

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

## **BOLIVIA**

### **PROGRAMA DE EXPANSIÓN DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA**

**(BO-L1190)**

#### **PROPUESTA DE PRÉSTAMO**

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Sergio Ballón, Jefe de Equipo (ENE/CBO); Arturo Alarcón, Jefe Alternativo de Equipo (ENE/CBR); Emilio Sawada (ENE/CUR); Virginia Snyder, Wilkferg Vanegas, Juan Cardenas, Stephanie Suber, Cecilia Seminario y Raul Jimenez (INE/ENE); Veronica Tejerina (SCL/GDI); Claudio Alatorre (CSD/CCS); Shirley Foronda y Patricia Toriz (FMP/CBO); Javier Jimenez (LEG/SGO); Robert Langstroth (VPS/ESG); María Castro (VPS/ESG); y Adriana Inchauste (CAN/CBO).

De conformidad con la Política de Acceso a Información el presente documento se divulga al público de forma simultánea a su distribución al Directorio Ejecutivo del Banco. El presente documento no ha sido aprobado por el Directorio. Si el Directorio lo aprueba con modificaciones, se pondrá a disposición del público una versión revisada que sustituirá y reemplazará la versión original.

## ÍNDICE

<b>RESUMEN DEL PROYECTO .....</b>	<b>1</b>
<b>I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS.....</b>	<b>2</b>
A. Antecedentes, Problemática y Justificación .....	2
B. Objetivos, Componentes y Costo.....	10
C. Indicadores Clave de Resultados .....	12
<b>II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS .....</b>	<b>13</b>
A. Instrumentos de Financiamiento .....	13
B. Viabilidad y Sostenibilidad .....	13
C. Riesgos Ambientales y Sociales .....	15
D. Riesgos Fiduciarios .....	15
E. Otros Riesgos del Proyecto .....	16
<b>III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN.....</b>	<b>16</b>
A. Resumen de los Arreglos de Implementación.....	16
B. Resumen de los Arreglos para el Seguimiento de Resultados.....	18

ANEXOS	
Anexo I	Matriz de Efectividad en el Desarrollo (DEM) - Resumen
Anexo II	Matriz de Resultados
Anexo III	Acuerdos y Requisitos Fiduciarios

ENLACES ELECTRÓNICOS	
<b>REQUERIDOS</b>	
1.	<a href="#">Plan de Ejecución Plurianual (PEP)</a> y <a href="#">Plan Operativo Anual (POA)</a>
2.	<a href="#">Plan de Monitoreo y Evaluación</a>
3.	<a href="#">Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS)</a>
4.	<a href="#">Plan de Adquisiciones (PA)</a>
<b>OPCIONALES</b>	
1.	<a href="#">Evaluación Económica del Componente 1</a>
2.	<a href="#">Evaluación Económica del Componente 2</a>
3.	<a href="#">Análisis Técnico del Componente 1–Análisis de Alternativas</a>
4.	<a href="#">Análisis Técnico del Componente 1–Ingeniería Básica LT Los Troncos-San Ignacio</a>
5.	<a href="#">Análisis Técnico del Componente 2</a>
6.	<a href="#">Filtro de Política de Salvaguardias (SPF)</a> y <a href="#">Formulario de Evaluación de Salvaguardia para la Clasificación de Proyectos (SSF)</a>
7.	<a href="#">Análisis de cumplimiento de la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (GN-2716-6)</a>
8.	<a href="#">Análisis de Inclusión de Género en el Sector Eléctrico Boliviano</a>
9.	<a href="#">Reglamento Operativo del Programa (ROP) – Componente 1</a>
10.	<a href="#">Reglamento Operativo del Programa (ROP) – Componente 2</a>

ABREVIATURAS	
AE	Autoridad de Control Social de Electricidad
AP	Alumbrado Público
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CC	Cambio Climático
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
CRE	Cooperativa Rural de Electrificación
CRF	Marco de Resultados Corporativos
CT	Cooperación Técnica
DE	Decreto Supremo
EE	Eficiencia Energética
IAS	Estudio de Impacto Ambiental y Social
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad
ER	Energía Renovable
ERNC	Energía Renovable No Convencional
GAM	Gobiernos Autónomos Municipales
GdB	Gobierno de Bolivia
GN	Gas Natural
GWh	<i>Giga Watt hour</i>
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
INE	Instituto Nacional de Estadística
kW	<i>Kilo Watts</i>
L	Litros
LED	<i>Light-Emitting Diode</i>
LT	Línea de Transmisión
m.s.n.m.	Metros Sobre el Nivel del Mar
MEN	Ministerio de Energías
MW	<i>Mega Watt</i>
OE	Organismo Ejecutor
OPC	<i>Operations Policy Committee</i>
PA	Plan de Adquisiciones
PDES	Plan Nacional de Desarrollo Económico y Social 2016-2020
PEVD	Programa de Electricidad para Vivir con Dignidad
PGAS	Plan de Gestión Ambiental y Social
Programa P	Programa de Paternidad Activa
ROP	Reglamento Operativo del Programa
SA	Sistemas Aislados
SE	Subestación Eléctrica
SECI	Sistema de Evaluación de Capacidad Institucional
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SPF	Filtro de Política de Salvaguardas
SSF	Formulario de Clasificación de Proyectos
TIOC	Territorios Indígenas Originarios Campesinos
ton	Tonelada
UE	Unidad Ejecutora
VMEEA	Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas

**RESUMEN DEL PROYECTO**  
**BOLIVIA**  
**PROGRAMA DE EXPANSIÓN DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA**  
**(BO-L1190)**

