monto no pudiera cubrirse con la partida para imprevistos, las actividades contempladas en el Programa disminuirán y el equipo ajustará el presupuesto en forma correspondiente.
- 2.3 El periodo de desembolso será de cuatro años. El Cuadro 3 muestra una estimación preliminar del flujo de fondos en base al plan de ejecución final del Programa. El flujo deberá ser actualizado a través del Plan Operativo Anual (POA) como condición especial previa al primer desembolso, junto al Plan de Adquisiciones (PA).

Cuadro 3. Flujo anual de fondos del Programa (US\$)

Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total
365.760	1.500.000	1.540.000	1.959.440	5.365.200
6,8%	28,0%	28,7%	36,5%	100%

B. Riesgos Ambientales y Sociales y Medidas de Mitigación

- 2.4 **Aspectos Ambientales.** Por sus características el Programa no generará impactos socio-ambientales negativos directos ni indirectos. Por el contrario se espera que posibilite mejorar la calidad de vida de los habitantes de escasos recursos en las áreas rurales y urbanas, a través del uso de la energía mediante fuentes renovables. En virtud de lo anterior y de conformidad con establecido en la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias (OP-703), el Programa ha sido clasificado en la Categoría C. No obstante, se prevé el seguimiento de la ejecución mediante el especialista ambiental y social del PEVD.

C. Riesgo Fiduciario

- 2.5 El VMEEA cuenta con experiencia en la ejecución de recursos financiados por el BID, dado que es el ejecutor del PER - Préstamo 2460/BL-BO (¶1.12), y el equipo de ejecución está familiarizado con las políticas e instrumentos para la gestión fiduciaria del BID. La ejecución del PER se realiza en el marco del PEVD, que cuenta también con experiencia en la ejecución de préstamos con financiamiento del Banco Mundial y otras multilaterales. No obstante lo anterior, en mayo 2013 se realizó una actualización de la capacidad para la gestión de adquisiciones; el análisis concluyó que el PEVD debe ser fortalecido para garantizar una mejor ejecución del Programa, lo cual concuerda con la calificación de riesgo medio fiduciario de adquisiciones identificado en la matriz Gestión Riesgo de Proyecto (GRP) del Programa (que aborda las acciones de mitigación). Asimismo, se cuenta con un plan de fortalecimiento del sector fiduciario del PEVD.
- 2.6 Para la gestión financiera se utilizarán los subsistemas de presupuesto y tesorería (gestión financiera), los cuales se gestionan a través del Sistema Integrado de Administración y Modernización Administrativa (SIGMA). La contabilidad del Programa se gestionará, complementariamente al SIGMA, con el Sistema Integrado de Administración de Proyectos del BID (SIAP-BID).
- 2.7 **Adquisiciones.** Las adquisiciones del Programa se realizarán de conformidad con la Política para la adquisición de obras y bienes financiados por el BID (GN-2349-9) y la Política para la selección y contratación de consultores financiados por el BID (GN-2350-9). El PA se gestionará a través del Sistema de Gestión y Seguimiento de Planes de Adquisiciones (SEPA) (www.iniciativasepa.org). Serán revisadas de manera previa aquellas adquisiciones que para el caso de obras superen los US\$300.000, para el caso de bienes y servicios diferentes a los de consultoría superen los US\$20.000, y contratación de firmas consultoras con monto superior a US\$20.000. Las revisiones se llevarán a cabo semestralmente.

- 2.8 **Auditoría.** El PEVD deberá presentar los estados financieros anuales del Programa, auditados por una firma de auditores independientes elegible y seleccionada de acuerdo con las políticas y procedimientos del BID. Durante el período de ejecución, dichos estados financieros auditados deberán ser presentados anualmente dentro de los 120 días siguientes al cierre del cada ejercicio fiscal. Los costos de auditoría serán cubiertos con recursos del financiamiento del BID.

D. Otros Aspectos Especiales y Riesgos

- 2.9 **Análisis de Alternativas y Viabilidad Técnica.** El Programa y el apoyo brindado mediante la CT ATN/OC-13520-BO contemplan el financiamiento para el diseño final de los sistemas híbridos, incluyendo un análisis de alternativas bajo criterios socio-económicos. Los estudios de diseño incluirán un análisis de viabilidad técnica-económica de los distintos proyectos a implementar, y el diseño de la ingeniería básica y de detalle. En el caso del Componente II, se verificará el diseño de los sistemas SFV y STS previos a su licitación, para garantizar que sean licitados e instalados de acuerdo a estándares y normas adecuados. Durante el 2013, y en el marco del Componente III del PER (2460/BL-BO), se ha ejecutado un proyecto de suministro de pico lámparas fotovoltaicas; asimismo, a la fecha, se tienen listos pliegos y especificaciones técnicas para la licitación de un sistema híbrido. Dichos documentos, y las lecciones aprendidas durante los procesos licitatorios servirán de insumo para la ejecución del Programa.
- 2.10 **Viabilidad Económica.** Se realizó una evaluación socioeconómica de costo-beneficio para cada una de las intervenciones propuestas ([ver enlace electrónico 5](#)). Las razones de Precios de Cuenta están calculadas utilizando los factores de cuenta estimados por la Dirección General de Inversión Pública, para corregir precios de mercado a precios de eficiencia en numerario de consumo. La tasa social de descuento adoptada fue de 12%. En todos los casos, se realizó un análisis de sensibilidad que mostró que la viabilidad socioeconómica del Programa no se ve afectada por cambios en los principales parámetros, siendo en todos casos la Tasa Interna de Retorno Socioeconómica (TIRS) superior al 12%.
- 2.11 **Viabilidad Económica – Sistemas Híbridos.** En el caso de los Sistemas Híbridos se consideró como beneficio el desplazamiento de la energía generada a partir de diésel por energía renovable, y el ahorro que ésta significa para el Estado. Se realizó la comparación de las situaciones “con” y “sin” Proyecto. La evaluación socioeconómica del Proyecto muestra una TIRS de 23,46%.
- 2.12 **Viabilidad Económica – Sistemas Solares.** En el caso de los SFV y STS, se comparó la provisión de energía con sistemas solares (situación “Con Proyecto”), con la provisión de energía con una opción técnica alternativa (situación “Sin Proyecto”). También se consideró como alternativas las garrafas de GLP para los STS y generadores eléctricos a gasolina para los SFV, incluyendo todos los costos de inversión, operación y mantenimiento. Se consideró como una segunda fuente de beneficios para los SFV los ahorros para los profesores y personal sanitario, al no incurrir en gastos en energéticos como pilas, velas y mecheros. La evaluación no incluyó otros potenciales beneficios socioeconómicos como el incremento en la escolaridad, la mejora en la salud, o la disminución en la mortalidad materno

infantil, dada la escasa información de línea base, y la dificultad de cuantificar los beneficios. En el caso de las lámparas fotovoltaicas, se determinó los beneficios económicos con base al ahorro en combustibles tradicionales (velas y pilas) de cada familia beneficiaria. En todos los casos se obtuvo una TIRS superior al 12%.

- 2.13 **Viabilidad Financiera – Sistemas Híbridos.** Se determinó que el costo promedio de Operación y Mantenimiento (O&M) de los sistemas de energía renovable es de 0,03 US\$/kWh. Este costo es menor a la tarifa promedio de los SA (0,14 US\$/kWh), lo que indica que la instalación de los sistemas híbridos permitirían reducir los costos totales de suministro a los usuarios, y por ende reducir la tarifa, considerando la inversión como una donación del Estado que se beneficia por el desplazamiento del diésel (§2.11). Alternativamente, de mantenerse la tarifa actual, las cooperativas podrían financiar, además de los costos de O&M, hasta 40% de los costos de inversión. Este análisis financiero se hará en detalle caso por caso, antes de la implementación de los sistemas.
- 2.14 **Viabilidad Financiera – Sistemas Solares.** En el caso de los sistemas solares, se estimaron los costos de O&M, incluyendo las inspecciones preventivas, reparaciones y reemplazos de baterías que deben realizarse cada 10 años. En el caso de los SFV el costo equivale a 24 US\$/mes por los servicios de energía. En el caso de los STS el costo equivalente de O&M es de 10 US\$/mes por establecimiento. En el caso de las lámparas fotovoltaicas, las familias deberán pagar el equivalente a 1,2 US\$/mes para la reposición de las baterías.
- 2.15 **Sostenibilidad.** A fin de garantizar una adecuada O&M de los sistemas a lo largo de su vida útil, el MHE firmará convenios con las operadoras de los SA antes del inicio de las obras; estos convenios estarán regidos por lo establecido en el marco legal vigente en Bolivia (§1.18), y verificados por la entidad reguladora (AE). De la misma manera, en el caso de los sistemas solares (SFV, STS y pico lámparas), el MHE firmará convenios con los municipios beneficiarios antes de la entrega de los equipos. Los municipios beneficiarios se comprometerán a garantizar los recursos para la sostenibilidad de los equipos en dichos convenios¹⁶. La firma de los convenios será condición especial de ejecución del presente Programa. El Reglamento Operativo del Programa (ROP) establecerá el contenido de estos convenios. Asimismo, todos los contratos de los proyectos financiados por el Programa incluirán la capacitación de personal local para O&M de los sistemas. La Oficina Técnica de Monitoreo (OTM) del PEVD será responsable por el seguimiento del cumplimiento de los convenios y realizará inspecciones periódicas para verificar el funcionamiento correcto de los sistemas instalados.
- 2.16 **Otros.** Se encuentra en estudio una nueva ley para el sector, la cual adecuará el sector eléctrico a la nueva CPE, que prevé la participación pública y privada. No se

¹⁶ Los convenios deberán establecer que los municipios deben inscribir en el presupuesto anual los recursos para el mantenimiento de los sistemas. Este mecanismo será similar al utilizado actualmente en municipios donde las escuelas/postas cuentan con servicio eléctrico, y el municipio es responsable del pago del servicio.

prevé que la eventual aprobación de esta ley afecte la ejecución del Programa, su operación y sostenibilidad, ni la consistencia del sector con la Política OP-708.

III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y ADMINISTRACIÓN

A. Resumen de Medidas de Implementación

- 3.1 **Esquema de Ejecución.** El beneficiario será el Estado Plurinacional de Bolivia y el Programa será ejecutado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, mediante el “Programa Electricidad para Vivir con Dignidad” del Vice-Ministerio de Electricidad y Energías Alternativas. Para la ejecución se usará la capacidad ya instalada de la Unidad Ejecutora del PER, instalada y operando en el PEVD (§1.12) y que tiene experiencia en los procesos fiduciarios y políticas del BID. Se prevé el fortalecimiento del equipo fiduciario y técnico del PEVD, con personal con dedicación exclusiva al Programa. El PEVD designará un responsable y conformará un equipo mínimo de profesionales de dedicación exclusiva para el Programa, incluyendo mínimamente un especialista en adquisiciones, un especialista técnico para sistemas híbridos y un especialista técnico para sistemas solares. Se ha previsto presupuesto para este personal; no obstante, podrá ser contratado inicialmente con recursos del PER, para agilizar el inicio de la ejecución. La aprobación del BID a los Términos de Referencia (TDR) de estos profesionales será una condición especial previa al primer desembolso.
- 3.2 El PEVD asumirá la responsabilidad exclusiva de las siguientes actividades: (i) la preparación y emisión de los pliegos de licitación para la contratación de consultores y adquisición de bienes y servicios; (ii) la organización y seguimiento de los procesos de licitación; (iii) la adjudicación, suscripción y administración de los contratos; y (iv) la fiscalización y supervisión técnica y administrativa de los contratos de provisión de bienes y servicios de consultoría que se requieran.
- 3.3 El PEVD será además responsable ante el BID por: (i) la coordinación de todas las actividades relacionadas con el Programa; (ii) la elaboración de los informes de avance físico-financiero; (iii) la presentación de las solicitudes de no objeción y desembolso, y el mantenimiento de registros contables para la elaboración de dichas solicitudes y cualquier reporte financiero; (iv) la implantación y mantenimiento de un sistema de control que garanticen el correcto uso de los recursos y el resguardo de los mismos, así como el mantenimiento del archivo documentario de las transacciones; y (v) la preparación y actualizaciones del informe inicial del Programa, el POA, los informes semestrales de seguimiento, los informes de evaluación, y el informe de terminación del programa. El PEVD actuará como enlace permanente entre el VMEEA y el BID, y será responsable por el cumplimiento oportuno de las cláusulas contractuales del convenio de financiamiento no reembolsable y de los acuerdos y actividades relacionadas con el Programa, en lo que a la ejecución se refiere.
- 3.4 **Mecanismo de Ejecución.** El Programa se ejecutará con base en un POA, el cual identificará las actividades y proyectos específicos a ser realizados, las metas previstas y los resultados esperados de cada una de ellas. El PEVD elaborará detalladamente los POA, los cuales serán presentados y aprobados por el BID. Las actividades en el POA deberán tomar en consideración la interrelación con otros