Términos y Condiciones Financieras			
Prestatario:	Fuente	Monto (US\$)	%
Estado Plurinacional de Bolivia	BID (CO Regular):	66.300.000	85
	BID (CO Concesional):	11.700.000	15
Organismo Ejecutor (OE):	Total:	78.000.000	100
Ministerio de Energías (MEN), mediante el Programa de Electricidad para Vivir con Dignidad (PEVD); y Empresa Nacional de Electricidad (ENDE)			
	CO Regular (FFF) <sup>(a)</sup>	CO Concesional	
Plazo de amortización:	24 años	40 años	
Periodo de desembolso:	5 años		
Periodo de gracia:	6,5 años	40 años	
Tasa de interés:	Basada en LIBOR	0,25%	
Vida Promedio Ponderada (VPP):	15,25 años	N/A	
Moneda de aprobación:	Dólares de los Estados Unidos de América		
Esquema del Proyecto			
<b>Objetivo del proyecto/descripción:</b> El objetivo de esta operación es apoyar la sostenibilidad de la matriz energética de Bolivia para promover la reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> , mediante el desarrollo de infraestructura eléctrica que permita la integración de los Sistemas Aislados (SA) al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la promoción del uso eficiente de la electricidad. Los objetivos específicos del programa son: (i) reducir el consumo de diésel en el SA de San Ignacio de Velasco mediante su interconexión al SIN; y (ii) reducir el consumo de energía eléctrica en los sistemas de Alumbrado Público (AP) de los Municipios de Oruro y Potosí mediante la implementación de medidas de Eficiencia Energética (EE).			
<b>Condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso del financiamiento para cada componente:</b> (i) que cada OE haya designado el Coordinador respectivo para la ejecución de las actividades del programa en el componente a su cargo (¶3.4); y (ii) que cada OE haya aprobado y haya entrado en vigencia el respectivo Reglamento Operativo del Programa ( <a href="#">ROP Componente 1</a> ) y ( <a href="#">ROP Componente 2</a> ), de los cuales forman parte los Planes de Gestión Ambiental y Social (PGAS) de cada componente, en los términos previamente acordados con el Banco (¶3.9).			
<b>Condiciones contractuales especiales de ejecución:</b> (i) que previamente a la adjudicación de las licitaciones de bienes y servicios para el reemplazo de las luminarias en los municipios beneficiarios, el PEVD haya presentado evidencia de la suscripción y entrada en vigencia de un convenio inter-gubernativo, entre el MEN y los Gobiernos Autónomos Municipales (GAM) correspondiente, que establezca las responsabilidades de cada una de las partes en la ejecución del programa, incluyendo el mantenimiento de las obras y equipos así como lo procedimientos de disposición final de los residuos (¶3.5); y (ii) ver otras condiciones en el Anexo B del <a href="#">Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS)</a> .			
<b>Excepciones a las políticas del Banco:</b> Ninguna.			
Alineación Estratégica			
Desafíos <sup>(c)</sup> :	SI <input checked="" type="checkbox"/>	PI <input checked="" type="checkbox"/>	EI <input type="checkbox"/>
Temas Transversales <sup>(d)</sup> :	GD <input checked="" type="checkbox"/>	CC <input checked="" type="checkbox"/>	IC <input type="checkbox"/>

<sup>(a)</sup> Bajo los términos de la Facilidad de Financiamiento Flexible (FN-655-1), el Prestatario tiene la opción de solicitar modificaciones en el cronograma de amortización, así como conversiones de moneda y de tasa de interés. En la consideración de dichas solicitudes, el Banco tomará en cuenta aspectos operacionales, de manejo de riesgos, las condiciones prevalecientes de mercado, así como el nivel de concesionalidad del Préstamo, de acuerdo con las políticas aplicables y vigentes del Banco en la materia.

<sup>(b)</sup> La comisión de crédito y la comisión de inspección y vigilancia serán establecidas periódicamente por el Directorio Ejecutivo como parte de su revisión de los cargos financieros del Banco, de conformidad con las políticas correspondientes.

<sup>(c)</sup> SI (Inclusión Social e Igualdad); PI (Productividad e Innovación); y EI (Integración Económica).

<sup>(d)</sup> GD (Igualdad de Género y Diversidad); CC (Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental); y IC (Capacidad Institucional y Estado de Derecho).

## I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS

### A. Antecedentes, Problemática y Justificación

- 1.1 **El sector eléctrico boliviano.** El sistema eléctrico está compuesto por el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los Sistemas Aislados (SA). El SIN tiene más de 6.800 km de Líneas de Transmisión (LT) que permiten dar servicio a más de 2,2 millones de clientes. Por otro lado, existen 15 SA no conectados al SIN, que permiten dar servicio a 151.000 clientes. Los SA se encuentran en los departamentos de Santa Cruz, Beni, Pando y Tarija, siendo los principales: Bermejo, Cobija, Guayaramerín, Riberalta, San Matías, Concepción, Camiri, Roboré, San Ignacio de Velasco y Asunción de Guarayos.
- 1.2 La cobertura eléctrica a nivel nacional, a través del SIN y los SA, se estima que es del 91% y en las áreas rurales del 77%<sup>1</sup>; lo cual representa que, de los 11,3 millones de habitantes, cerca de 1,2 millones no cuentan con acceso al servicio eléctrico. El Banco viene apoyando activamente desde el 2010 los programas de electrificación rural, a través de operaciones préstamo y donación (¶1.27).
- 1.3 A diciembre de 2016 la capacidad instalada de generación fue de 2.162 *Mega Watts* (MW) (91,6% SIN y 9,4% SA) y la producción fue de 9.403,3 *Giga Watts hour* (GWh); de ésta, el 20% se generó mediante fuentes de Energía Renovables (ER)<sup>2</sup>, y 80% a través de combustibles fósiles<sup>3</sup>. Del total de la energía térmica generada en el SIN, el 97,7% fue a base de Gas Natural (GN), 1,4% diésel y 0,9% biomasa. En los SA, el 80,59% se generó a partir de diésel, 17% biomasa, 0,89% fotovoltaica y 0,66% hidroeléctrica. En los SA, el consumo de diésel alcanzó 45 millones de Litros (L) y 5.085 millones de pies cúbicos de GN. El diésel para generación en los SA es importado, representando un costo al país de más US\$57 millones<sup>4</sup>.
- 1.4 Entre 2010 y 2016 la demanda de energía eléctrica<sup>5</sup> creció a un ritmo promedio de 6% anual en el SIN y los SA. Se estima que para el año 2025, la demanda total de energía del país alcance 20.000 GWh<sup>6</sup>. Las proyecciones de crecimiento de la demanda a nivel nacional plantean la necesidad de implementar medidas que promuevan el uso más eficiente de la energía, así como la necesidad de expansión de la capacidad de generación. En el caso específico de los SA es también necesario planificar la expansión de la capacidad de generación, y/o analizar alternativas para su interconexión al SIN, a través de la ampliación del sistema de transmisión.

---

<sup>1</sup> Fuente: Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA).

<sup>2</sup> Anuario Estadístico (2016). Autoridad de Control Social de Electricidad (AE).

<sup>3</sup> Fuente: AE.