actores, y los tiempos en los que los mismos deberán ser desarrollados para asegurar el logro de los objetivos propuestos. El POA y el PA actualizados para el primer año serán condiciones especiales previas al primer desembolso.

- 3.5 **Condiciones Especiales Previas al Primer Desembolso:** (i) que el MHE apruebe y disponga la entrada en vigencia del ROP, previa no objeción del BID; (ii) que el MHE remita al BID los TDR del personal mínimo acordado en el ROP y en el párrafo 3.1 del presente documento, para su aprobación e inicio del proceso de contratación; (iii) que el MHE remita al BID el POA y el PA actualizado para el primer año de ejecución; y (iv) que se firme y entre en vigencia un convenio subsidiario entre el Ministerio de Planificación del Desarrollo y el MHE por el cual se regula la transferencia de los recursos no reembolsables.
- 3.6 **Condiciones Especiales de Ejecución:** (i) antes del inicio de las obras del Componente I, se firmará un convenio entre el MHE y la correspondiente entidad operadora del SA; y (ii) antes de la entrega de los equipos del Componente II, se firmará un convenio entre el MHE y el correspondiente municipio beneficiario. En ambos casos el ROP establecerá el contenido de estos convenios.

B. Resumen de Medidas para el Monitoreo de Resultados

- 3.7 **Monitoreo.** El PEVD presentará para la aprobación del BID, a más tardar el 31 de enero y el 31 de julio de cada año, durante la ejecución del Programa, informes semestrales de seguimiento sobre el progreso de las actividades. Para tal efecto, el PEVD, contará con un sistema de seguimiento que integre la información financiero-contable y del avance del Programa. Dichos informes se focalizarán en el cumplimiento de indicadores de productos y avances de resultados incluidos en la Matriz de Resultados (Anexo II), analizarán los problemas encontrados y presentarán las medidas correctivas adoptadas. En el caso de los informes a ser presentados a medio año, se incluirán además el POA del año siguiente, con proyección de desembolsos y el PA actualizado. La revisión de estos informes será realizada en reuniones semestrales entre el BID y el PEVD.
- 3.8 La supervisión del BID estará a cargo de la Representación del BID en Bolivia (CAN/CBO) y la División de Energía (ENE/CBO), que podrán contar con el apoyo de consultores individuales, con el objetivo de mantener un debido proceso de supervisión y seguimiento. De este modo se espera identificar oportunamente eventuales obstáculos e inconsistencias en las obras y en las actuaciones y decisiones de los contratistas, el PEVD y demás actores involucrados.
- 3.9 **Evaluación.** El PEVD presentará al BID un informe de evaluación a los 18 meses de ejecución contados a partir de la fecha en que el Programa haya sido declarado elegible para desembolsos, un informe intermedio a los 60 días contados a partir de la fecha en que se haya desembolsado el 50% de los recursos, y un informe de evaluación final a los 60 días contados a partir de la fecha en que se haya desembolsado el 90% de los recursos. Los términos de referencia de dichos informes requerirán la no-objeción del BID.

- 3.10 **Evaluación Socioeconómica Ex-Post y Evaluación de Impacto.** Al cierre del Programa, se realizará una evaluación costo-beneficio ex-post, financiada por el Programa. Asimismo, se realizará una evaluación de impacto de la actividad (ii) del Componente II (¶1.28), que usará metodologías experimentales y metodología cuasi-experimental de dobles Diferencias (combinando *Propensity Score Matching* - *PSM*) para crear un grupo contra factual que permita comparar la situación con y sin Programa. Esta evaluación será financiada por el BID mediante los recursos de la comisión administrativa (¶2.1) ([ver enlace de monitoreo y evaluación](#)). La necesidad de la evaluación de impacto se incluirá en el ROP (¶3.5).