<sup>4</sup> El diésel usado para la generación en los SA es subsidiado y se entrega a un precio de US\$0.15/L, mientras que el costo de importación es de aproximadamente US\$1,27/L. En 2016, el valor de los subsidios al diésel alcanzó más de US\$50,1 millones.

<sup>5</sup> El sector residencial presentó el mayor consumo de electricidad en el SIN con el 42%, seguido del industrial (25%), general (21%), AP (6%), minería (4%) y otros (2%).

<sup>6</sup> *The Energy Path of Latin America and the Caribbean* (2018). BID.

- 1.5 Las emisiones de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) del país alcanzaron 22 millones de Toneladas (ton)<sup>7</sup>. El sector eléctrico contribuyó con 4,2 millones de ton<sup>8</sup> (20%), de las cuales 92% se originaron en el SIN y 8% en los SA.
- 1.6 **El SA de San Ignacio de Velasco.** Este SA se encuentra en el departamento de Santa Cruz. La capacidad instalada de generación es de 8,2 MW (10,6% de la capacidad total instalada en los SA), con una generación de 23,4 GWh/año, y una tasa anual de crecimiento promedio de 6,4%; el número de clientes es 10.720<sup>9</sup>. El consumo de diésel para la generación eléctrica fue de 5,62 millones de L<sup>10</sup> y sus emisiones de CO<sub>2</sub> son 16.450 ton anuales. La proyección de demanda de este SA muestra que de no interconectarse al SIN el consumo de diésel se duplicaría para 2021. La generación y distribución de electricidad está a cargo de la Cooperativa Rural de Electrificación (CRE). La tarifa promedio de electricidad es de 9,94 c\$/kWh<sup>11</sup>.
- 1.7 **Eficiencia Energética (EE).** En 2008 se creó el Programa Nacional de EE (DS 29466); se encargó al ex Ministerio de Hidrocarburos y Energías (hoy Ministerio de Energías - MEN) su implementación y establecimiento de proyectos y acciones para el uso eficiente de la energía. En este marco, se desarrollaron programas de EE de sustitución de nueve millones de lámparas incandescentes con lámparas fluorescentes compactas, en 1,3 millones de hogares, reduciendo el consumo en 200 GWh<sup>12</sup>, y la demanda pico en 100 MW entre 2008 y 2011 en el sector residencial<sup>13</sup>. No obstante, estas fueron acciones puntuales y no se replicaron dada la inexistencia de un marco normativo e incentivos que fomentara su sostenibilidad. Actualmente, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) apoya al MEN en la preparación de una política de EE<sup>14</sup>.
- 1.8 El Alumbrado Público (AP) de avenidas, calles y parques representa el 6% de la demanda total de electricidad. El AP constituye un aspecto clave en la seguridad ciudadana, la movilidad urbana y la dinamización del comercio en las ciudades. El AP es operado y mantenido por los Gobiernos Autónomos Municipales (GAM) con recursos propios. El consumo de energía del AP es cubierto por un cargo incluido en la facturación de electricidad de los clientes<sup>15</sup>. El sistema actual de AP emplea luminarias antiguas, principalmente de vapor de sodio de alta presión, las que comparadas con tecnologías más modernas como las *Light-Emitting Diode* (LED), consumen un 50% más de energía, tienen mayor costo de mantenimiento (hasta 50%), y poseen una vida útil más corta. La implementación de medidas de

<sup>7</sup> Anuario de Estadísticas Energéticas (2017). Organización Latinoamericana de Energía.

<sup>8</sup> Fuente para la conversión de unidades: [US Energy Information Administration](#).

<sup>9</sup> CRE y AE.

<sup>10</sup> El precio subsidiado del diésel para generación en los SA es de US\$1,13/L. Para el SA San Ignacio de Velasco el estado erogó US\$2,2 millones (2016); de no conectarse al SIN este valor se duplicaría para 2021. Ver [Evaluación Económica del Componente 1](#).

<sup>11</sup> Anuario Estadístico (2016). AE.

<sup>12</sup> Representa aproximadamente 80.000 ton de emisiones de CO<sub>2</sub>.

<sup>13</sup> Situación y Perspectivas de la EE en América Latina y el Caribe (2009). CEPAL-OLADE-GTZ.

<sup>14</sup> Con recursos de Cooperación Técnica (CT) no reembolsable (ATN/OC-16595-BO) de apoyo a la preparación de la operación Programa de Fortalecimiento del Sector Eléctrico (BO-L1189). Esta operación considera la formulación de una Política Nacional de EE y una estrategia para su implementación. De igual manera, el Instituto Boliviano de Normalización y Calidad, se encuentra actualmente desarrollando las normas de AP.

<sup>15</sup> Según el Reglamento de Servicio Público de Suministro de Electricidad las empresas distribuidoras deben incluir las tasas de consumo de energía por AP en sus facturas separada del importe total del consumo de electricidad. Cuando el balance neto entre el costo del servicio y lo recaudado ha sido negativo, el déficit debe ser cubierto por los GAM.

EE en el AP ofrece una oportunidad para reducir el consumo de energía y su gasto asociado.

1.9 En 2017 el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA) con el apoyo de Ministerio de Economía y Finanzas, realizó un análisis para determinar el potencial de endeudamiento en municipios del país para impulsar proyectos de EE en AP. Producto de este análisis se determinó que los municipios de Oruro y Potosí tienen capacidad para financiar proyectos de EE:

- a. **Oruro.** Tiene una población de 264.943 habitantes<sup>16</sup>. El suministro eléctrico proviene del SIN. El gasto municipal en energía eléctrica alcanza US\$4,8 millones anuales. El AP representa el 85% de este monto, seguido por el bombeo de agua potable (5%), las unidades educativas (3%), centros de salud (2%) y otras infraestructuras como mercados, semáforos, despachos, secretarías municipales (5%). Oruro tiene 30.839 lámparas de AP con una carga de 5.670 kW y un consumo aproximado de 2.041 MWh/mes. El promedio de horas de operación es de 12 horas al día. Las luminarias existentes son principalmente de vapor de sodio de alta presión. El costo de la energía consumida más la operación y mantenimiento del sistema de AP de Oruro fue de US\$4,1 millones (2016); lo recaudado en concepto de tasa de AP fue de US\$1,7 millones (41%), generando un déficit de US\$2,4 millones<sup>17</sup>.
- b. **Potosí.** Es la capital del departamento de Potosí y cuenta con una población aproximada de 190.000 habitantes<sup>18</sup>. El suministro eléctrico proviene del SIN. El gasto municipal en energía eléctrica por concepto de AP alcanza US\$1,9 millones anuales. Potosí tiene 12.103 lámparas de AP con una carga de 1.881.7 kW. Las luminarias existentes son principalmente de sistemas de vapor de sodio de alta presión.

1.10 **Marco institucional del sector eléctrico.** Los actores más relevantes del sector son: (i) el MEN<sup>19</sup>, órgano que dicta las políticas del sector; (ii) la Autoridad de Control Social de Electricidad (AE), órgano descentralizado regulador del sector; (iii) el VMEEA, ente normativo, y responsable de establecer lineamientos para incrementar la cobertura de electricidad y promover programas de EE, a través de un brazo operativo denominado Programa de Electricidad para Vivir con Dignidad (PEVD)<sup>20</sup>; (iv) el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) encargado de la planificación y operación del SIN; y (v) la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE)<sup>21</sup>, empresa pública con patrimonio y capital propio, con potestad de participar en los segmentos de generación, transmisión, distribución y en los SA

---

<sup>16</sup> Censo Nacional de Población y Vivienda 2012.

<sup>17</sup> Evaluación Técnica del Componente 2 del programa.

<sup>18</sup> Censo Nacional de Población y Vivienda 2012.

<sup>19</sup> MEN fue creado mediante Decreto Supremo (DS) N°3058 de 22 de enero de 2017.

<sup>20</sup> Creado el 9 de julio de 2008 mediante DS N°29635.

<sup>21</sup> ENDE fue una empresa pública desde su fundación (1963) hasta mediados de los noventa en que fue dividida en tres empresas (generación, transmisión y distribución), y capitalizada por empresas privadas. A partir de 2006, y como consecuencia de la reforma constitucional del 2009, el Gobierno de Bolivia (GdB) decidió fortalecer la presencia del estado en el sector; en ese año ENDE fue declarada empresa pública estratégica; entre 2009 y 2012 ENDE recuperó la propiedad de las empresas que previamente habían sido de ENDE y capitalizadas en los noventa.



a través de sus once filiales<sup>22</sup>. En la generación y distribución también participan empresas privadas, cooperativas y empresas mixtas.

- 1.11 En cuanto a la estructura del sector eléctrico, la Ley No 1604 establece la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución, que están a cargo de empresas privadas, empresas mixtas y de ENDE. El CNDC es responsable de la coordinación operativa del 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.
- 1.12 **Tarifas.** En el SIN las generadoras despachan con base en el costo marginal en forma competitiva, percibiendo cargos por potencia, reserva y energía. Las empresas de transmisión reciben un peaje que cubre sus costos de inversión, operación y mantenimiento, más un margen regulado de utilidad. Las tarifas de distribución para cada área de concesión (zonas urbanas y rurales) son fijadas por la AE cada cuatro años de acuerdo al Reglamento de Precios y Tarifas (Decreto Supremo, D.S. 26094), y cubren los costos de inversión, operación y mantenimiento, con el derecho de obtener un nivel de utilidad. En 2016, el precio promedio a nivel nacional fue 9,58 c\$/kWh. Existe la Tarifa Dignidad, que provee 25% de descuento a usuarios de bajo consumo (70 kWh), y que se financia a través de subsidios cruzados en el sector (no requiere de transferencias externas).
- 1.13 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 forma similar a lo establecido para las empresas de distribución (cubren todos los costos del SA). En los SA las principales empresas generadoras y distribuidoras que operan son ENDE a través de su filial en Cobija, la CRE que opera en el área rural del departamento de Santa Cruz, la Cooperativa Eléctrica Riberalta que opera en Riberalta y Cooperativa de Servicios Eléctricos de Guayaramerín en Guayaramerín, la Empresa Servicios Eléctricos de Tarija que opera en Bermejo y Entre Ríos del departamento de Tarija y ENDE Guaracachi S.A. opera en San Matías en el Departamento de Santa Cruz. En los SA existe un subsidio al diésel para generación, el cual es entregado por el gobierno a un precio menor a su precio de mercado<sup>10</sup>. La diferencia entre el precio de compra y el precio de entrega es cubierta por el estado.
- 1.14 **Los principales retos del sector eléctrico.** Los principales desafíos son: (i) el suministro universal, seguro, confiable y sostenible de electricidad para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica; (ii) la interconexión de los SA al SIN para mejorar la confiabilidad y sostenibilidad del servicio y reducir su dependencia en los combustibles fósiles en la generación eléctrica y las emisiones de CO<sub>2</sub>;

---

<sup>22</sup> Generación: ENDE Andina, ENDE Corani, ENDE Valle Hermoso, ENDE Guaracachi, Rio Eléctrico. Transmisión: ENDE Transmisión. Distribución: Delapaz, ELFEC, ENDE del Beni, ENDE de Oruro, ENDE Servicios y Construcciones.

(iii) la diversificación sostenible de la matriz eléctrica; y (iv) la reducción del consumo de energía eléctrica mediante la implementación de medidas de EE.

- 1.15 **Propuesta de intervención.** El Estado Plurinacional de Bolivia solicitó al BID financiamiento para un programa que contemple: (i) la interconexión del SA de San Ignacio de Velasco al SIN a través de una LT<sup>23</sup>, para: (a) reducir el consumo de diésel en la generación eléctrica en dicho SA y las emisiones de CO<sub>2</sub>, (b) facilitar la futura interconexión del SA de San Matías al SIN, a partir de esta línea; y (c) permitir la futura ampliación de cobertura por extensión de redes de distribución a partir de este SA; y (ii) la implementación de medidas de EE en AP mediante el reemplazo de luminarias convencionales de AP por luminarias eficientes tipo LED, especialmente en los municipios de Oruro y Potosí, lo que permitirá reducir el consumo de electricidad en el AP.
- 1.16 Adicionalmente, las inversiones en AP en Oruro y Potosí se complementarán con la implementación del Programa de Paternidad Activa (Programa P) que buscará reducir la violencia intrafamiliar contra las mujeres y niñas (§1.18).
- 1.17 **Efectividad de la propuesta de intervención.** Las inversiones en los sistemas eléctricos generan impactos positivos sustanciales sobre el desempeño económico y la calidad de vida de la población: (i) la interconexión de sistemas aislados resulta ser costo-efectiva con respecto a los costos de instalación de nuevas centrales de generación en zonas remotas, ya que generan beneficios por reducción en la necesidad de nueva capacidad de generación, en muchos casos a partir de combustibles fósiles, y por consiguiente de emisiones de CO<sub>2</sub><sup>24;25</sup>. La interconexión de sistemas eléctricos también genera beneficios por reducción en los costos de operación y de combustible para la generación eléctrica, así como los costos de mejoras en los sistemas de transmisión<sup>26</sup>; y (ii) los proyectos de mejora de la EE en AP a través del recambio de luminarias por más eficientes son financieramente rentables con un repago de tres a siete años a partir de los ahorros en el gasto de electricidad<sup>27</sup>.
- 1.18 **Género.** Un programa de mejora de AP tiene grandes beneficios para la comunidad, pero especialmente para mujeres y niñas al brindar espacios más seguros frente a la violencia sexual o física de la que pueden ser objeto<sup>28</sup>. Bolivia tiene un índice muy alto de violencia física o sexual contra las mujeres con un 50,3% de mujeres de 15 años o más que han sufrido violencia física y