Matriz de Efectividad en el Desarrollo				
Resumen				
I. Alineación estratégica				
1. Objetivos de la estrategia de desarrollo del BID		Alineado		
Programa de préstamos		i) Préstamos a países pequeños y vulnerables, ii) Préstamos para reducción de la pobreza y promoción de la equidad y iii) Préstamos en apoyo de iniciativas sobre cambio climático, energía renovable y sostenibilidad del medio ambiente.		
Metas regionales de desarrollo		i) Porcentaje de hogares con servicio de electricidad y ii) Estabilización de emisiones en equivalente de CO2 (toneladas métricas por habitante).		
Contribución a los productos del Banco (tal como se define en el Marco de Resultados del Noveno Aumento)		i) Porcentaje de la capacidad de generación eléctrica de fuentes de bajo contenido de carbono frente a la capacidad de generación total financiada por el BID y ii) Proyectos piloto sobre cambio climático en agricultura, energía, salud, agua y saneamiento, transporte y vivienda.		
2. Objetivos de desarrollo de la estrategia de país		Alineado		
Matriz de resultados de la estrategia de país		GN-2631-1	i) Incrementar la energía generada con fuentes renovables en el SIN y ii) Incrementar la cobertura eléctrica rural.	
Matriz de resultados del programa de país		GN-2696	La intervención no está incluida en el Documento de Programación de País 2013.	
Relevancia del proyecto a los retos de desarrollo del país (si no se encuadra dentro de la estrategia de país o el programa de país)				
II. Resultados de desarrollo - Evaluabilidad		Altamente Evaluable	Ponderación	Puntuación máxima
		8.5		10
3. Evaluación basada en pruebas y solución		7.8	33.33%	10
4. Análisis económico ex ante		10.0	33.33%	10
5. Evaluación y seguimiento		7.8	33.33%	10
III. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación				
Calificación de riesgo global = grado de probabilidad de los riesgos*		Bajo		
Se han calificado todos los riesgos por magnitud y probabilidad		Sí		
Se han identificado medidas adecuadas de mitigación para los riesgos principales		Sí		
Las medidas de mitigación tienen indicadores para el seguimiento de su implementación		Sí		
Clasificación de los riesgos ambientales y sociales		C		
IV. Función del BID - Adicionalidad				
El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales (criterios de VPC/PDP)		Sí	Administración financiera: Contabilidad y emisión de reportes. Adquisiciones y contrataciones: i) Método de compra, ii) Contratación de consultor individual y iii) Uso de sub-sistema nacional.	
El proyecto usa un sistema nacional diferente a los indicados arriba para ejecutar el programa				
La participación del BID promueve mejoras en los presuntos beneficiarios o la entidad del sector público en las siguientes dimensiones:				
Igualdad de género				
Trabajo				
Medio ambiente		Sí	Mitigación de cambio climático a través de la sustitución de combustibles fósiles para la generación de energía.	
Antes de la aprobación se brindó a la entidad del sector público asistencia técnica adicional (por encima de la preparación de proyecto) para aumentar las probabilidades de éxito del proyecto		Sí	Consultores locales apoyaron en: (i) los criterios de evaluación y la selección de los beneficiarios, (ii) la evaluación técnica para desarrollar las mejores prácticas para reemplazar la generación de combustibles fósiles por tecnologías renovables, (iii) el desarrollo de la ingeniería de diseño de las energías renovables y (iv) la evaluación de impacto.	
La evaluación de impacto ex post del proyecto arrojará pruebas empíricas para cerrar las brechas de conocimiento en el sector, que fueron identificadas en el documento de proyecto o el plan de evaluación.				

El objetivo general del programa es apoyar el desarrollo y uso de energía sostenible en Bolivia, principalmente en zonas rurales. La documentación del programa presenta información que valida el potencial de estas fuentes energéticas en el país. El diagnóstico es sólido, y presenta los factores que inciden en la baja cobertura en zonas rurales, y que han limitado el desarrollo de sistemas de energía renovable, sin embargo esta discusión carece de evidencia empírica de sustento. Las intervenciones propuestas están en línea con el diagnóstico, sin embargo el documento no provee evidencia de la efectividad de las mismas. La matriz de resultados tiene lógica vertical, e incluye indicadores SMART con línea de base y metas definidas.

El análisis económico se basa en los costos evitados por la sustitución de diésel, valorado a su precio sombra, con generación mediante sistemas que utilizan energía renovable. El plan de evaluación propone una combinación de métodos para evaluar los diferentes componentes del proyecto, incluyendo no experimental y una evaluación ex-post de costo-beneficio.

La documentación del proyecto incluye una matriz de riesgo que identifica los riesgos potenciales y las medidas de mitigación, incluyendo indicadores para monitorear su implementación.

MATRIZ DE RESULTADOS

Objetivo del Proyecto	<p>El objetivo general del Programa es apoyar el desarrollo y uso de energía sostenible en Bolivia, contribuyendo a: (i) incrementar el uso de las energías alternativas y la diversificación de la matriz de generación; (ii) la reducción del consumo de combustibles fósiles, su costo para el Estado y las emisiones asociadas; (iii) promocionar usos sociales de las energías alternativas en el área rural; y (iv) promover ahorros a familias rurales en el uso de energía para iluminación.</p> <p>Los objetivos específicos del Programa son: (i) desplazar la generación de electricidad basada en combustibles fósiles en Sistemas Aislados (SA) en el departamento del Beni, mediante suministro, instalación y puesta en marcha de por lo menos tres sistemas de generación utilizando energía renovable (300-kW); (ii) apoyar a identificar soluciones para instalar sistemas de generación a través de fuentes renovables en SA, mediante el financiamiento de ocho estudios a diseño final; (iii) promover la energía renovable a través de la provisión de servicios básicos de energía a escuelas y centros de salud en áreas rurales mediante 375 sistemas de sistemas fotovoltaicos- SFV (90 kilowatts-kW), 300 sistemas termo solares (STS) calentadores de agua y 3000 pico sistemas fotovoltaicos; y (iv) difundir los resultados del Programa, a fin de incentivar el uso de energías renovables mediante cuatro talleres.</p>
------------------------------	---

Impacto	Unidad	Base (2013)	Meta (2023)	Observaciones/Medio de verificación
Impacto. Apoyar el desarrollo y uso de energía sostenible en Bolivia				
Numero de sistemas aislados con generación diésel que instalan generación renovable	Sistemas	0	8	A través de informes del VMEEA, y su dirección de Energías Alternativas.
Numero de postas de salud beneficiarias con servicios de refrigeración de vacunas, y atención nocturna.	Postas de Salud	0	75	A través de informes del VMEEA, y su dirección de Energías Alternativas.
Número de escuelas beneficiarias con uso nocturno para clases y actividades comunitarias.	Escuelas	0	300	A través de informes del VMEEA, y su dirección de Energías Alternativas.