<sup>23</sup> Este SA fue seleccionado por su tamaño y cercanía al SIN, lo que hace viable su interconexión.

<sup>24</sup> *Economic Evaluation of Transmission Interconnection in a Restructured Market (2004). California Energy Commission.*

<sup>25</sup> La interconexión de SA al SIN ha logrado la reducción de generación termoeléctrica en los SA, principalmente basada en diésel (factor de emisiones 953 gCO<sub>2</sub>/kWh), sustituyéndola por generación del SIN, basada en GN y ER, con un menor factor de emisiones (414 grCO<sub>2</sub>/kWh). La generación en los SA se ha reducido de un pico de 850 GWh/año, en 2009, a 650 GWh/año en 2016. Como ejemplo, la interconexión del SA de Trinidad-Moxos en 2010 logró la reducción de 50 GWh/año de generación térmica (diésel), con un estimado de 30.000 ton/año de CO<sub>2</sub> reducidas. De la misma manera, la interconexión de los SA La Tablada, Yacuiba y Villamontes (departamento de Tarija), en 2014, redujo 35 GWh/Año de generación termoeléctrica, reduciendo 19.000 CO<sub>2</sub>ton/año en emisiones.

<sup>26</sup> *Multi-dimensional. Issues in International Electric Power Grid Interconnections (2005). United Nations.*

<sup>27</sup> EE en Alumbrado Público. Nota Técnica (2017). BID.

<sup>28</sup> El AP aumenta el sentido de comunidad y proporciona tranquilidad para estar en espacios públicos en particular a las mujeres. Atkins, Stephen; Husain, Sohail; and Storey, Angele. *The Influence of Street Lighting on Crime and Fear of Crime.*

34% violencia sexual por parte de sus parejas<sup>29</sup>. En Potosí el 57,8 % de las mujeres han sufrido violencia sexual y el 77,6% violencia física por parte de sus parejas alguna vez en sus vidas y, en Oruro el 29,7% y 54,5% respectivamente. En el ámbito público 22,9% de mujeres sufrieron violencia física y 32,1% violencia sexual. La violencia y el miedo a la violencia reducen la libertad de movimiento de las mujeres y por ende reducen su acceso a educación, trabajo, recreación y servicios esenciales<sup>30</sup>. Las acciones de género propuestas para el proyecto consideran tanto al espacio público como al privado para trabajar el tema de la seguridad y violencia. En el espacio público al contribuir a disminuir factores de riesgo de la violencia por el AP y, a nivel del espacio privado al promover relaciones equitativas en el hogar y la prevención de la violencia hacia las mujeres y las niñas. Esta actividad se llevará a cabo mediante la ejecución del Programa P con las familias de los trabajadores que serán empleados para el Componente 2 de este programa. El Programa P<sup>31</sup> es socioeducativo dirigido a padres y madres que buscan fortalecer sus competencias de crianza y así favorecer relaciones positivas y de cercanía entre ellos y sus hijas/os. El mismo promueve la participación activa de los hombres en el cuidado de sus hijas/os y en las tareas domésticas, así como las relaciones equitativas en el hogar y la prevención de la violencia hacia mujeres, niñas/os. El Programa P considera a los hombres padres como aliados o aliados potenciales en la equidad de género. Se realizarán de sensibilización dirigidos a padres y madres para mejorar el trato y cuidado de sus hijos e hijas y en las tareas domésticas, así como las relaciones equitativas en el hogar y la prevención de la violencia hacia mujeres, niños y niñas. En 2016 este programa fue implementado en la ciudad El Alto como piloto por el Departamento de *Gender and Diversity* del BID y, ahora con el acuerdo de los Municipios de Potosí y Oruro se ha decidido ejecutar esta capacitación con 500 familias de los trabajadores<sup>32</sup>.

- 1.19 **Beneficiarios.** La LT Los Troncos – San Ignacio beneficiará aproximadamente 80.000<sup>33</sup> habitantes del área de influencia del SA de San Ignacio de Velasco, al proveerles con un servicio de energía eléctrica ambientalmente más sostenible y con menores emisiones de CO<sub>2</sub> a nivel local.
- 1.20 Las inversiones en AP beneficiarán a los 264.943 habitantes de Oruro y 190.000 de Potosí al ofrecerles una mejor calidad de iluminación en los espacios públicos y menores emisiones de CO<sub>2</sub> por menor consumo de electricidad en AP. Las inversiones en nuevas luminarias más eficientes también beneficiarán a los GAM al requerir un menor costo de mantenimiento y operación (¶1.9).

<sup>29</sup> Encuesta Violencia Contra Las Mujeres (2016). Instituto Nacional de Estadística (INE) de Bolivia. *Violence Women in Latin America and the Caribbean: A Comparative Analysis of Population-based Data from 12 Countries (2012)*. Pan-American Health Organization.

<sup>30</sup> La participación en actividades físicas puede ayudar a desarrollar habilidades para la vida, confianza y conciencia corporal y crea redes sociales con impacto positivo en la vida de las niñas. La participación de niñas y mujeres en deportes cambia positivamente las normas de género y ayudan a su convivencia en lugares públicos. *Empowering Girls and Women through Sport and Physical Activity. Women Win.*

<sup>31</sup> Para el [Programa P](#) implementado en El Alto se está preparando la evaluación, y como resultados se espera encontrar una reducción en las tasas de violencia contra los niños tanto por hombres como por mujeres, mayor participación de las mujeres en la toma de decisiones en el hogar, entre otros.