Resultados	Unidad	Base (2013)	Meta (2018)	Observaciones/Medio de verificación
Resultado 1. Incremento en el uso de energías alternativas y diversificación de la matriz de generación				
Número de beneficiarios en sistemas aislados en el Beni con provisión de energía alternativa	Usuarios	0	1200	<p>Es un indicador de resultado y no de producto, ya que para lograr la provisión de energía a los usuarios, se debe garantizar un sistema de gestión, operación, mantenimiento y administración en el SA, además de garantizar el funcionamiento de los equipos.</p> <p>Se desarrollará la medición ex post, a través de un consultor individual, que analizará la información de la empresa operadora, la misma que establecerá el número de beneficiarios conectados a los sistemas aislados una vez intervenidos.</p>
Energía generada en sistemas aislados en el Beni en base a energías alternativas	MWh/año	0	493	Es un indicador de resultado y no de producto, ya que para lograr la provisión de energía a los usuarios, se debe garantizar un sistema de gestión, operación, mantenimiento y administración en

				el SA, además de garantizar el funcionamiento de los equipos. La medición de la energía generada se realizará a través de la operadora de los servicios, considerando el flujo que se inyecta al sistema a través del parque solar fotovoltaico.
% de la energía generada en sistemas aislados en el Beni en base a energías alternativas	%	0	0,8%	La medición de la energía generada se realizará a través de la operadora de los servicios, considerando el flujo que se inyecta al sistema a través del parque solar fotovoltaico.
Resultado 2. Reducción del consumo de combustibles fósiles y su costo para el Estado.				
Miles de litros de diésel por año desplazados por energía alternativa en los Sistemas Aislados del Beni.	Miles de Litros/año	0	164	La medición ex post considerará el ahorro del consumo de diésel como combustible de generación de energía eléctrica producto de la implementación de los sistemas híbridos. A través de los consumos de diésel anuales históricos y los proyectados con el sistema implementado.
Costo equivalente del diésel desplazado para el estado	Miles de \$us/año	0	225	Se desarrollará una evaluación económica ex post, considerando los costos del diésel subvencionado y lo que representaba antes de implementar la hibridación al Estado, mantener esta modalidad de generación.
Resultado 3. Reducción de emisiones asociadas al consumo de combustibles fósiles.				
Número de toneladas equivalentes de emisiones de CO ₂ evitadas con el uso de energía alternativas.	Toneladas CO ₂ /año	0	432	Considera sistemas aislados, y sistemas termo solares. Para los sistemas aislados, se considera que desplaza diésel (3 kWh por litro de diésel, 2,65 Kg de CO ₂ por litro). Medio de verificación: A través de informes del VMEEA, y su dirección de Energías Alternativas.
Resultado 4. Usos sociales de las energías alternativas en el área rural				
Número de edificios públicos en áreas rurales con energías alternativas aplicadas en usos sociales (educación, salud)	Edificios públicos	0	675	A través de informes del VMEEA, y su dirección de Energías Alternativas.
Energía generada en edificios públicos en base a energías alternativas (fotovoltaica/termosolar) y usada con fines de educación o salud.	MWh/año	0	941	A través de informes del VMEEA, y su dirección de Energías Alternativas.
Resultado 5. Reducción del gasto en iluminación de las familias rurales a través del uso de energía renovable				
Gasto de las familias beneficiarias en energéticos para iluminación.	\$us/ año	40	14	A través de informes del VMEEA, y su dirección de Energías Alternativas.

Productos / Costos (en miles de USD)	Unidad	Base	Año 1 (2014)	Año 2 (2015)	Año 3 (2016)	Año 4 (2017)	Meta (2017)	Observaciones/ Medio de verificación
Componente I. Sistemas Híbridos								
Producto 1. Numero de sistemas aislados con suministro híbrido de energía, y potencia instalada. ¹	Sistemas	0	-	1	1	1	3	Informe final de aceptación de la ejecución de las obras, montaje y puesta en marcha de los sistemas híbridos. (VMEEA)
	US\$ (miles)	0	-	500	500	300	1.300	
HITO								
Obras civiles para el desarrollo de los sistemas híbridos	Obras civiles	0	0	1	1	1	3	Se verificará la ejecución mediante Informes de Avance elaborados por la Supervisión y aprobados por el VMEEA.
Provisión de bienes para sistemas de generación híbridos	kW	0	0	100	200	0	300	
Producto 2. Estudios de Sistemas Híbridos Elaborados	Estudios	0	0	2	3	3	8	Informe final de aceptación de los estudios a diseño final elaborados. (VMEEA)
	US\$ (miles)	0	0	50	75	75	200	

Componente II. Sistemas solares.								
Producto 3. Sistemas fotovoltaicos instalados y funcionando en escuelas y postas de salud	Sistemas	0	-	50	125	200	375	Informe final de aceptación del suministro de bienes y montaje de sistemas fotovoltaicos. (VMEEA)
	US\$ (miles)	0	-	500	500	1.000	2.000	
HITO								
Identificación de edificios públicos por parte del ejecutor	Nº de edificios públicos	0	-	100	175	100	375	Informe técnico-administrativo del VMEEA.
Provisión e instalación de paneles solares fotovoltaicos	kW	0	-	-	35	55	90	Se verificará la ejecución mediante Informes de Avance elaborados por la Supervisión y aprobados por el VMEEA.
Personas capacitadas en la operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos solares	Nº de personas	0	-	100	175	100	375	Se verificará la ejecución mediante Informes Sistematizados de las capacitaciones elaborados por el VMEEA.
Producto 4. Sistemas de placas solares instalados y en funcionamiento en edificios públicos	Sistemas	0	-	100	100	100	300	Informe final de aceptación del suministro de bienes y montaje de sistemas de placas solares. (VMEEA)
	US\$ (miles)	0	-	250	250	250	750	
HITO								

¹ Se han preseleccionado 4 localizaciones para los sistemas aislados. Los estudios a realizarse definirán la localización y número final de sistemas a instalarse, que podrán incrementarse a 4, se prevé que la potencia instalada sea 300 kW en total, pero se definirá de acuerdo a los resultados y costos finales de los procesos de suministro.

Identificación de edificios públicos por parte del ejecutor	N° de edificios públicos	0	-	300	0	0	300	Informe técnico-administrativo del VMEEA.
Provisión e instalación de paneles termo solares	N° de placas solares	0	-	100	100	100	300	Se verificará la ejecución mediante Informes de Avance elaborados por la Supervisión y aprobados por el VMEEA.
Producto 5. Sistemas de pico lámparas instalados y en funcionamiento	Unidad	0	-	1.000	1.000	1.000	3.000	Informe final de aceptación del suministro de bienes y entrega de pv-pico lámparas a los beneficiarios. (VMEEA)
	US\$ (miles)	0		100	100	100	300	
Componente III. Supervisión, monitoreo y difusión								
Producto 6. Talleres de promoción al uso de energías alternativas y renovables	N° de talleres	0	1	1	1	1	4	Informes Sistematizados de los talleres de capacitación elaborados por el VMEEA.
	US\$	0	10	10	10	10	40	

ACUERDOS Y REQUISITOS FIDUCIARIOS

PAÍS: Estado Plurinacional de Bolivia
PROYECTO N°: BO-X1013 Programa de Electrificación Rural con Energía Renovable
ORGANISMO EJECUTOR: Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), mediante el Programa Electricidad para Vivir con Dignidad (PEVD) del Vice-Ministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA).
PREPARADO POR: Carolina Escudero (PRM) y Abel Cuba (FM)

I. Resumen Ejecutivo

- 1.1. El MHE tiene cuatro Viceministerios, entre ellos el VMEEA que tiene las atribuciones de definir, formular y evaluar políticas para el sector eléctrico, así también formula y ejecuta programas y proyectos para la electrificación de todo el país. El Gobierno de Bolivia (GdB) aprobó en el 2008 mediante D.S. No. 29635 la creación del PEVD, que depende del VMEEA. El objetivo del PEVD es lograr el acceso universal al servicio público de electricidad en las áreas urbanas hasta el 2015 y en las aéreas rurales hasta el 2025; a su vez, el PEVD es el brazo operativo del VMEEA con relación a los programas y proyectos de electrificación rural.
- 1.2. Las actividades de contrataciones y pagos con cargo al proyecto serán realizadas por el PEVD en su sede ubicada en La Paz. Los registros contables de la operación se llevarán dentro del SIGMA¹. Para los reportes financieros requeridos por el Banco se apoyarán con el SIAP-BID². Para la ejecución las licitaciones y contrataciones nacionales se aplicarán los documentos estándar puestos a disposición de las entidades por el Viceministerio de Presupuesto y Contabilidad Fiscal (VPCF) en el SICOES, cuya elaboración y actualización contó con el concurso del Viceministerio de Inversión Pública y Financiamiento Externo (VIPFE), y que están publicados en el portal del Sistema de Contrataciones Estatales (SICOES); así mismo, las convocatorias nacionales podrán realizarse a través de dicho portal por haberse autorizado como un Subsistema Nacional de Adquisiciones para uso en operaciones del Banco en la publicación de adquisiciones nacionales.
- 1.3. Para la supervisión de esta operación se prevé la realización de auditorías anuales, aplicando políticas del Banco para el efecto. Se estiman recursos de la Contribución que cubran el costo de dichas auditorías.
- 1.4. Por parte del sector fiduciario, se apoyará durante la ejecución de la operación en la preparación de los planes de adquisiciones y gestión financiera (incluyendo desembolsos) de manera que contribuyan al logro de los resultados esperados.

¹ Sistema Integrado de Gestión y Modernización Administrativa

² SIAP-BID; Sistema de Administración de Proyectos del Banco Interamericano de Desarrollo.

II. Contexto Fiduciario del Organismo Ejecutor

- 2.1. El VMEEA como entidad pública se rige por la Ley No.1178 de Administración y Control Gubernamental del 20 de julio de 1990 (SAFCO), que regula los sistemas de administración y de control de los recursos del Estado y su relación con los sistemas nacionales de planificación e inversión pública.
- 2.2. La entidad utiliza para todos sus registros financieros el SIGMA que permite la disponibilidad de información sobre la ejecución presupuestaria, de forma segura y confiable. Sin embargo, éste sistema no proporciona información en otra moneda distinta a la local, ni de conformidad a las categorías de inversión establecidas en el cuadro de costo del proyecto, tampoco registra los gastos sobre la base del efectivo, por lo que utilizará como auxiliar contable y de reportes el SIAP-BID para la rendición de cuentas e informes financieros. Este sistema será utilizado por el Organismo Ejecutor hasta tanto no se cuente con otro sistema integrado a la contabilidad gubernamental.
- 2.3. Como entidad del estado, el VMEEA, que incluye al PEVD, podría ser sujeta de revisión de la Contraloría General del Estado (CGE) siempre que se tenga contemplado dentro de su Plan Operativo Anual. Asimismo, la supervisión de la Unidad de Auditoría Interna del MHE también está sujeta a una programación anual. No obstante ello, los Programas que ejecuta normalmente están sujetos a revisiones anuales por parte de una firma de auditoría independiente de acuerdo a requerimiento de cada ente financiador.
- 2.4. Se utilizará el Sistema de Normas Básicas de Adquisiciones de Bienes y Servicios, a través del sistema SICOES (www.sicoes.gob.bo) como mecanismo de publicidad de convocatorias y resultados de licitaciones nacionales y procesos simplificados en Bolivia.

III. Evaluación del riesgo fiduciario y acciones de mitigación

- 3.1 El riesgo global fiduciario³ de la operación se califica como riesgo MEDIO; por tanto se establecen acciones en la Matriz de Gestión de Riesgos del Programa (GRP) para mitigar los factores de riesgo. En adición, como resultado de la actualización para determinar la capacidad de gestión de las adquisiciones de los Programas con financiamiento del BID por parte del PEVD, se ha elaborado una propuesta de plan de fortalecimiento cuya implementación iniciará en agosto o septiembre de 2013 con el Equipo de Ejecución del préstamo 2460/BL-BO.

IV. Aspectos a ser considerados en Estipulaciones Especiales al contrato

- 4.1 **Tipo de cambio acordado con el ejecutor para la rendición de cuentas.** El tipo de cambio acordado por el ejecutor para la conversión de los gastos en moneda local a la moneda de operación será el tipo de cambio vigente en el país del Prestatario en la fecha de conversión de los recursos provistos por el Banco a la moneda local del país.
- 4.2 **Estados financieros y otros informes auditados.** El PEVD presentará de forma anual y durante el periodo de ejecución y dentro del plazo de ciento veinte (120) días siguientes al cierre de cada ejercicio económico los estados financieros del Programa, dictaminados por una firma de auditoría independiente aceptable para el Banco.