<sup>32</sup> Para fortalecer las actividades de género, en 2018 se realizará un plan de promoción de actividades productivas que contemple temas de género en San Ignacio de Velasco con recursos de la CT, RG-T2972. Se iniciará con un diagnóstico de los potenciales usos productivos de la energía eléctrica; posteriormente, de las actividades productivas identificadas, se analizará cuales tienen potencial de integrar un componente de género, y se diseñarán acciones específicas para estas actividades. Lo anterior se alinea con las actividades a ser desarrolladas bajo la operación 3725/BL-BO, la cual incluye un plan de promoción de actividades productivas.

<sup>33</sup> INE.

- 1.21 La LT Los Troncos – San Ignacio también beneficiarán al Estado Plurinacional de Bolivia a través de la reducción en el subsidio para la generación eléctrica a partir de diésel en los SA.
- 1.22 **Estrategia del país en el sector.** Los principios y directrices para el desarrollo económico y social del país en el largo plazo se enmarcan bajo la Agenda Patriótica 2025 y sus 13 pilares que dieron lugar al Plan Nacional de Desarrollo Económico y Social 2016-2020 (PDES) aprobado en 2016.
- 1.23 El PDES 2016-2020 establece las siguientes líneas de acción para el sector eléctrico: (i) soberanía energética, a través de un suministro de electricidad seguro, continuo y confiable; (ii) universalización energética, mediante el incremento sostenible de la cobertura del servicio básico de electricidad a la población; (iii) EE e incremento de la participación de ER y ERNC; y (iv) integración energética a través de la exportación de los excedentes de electricidad. También promueve el fortalecimiento de las instituciones y empresas del sector.
- 1.24 El Gobierno de Bolivia (GdB) se ha propuesto las siguientes metas para cubrir el crecimiento de la demanda, reducir emisiones de CO<sub>2</sub> y lograr el acceso universal a la electricidad: (i) lograr al 2025 la cobertura universal del 100%; para lograr esta meta se requiere el desarrollo de un plan de electrificación e inversiones del orden de los US\$2.000 millones; y (ii) lograr el cambio en la matriz energética incorporando al 2020 una potencia de 1.858 MW<sup>34</sup> de ER y ERNC al parque generador (actualmente más de 1.000 MW se encuentran en construcción). Adicionalmente, se desarrollará una política y estrategia nacional de EE para reducir el consumo de energía y emisiones de CO<sub>2</sub>.
- 1.25 En línea con lo descrito anteriormente, el GdB a través del Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025 y con el fin de prestar un mejor servicio de electricidad y reducir el consumo de diésel, proyecta la conexión de los siguientes SA al SIN: Norte Amazónico, Ituba, Yacuma; Itenez al Área Norte; San Ignacio de Velasco, Misiones, San Matías, Germán Busch, Chiquitos, Charagua, Valles Cruceños y Cordillera al Área Oriental; Monteagudo, Chaco, Entre Ríos, Tarija y Bermejo al Área Sur. En los SA que no puedan conectarse al SIN, se plantea el mayor uso de ER, esfuerzo que el Banco viene apoyando a través del Programa de Electrificación Rural con ER (GRT/NV-14258-BO).
- 1.26 Asimismo, a través de la Contribución Prevista Determinada Nacionalmente del Estado Plurinacional de Bolivia para el Acuerdo Climático de París 2015, el país se compromete, entre otros a: (i) incrementar la participación de energías renovables a 79% al 2030 respecto al 39% del 2010; (ii) incrementar la participación de las energías alternativas y otras energías (vapor ciclo combinado) del 2% el 2010 al 9% el 2030 en el total del sistema eléctrico, que implica un incremento de 1.228 MW al año 2030 respecto a 31 MW de 2010; y (iii) reducir las necesidades básicas insatisfechas por cobertura de electricidad de 14,6% el año 2010 a 3% el año 2025<sup>35</sup>.
- 1.27 **Conocimiento del sector.** El BID tiene amplio conocimiento del sector eléctrico, constituyéndose en un socio estratégico del país. En los últimos años, ha financiado más de US\$374 millones en inversiones incluyendo generación de

---

<sup>34</sup> PDES.

<sup>35</sup> [Contribución Prevista Determinada Nacionalmente del Estado Plurinacional de Bolivia.](#)

hidroelectricidad, solar fotovoltaico, LT y distribución, electrificación rural, y estudios de pre-inversión, que se describen a continuación:

**Operaciones de Energía Financiadas por el BID en Bolivia**

Proyecto y Año de Aprobación	Montos en Millones de US\$	Estado de Ejecución	Ejecutor
Proyecto Hidroeléctrico de ER Misicuni (2238/BL-BO) (2009)	101 (BID) y 13,1 (contraparte)	Ejecutado 100% desembolsado	ENDE
Programa de Electrificación Rural (2460/BL-BO) (2010)	60 (BID) y 200.000 (contraparte)	Ejecutado 100% desembolsado	VMEEA y ENDE
Proyecto LT Cochabamba – La Paz (2654/BLBO) (2011)	78 (BID) y 4,76 (contraparte)	Ejecutado 100% desembolsado	ENDE
Programa de Electrificación Rural con ER (GRT/NV-14258-BO) (2013)	5,5 (donación Fondo Nórdico de Desarrollo)	63,8%	VMEEA
Programa de Pre-inversión para el Desarrollo (3534/BL-BO) (2015)	30 (BID)	5%	VIPFE
Programa de Electrificación Rural II (3725/BL-BO) (2016)	100 (BID)	En arranque	VMEEA y ENDE

1.28 **Lecciones aprendidas para el diseño de la operación.** En el diseño de esta operación se consideraron lecciones aprendidas de otros programas financiados por el BID en el país y la región. En particular se analizaron aspectos en el esquema de ejecución y los mecanismos de coordinación de acuerdo con el marco legal vigente, destacándose: (i) las experiencias en las modalidades de adquisiciones que se utilizaron para la ejecución de los proyectos 2654/BL-BO<sup>36</sup>, 2238/BL-BO y 2460/BL-BO (Componente II), que mostraron que la adquisición por parte del ejecutor de los materiales, y realización de un proceso competitivo internacional por tramos para la construcción de las obras conlleva un resultado más costo-efectivo; (ii) para los proyectos de EE por reemplazo de luminarias, experiencias internacionales indican que se debe asegurar que el proveedor de las luminarias se encargue de su instalación y disposición final según los requerimientos ambientales del BID, así como de la provisión de una garantía mínima de cinco años<sup>37</sup>; (iii) incluir como parte de las responsabilidades de los GAM y la Unidad Ejecutora (UE), una verificación coordinada en campo del avance en la ejecución de actividades, para garantizar la adecuada cuantificación de metas de resultados; (iv) preparar el financiamiento en estrecha colaboración con los ejecutores; (v) preparar en forma anticipada los documentos de licitación; (vi) capacitar a los ejecutores en los procedimientos de adquisiciones y monitoreo del Banco; (vii) emplear especificaciones técnicas claras, y que incluya el concepto de infraestructura resiliente; y (viii) seguimiento permanente a la gestión ambiental y social.