³ Ver matriz GRP del Programa <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=37877610>

- 4.3 En acuerdo previo con el Banco, y a fin de asegurar el acompañamiento oportuno del auditor durante la ejecución del Programa, en procura de generar oportunidades de fortalecimiento y control sobre el uso de recursos, el Ejecutor podrá contratar al auditor independiente al inicio del mismo, para que periódicamente realice revisiones ex – post fiduciarias (adquisiciones y gestión financiera), las cuales formarán parte del alcance de la auditoría del Programa mencionada en el párrafo anterior.

V. Adquisiciones de Bienes, Obras y Consultorías

- 5.1 **Ejecución de las adquisiciones.** Las adquisiciones serán llevadas a cabo conforme las Políticas contenidas en el GN-2349-9 y GN-2350-9; y serán ejecutadas por el PEVD.

- a. **Adquisiciones de Obras, Bienes y Servicios Diferentes a Consultoría.** Los contratos de Obras, Bienes y Servicios Diferentes de Consultoría generados bajo el Programa y sujetos a Licitación Pública Internacional (LPI) se ejecutarán utilizando los Documentos Estándar de Licitación (DELs) emitidos por el Banco. Las licitaciones sujetas a Licitación Pública Nacional (LPN) se ejecutarán usando Documentos de Licitación Nacional acordados con el Banco y que se encuentran publicados en el portal del SICOES, modificaciones a estos documentos requerirán la No Objeción del Banco.
- b. **Selección y Contratación de Consultores.** Los contratos de Servicios de Consultoría generados bajo el proyecto, independientemente del monto del contrato, se ejecutarán utilizando el documento de Solicitud Estándar de Propuestas (SEPs) emitido o acordado con el Banco (o satisfactorio al Banco si no han sido acordados a la fecha), y sus correspondientes contratos con los cambios autorizados por el Banco. La revisión de términos de referencia para la contratación de servicios de consultoría son responsabilidad del especialista sectorial del proyecto.
 - **La Selección de Firmas Consultoras:** Se hará utilizando la Solicitud Estándar de Propuesta (SEP) emitida por el Banco o por la Representación del Banco en Bolivia.
 - **La Lista Corta de firmas consultoras** Esta lista podría estar integrada en su totalidad (100%) por firmas bolivianas para contratos con valor inferior a los montos límites establecidos por el Banco para el país. Para Bolivia dicho umbral es de US\$200.000.
 - **La selección de los consultores individuales:** Se hará teniendo en cuenta sus calificaciones para realizar el trabajo, sobre la base de comparación de calificaciones de por lo menos tres (3) candidatos. Para el caso de Bolivia, cuando la situación lo disponga o se estime conveniente, se podrá usar el SICOES como instrumento de difusión de convocatorias para selección de consultores individuales, o se publicarán avisos en la prensa local e internacional según corresponda, o en el portal del UNDB a fin de obtener antecedentes de consultores calificados.
- c. **Contrataciones directas.** Los gastos menores a US\$500, individualmente, y que en bloque no superen los \$5000 podrán ser contratados directamente en aras de la eficiencia y celeridad en la ejecución. Estas contrataciones deberán ser aprobadas por el Jefe de Equipo en el Plan de Adquisiciones y la modalidad de supervisión será *ex-ante*.

- d. **Planificación de las adquisiciones**⁴. El PEVD publicará el Plan de Adquisiciones en el Sistema de Ejecución de Planes de Adquisiciones (SEPA) y lo actualizará por lo menos anualmente o conforme se requiera para reflejar las necesidades reales de ejecución del proyecto y el progreso alcanzado.
- e. **Adquisiciones Anticipadas/Financiamiento Retroactivo.** Se aplicará de la manera en que se establezca en el contrato de préstamo.
- f. **Preferencia Nacional.** Para la ejecución de esta operación no se considerara la inclusión de preferencia nacional en los procesos de adquisición de bienes previstos.
- g. **Términos de Referencia y Especificaciones Técnicas.** La revisión de los términos de referencia para la contratación de servicios de consultoría y de las especificaciones técnicas para la contratación de obras, bienes y servicios distintos a consultoría es responsabilidad del especialista sectorial del Programa.

5.2 Tabla de montos límite (miles US\$).

Obras			Bienes y Servicios Diferentes a Consultoría			Consultoría	
Licitación Pública Internacional	Licitación Pública Nacional	Comparación de Precios	Licitación Pública Internacional	Licitación Pública Nacional	Comparación de Precios	Publicidad Internacional Consultoría	Lista Corta 100% Nacional
Mayor que US\$3.000	Menor o igual que US\$3.000	Menor que US\$250	Mayor que US\$250	Menor o igual que US\$250	Menor o igual que US\$50	Mayor que US\$200	Menor o igual que US\$200

5.3 Adquisiciones principales. Las adquisiciones principales previstas en esta operación se detallan a continuación:

Actividad	Tipo de Licitación	Fecha Estimada	Monto Estimado (miles US\$)
Bienes			
Suministro, instalación y puesta en marcha de 3 sistemas de generación renovable en sistemas híbridos (300 KW)	LPI	Q1 - '14	\$1,300
Suministro, instalación y puesta en marcha de 50 sistemas fotovoltaicos en postas de salud.	LPI	Q1 - '14	\$500
Suministro, instalación y puesta en marcha de 300 sistemas fotovoltaicos en escuelas rurales.	LPI	Q1 - '14	\$1,500
Suministro y distribución de 300 sistemas fotovoltaicos de pico lámparas.	LPI	Q1 - '14	\$300
Suministro e instalación de 300 sistemas termo solares.	LPI	Q1 - '14	\$750
Consultoría			
8 estudios de diseño fino para habilitar sistemas aislados.	SCC	Q1 - '14	\$200

⁴ Ver [IDBDOCS 37877810](#), Plan de Adquisiciones para los primeros 18 meses de ejecución.

17 consultorías individuales para fortalecer a la UE (gestión de adquisiciones, supervisión, monitoreo, entre otros).	CCIN	Q1 - '14	\$400
1 consultoría individual, evaluación socioeconómica del Programa,	CCIN	Q3 - '17	\$30
Varios Facilitadores para talleres de difusión de eficiencia energética y electrificación rural.	CCIN	Q1 - '14	\$40

*Para acceder al plan de adquisiciones de los 18 primeros meses, haga clic [aquí](#).

5.4 Supervisión de Adquisiciones. El establecimiento de los umbrales para revisión posterior se determina con base en la capacidad fiduciaria del OE, la complejidad de las adquisiciones, y/o factores externos que pueden afectar la ejecución de las adquisiciones en tiempo y forma. Dada la capacidad de gestión fiduciaria de adquisiciones del PEVD, calificado como MEDIO, inicialmente el proyecto se ejecutará aplicando la modalidad de revisión ex ante, el Banco podrá determinar la aplicación de la modalidad de supervisión ex post con base en el desempeño del PEVD para la gestión de las adquisiciones. Por lo anterior, se llevarán a cabo visitas semestrales de supervisión de adquisiciones, con el objetivo de actualizar el nivel de riesgo fiduciario y de monitorear el avance de los contratos.

Límite para Revisión Ex-Post			
Obras	Bienes y Servicios Diferentes a Consultoría	Servicios de Consultoría Firmas Lista Corta puede ser 100% Nacional	Servicios de Consultoría Individuos
No aplica.	Ninguno	Ninguno	Ninguno
Las adquisiciones contratadas de forma directa serán revisadas de forma ex ante, sin excepción.			

5.5 Gastos Recurrentes. Son aquellos gastos operativos y de mantenimiento requeridos para poner en funcionamiento el Programa durante su vida útil y cubren, entre otros, lo referente a: alquiler comunicación radial o escrita, traducciones, cargos bancarios, artículos básicos de oficina, fotocopias, correos, combustible; los que serían financiados por el proyecto dentro del presupuesto anual aprobado por el Banco y han sido incluidos en el Presupuesto del Programa. Los gastos recurrentes podrán ser contratados siguiendo los procedimientos administrativos del Organismo Ejecutor siempre que sean sustancialmente análogos a los procedimientos del Banco y se cumplan los principios de adquisiciones que disponen las Políticas de Adquisiciones. El OE presentará al Banco reportes de este tipo de gastos de forma trimestral.

5.6 Registros y Archivos. El PEVD será responsable de establecer los documentos de soporte, procedimientos y controles necesarios para la ejecución del programa, así como el resguardo de los mismos conforme a lo establecido en el contrato de préstamo y a las leyes locales.

VI. Gestión Financiera

6.1. Programación y presupuesto. El VMEEA, a través de la Dirección General de Asuntos Administrativos del MHE realizará la programación con base en la ejecución de actividades y obras programadas aprobadas en común acuerdo con el Banco. Para ello, debe asegurar la

inscripción presupuestaria necesaria de forma anual siguiendo los lineamientos dados por el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

- 6.2. Contabilidad y Sistemas de Información.** Como base principal del registro de los fondos se utilizará el SIGMA. Este sistema integra en un único registro en sus diferentes momentos contables; Registro Presupuestario (Ejecución del presupuesto), Registro Patrimonial (Afectan activos, pasivos, patrimonio y resultados) y Registro de tesorería (Transferencia de Efectivo). El método contable será sobre la base de devengado y utiliza las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) y la Normas Gubernamentales en forma paralela debido a que la ejecución deberá ser a través del sistema SIGMA regido por éstas últimas. Para presentar los estados financieros del Programa sobre la base del efectivo se utilizará adicionalmente el sistema SIAP-BID.
- 6.3. Desembolsos y flujo de caja.** La modalidad de los desembolsos será la de “anticipos” principalmente, sin obviar cualquier otro mecanismo que el Banco pueda utilizar para efectuar pagos o reembolsos de gastos. Los desembolsos bajo la modalidad de anticipos se realizarán sobre la base de las necesidades de liquidez, sustentadas en una programación financiera para un período no mayor de seis meses. Para solicitar nuevos anticipos será necesario que sea justificado al menos el 80% del anticipo anterior. La revisión de los gastos efectuados con los recursos del anticipo de fondo se realizará de manera ex post.
- 6.4. Administración de los fondos del financiamiento.** Los recursos desembolsados al proyecto serán depositados en una cuenta designada independiente en la Cuenta Única del Tesoro, debiendo el Ejecutor aperturar una Libreta específica en la moneda de la operación; En adición, se debe aperturar otra Libreta en moneda local para la realización de los pagos a proveedores y contratistas del Programa.
- 6.5. Control Interno y auditoría interna.** Se coordinará con la Unidad de Auditoría Interna (UAI) del MHE para que contemple dentro de su plan anual de trabajo un alcance para la evaluación del sistema de control interno del Programa.
- 6.6. Control Externo e informes.** Anualmente se realizará una auditoría externa, la cual será financiada con recursos de la Contribución, aplicando las políticas del Banco definidas para el efecto. Como parte del alcance de las auditorías del Programa, previo acuerdo entre el Banco y el Ejecutor se podrán encaminar revisiones periódicas ex – post fiduciarias, de adquisiciones y gestión financiera, cuyos resultados formarán parte de las auditorías del Programa.
- 6.7. Plan de supervisión financiera.** La supervisión de los gastos se realizará de manera ex post. No obstante, como mínimo se contemplará en el plan de supervisión anual, en base al riesgo asociado a la operación, la realización de visitas periódicas a cargo de la firma auditora contratada por el Ejecutor.

VII. Mecanismos de Ejecución.

- 7.1** Para atender las operaciones fiduciarias del proyecto el PEVD dispondrá de su personal fiduciario. El esquema de Ejecución se encuentra descrito en el POD.