1.29 **Alineación Estratégica.** El programa está alineado con la Estrategia del Banco con el País (EBP) 2016-2020 (GN-2843) en cuanto al objetivo estratégico de mejorar la provisión de bienes y servicios públicos de calidad, y en particular, mediante los instrumentos de apoyo a la planificación y operación. El programa está incluido en la Actualización del Anexo III del Informe sobre el Programa de Operaciones de 2018 (GN-2915-2). El programa es consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional 2010-2020 (AB-3008) y se alinea con

<sup>36</sup> [Informe de Terminación del Proyecto.](#)

<sup>37</sup> [Guía de Arreglos Institucionales para Programas de EE \(2016\).](#) BID.

los desafíos de desarrollo de: (i) productividad e innovación, al implementar tecnologías modernas y más eficientes en AP en los municipios de Potosí y Oruro; y (ii) inclusión social e igualdad, al proveer a los habitantes del SA de San Ignacio de Velasco con un suministro confiable de energía y que permita el futuro incremento de la cobertura eléctrica por extensión de redes. El programa se alinea con las áreas transversales de: (i) igualdad de género y diversidad, al contribuir a disminuir los factores de riesgo de la inseguridad frente a la violencia en espacios públicos por medio del AP y promover la capacitación dirigidas a la prevención de la violencia de género y las relaciones familiares equitativas; y (ii) cambio climático y sostenibilidad ambiental, al reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> por concepto de consumo de diésel en la generación eléctrica en los SA y de energía en los sistemas de AP. Adicionalmente, el programa está alineado con el Marco de Resultados Corporativos (CRF) 2016-2019 (GN-2727-6) a través de los indicadores de reducción de emisiones, y generación proveniente de fuentes de ER. El programa es consistente con el Marco Sectorial de Energía (GN-2830-3) en las áreas temáticas de sostenibilidad y seguridad energética al: (i) reducir la dependencia de los combustibles fósiles en los SA; (ii) reducir el consumo de energía a través de medidas de EE; y (iii) fortalecer la infraestructura del sistema eléctrico nacional. El programa es consistente con el Marco Sectorial de Cambio Climático (GN-2835-3) ya que las inversiones previstas conllevan una reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero. Se estima que el 21,29% de los recursos de la operación se invierten en actividades de mitigación al cambio climático, según la [metodología conjunta de los Banco Multilaterales de Desarrollo \(BMD\) de estimación de financiamiento climático](#). Estos recursos contribuyen a la meta del Grupo BID de aumentar el financiamiento de proyectos relacionados con el cambio climático a un 30% de todas las aprobaciones de operaciones a fin de año 2020.

- 1.30 El programa está alineado con las áreas prioritarias de la Estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (GN-2710-5), mediante acciones que promueven la racionalización del uso de la infraestructura energética mediante la EE y, interconexión de infraestructura a sistemas más confiables y eficientes.
- 1.31 El programa es consistente con los objetivos de la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (GN-2716-6). De acuerdo al [análisis de cumplimiento](#) con la GN-2716-6, el programa cumple con las condiciones de sostenibilidad financiera y evaluación económica. Las obras objeto de esta operación contribuyen a la sostenibilidad de los sistemas eléctricos del municipio de San Ignacio de Velasco al reducir el gasto en diésel para la generación eléctrica, y el gasto en AP en los Municipios de Oruro y Potosí mediante la implementación de las medidas de EE (§2.2).

## **B. Objetivos, Componentes y Costo**

- 1.32 **Objetivo.** El objetivo de esta operación es apoyar la sostenibilidad de la matriz energética de Bolivia para promover la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, mediante el desarrollo de infraestructura eléctrica que permita la integración de los SA al SIN y la promoción del uso eficiente de la electricidad. Los objetivos específicos del programa son: (i) reducir el consumo de diésel en el SA de San Ignacio de Velasco mediante su interconexión al SIN; y (ii) reducir el consumo de energía eléctrica en los sistemas de AP de los Municipios de Oruro y Potosí mediante la



implementación de medidas de EE. Para lograr los objetivos, el programa cuenta con los siguientes componentes:

- 1.33 **Componente 1: Línea de Transmisión Los Troncos–San Ignacio (US\$53,3 millones).** Bajo este componente se busca integrar el SA de San Ignacio de Velasco al SIN, lo que permitirá: (i) eliminar el uso de diésel para generación eléctrica en dicho SA; (ii) optimizar la operación del sistema eléctrico de San Ignacio de Velasco mejorando la calidad del servicio en el área; y (iii) la futura extensión de la red de transmisión para conectar el SA de San Matías ubicado a 300 km del Municipio de San Ignacio de Velasco. Bajo este componente se financiará, específicamente: (i) la construcción de la LT en 230 kV San Ignacio de Velasco – Los Troncos con una longitud de 238 km; (ii) las obras y equipos para la Subestación Eléctrica (SE) San Ignacio; y (iii) las obras y equipos para la construcción de la bahía de salida de la SE Los Troncos (ver [Análisis Técnico de Componente 1](#)).
- 1.34 **Componente 2: Eficiencia Energética en Alumbrado Público (US\$16,5 millones).** Este componente financiará el reemplazo de más de 35.000 luminarias convencionales por luminarias eficientes en los sistemas de AP (avenidas, calles y parques) de las ciudades de Oruro y Potosí. El reemplazo permitirá: (i) ahorros energéticos y económicos contribuyendo a reducir emisiones de CO<sub>2</sub>, así como demostrar su viabilidad para extender la implementación a otros municipios; (ii) mejorar el rendimiento visual, el ambiente y la seguridad de los entornos urbanos con respecto al resto de tecnologías; y (iii) fortalecer las capacidades institucionales en materia de EE de los GAM y de las instituciones beneficiadas con las inversiones del programa (ver [Análisis Técnico de Componente 2](#)). Bajo este componente se financiará la adquisición e instalación de las nuevas luminarias LED, la corrección de postes y brazos, la implementación de un plan de disposición final de las luminarias reemplazadas y la capacitación de las familias de 500 trabajadores para la prevención de la violencia y la promoción de las relaciones equitativas de género por medio del Programa P.
- 1.35 **Gestión y administración del proyecto (US\$8,2 millones).** Bajo este rubro se financiará, para cada componente según corresponda: (i) costos de administración; (ii) supervisión y contingencias; y (iii) evaluación, monitoreo y auditoría.
- 1.36 Los costos asociados a las actividades del programa se encuentran en el Cuadro 1 a continuación y el detalle en el [Plan de Ejecución Plurianual \(PEP\)](#).

**Cuadro 1. Costo Total del Programa (en US\$)**

Componentes	Total
<b>Componente 1. Línea de Transmisión Los Troncos-San Ignacio</b>	<b>53.280.000</b>
LT Los Troncos-San Ignacio <sup>38</sup>	38.080.000
Bahía de salida de Línea-Subestación Los Troncos	4.200.000
Subestación San Ignacio de Velasco	8.200.000
Gestión social (compensaciones)	2.800.000
<b>Componente 2. Eficiencia Energética en Alumbrado Público</b>	<b>16.480.000</b>
Luminarias LED instaladas en Oruro	13.800.000
Luminarias LED instaladas en Potosí	2.480.000
Capacitación a 500 familias de trabajadores <sup>39</sup>	200.000
<b>Gestión Social y Administración (Componente 1)</b>	<b>5.940.000</b>
UE	660.000
Supervisión y contingencias	5.000.000
Auditorías y evaluación	280.000
<b>Administración (Componente 2)</b>	<b>2.300.000</b>
UE	480.000
Supervisión y contingencias	1.620.000
Auditorías y evaluación	200.000
<b>Total</b>	<b>78.000.000</b>

## C. Indicadores Clave de Resultados

- 1.37 Como impacto del programa se espera una reducción en las emisiones de CO<sub>2</sub> en la generación eléctrica de aproximadamente 146.000 ton acumuladas al 2024. Los resultados se presentan en el cuadro a continuación:

**Cuadro 2. Resultados Esperados e Indicadores**

Impacto	Indicadores
Reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> en la generación eléctrica.	Emisiones de CO <sub>2</sub> ton en San Ignacio.
	Emisiones de CO <sub>2</sub> ton en Potosí.
	Emisiones de CO <sub>2</sub> ton en Oruro.
Resultados	Indicadores
Incremento de capacidad de transmisión eléctrica en la zona de la Línea los Troncos-San Ignacio.	Capacidad de transmisión línea los Troncos-San Ignacio.
Ahorro en los subsidios al diésel para la generación eléctrica.	Subsidios anuales al diésel en San Ignacio de Velasco.
Reducción en el consumo de diésel.	Consumo anual de diésel en el municipio de San Ignacio de Velasco.
Reducción en el consumo total de energía eléctrica en la iluminación pública.	Consumo total de energía eléctrica anual por iluminación pública en Oruro.
	Consumo total de energía eléctrica anual por iluminación pública en Potosí.
Fortalecimiento de capacidades municipales en la implementación de medidas de EE.	Municipios fortalecidos en operación y mantenimiento de luminarias LED para AP.

<sup>38</sup> Incluye costos de diseño.

<sup>39</sup> El diseño del Programa P se desarrollará con recursos de cooperación del Gobierno de Suecia.



Resultados	Indicadores
Incremento en la percepción de la seguridad en espacios públicos por AP y en espacio privado en las familias de los trabajadores.	Personas beneficiarias del programa que hacen uso de los espacios públicos.
	Mujeres y niñas beneficiarias del programa que hacen uso regular de los espacios públicos.
	Personas beneficiarias del programa con prácticas dirigidas a la redacción de la violencia intrafamiliar.
	Mujeres y niñas beneficiarias del programa con prácticas dirigidas a la redacción de la violencia intrafamiliar.

## II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

### A. Instrumentos de Financiamiento

- 2.1 **Estructura del financiamiento.** El programa se estructura bajo la modalidad de préstamo de inversión específica. Será financiado con recursos del Capital Ordinario Regular y Capital Ordinario Concesional. Los recursos serán desembolsados en cinco años, de acuerdo al cronograma de desembolsos del Cuadro 2 y que se detalla en el [PEP](#).

**Cuadro 3. Cronograma de Desembolsos (US\$ miles)**

Fuente	Monto US\$ miles	2019	2020	2021	2022	2023
BID	78.000	9.152	33.968	24.005	10.715	160
%	100	12	44	31	14	0,2
<b>Total</b>	<b>78.000</b>	<b>9.152</b>	<b>33.968</b>	<b>24.005</b>	<b>10.715</b>	<b>160</b>

### B. Viabilidad y Sostenibilidad

- 2.2 Para determinar la viabilidad y sostenibilidad del programa, se llevaron a cabo para cada componente, evaluaciones técnicas y económicas para las inversiones consideradas. Los principales resultados del análisis de la muestra son:
- 2.3 **Evaluación económica.** Se realizó una evaluación económica de tipo costo beneficio ex ante para cada uno de los componentes. En la [evaluación económica del Componente 1](#) se consideraron los siguientes beneficios: (i) reducción del consumo de diésel, dado que el SA de San Ignacio de Velasco pasará a consumir energía del SIN; se estimó que dejará de consumir 144,6 millones de L diésel en los primeros diez años de implementación del proyecto; (ii) energía no suministrada, que totalizan beneficios acumulados para los primeros diez años por US\$1,4 millones; y (iii) reducción de 16.450 ton de emisiones de CO<sub>2</sub> anuales, al evitar el consumo de diésel en la generación eléctrica. Los resultados muestran que las inversiones son altamente rentables:

**Cuadro 4. Resumen Resultados Evaluación Económica**

Indicador	Valor
VANS (US\$)	45.808.614
TIRS (%)	21,60

- 2.4 La [evaluación económica del Componente 2](#) analizó los beneficios para los GAM beneficiados por el programa. Para Potosí los beneficios considerados fueron: (i) reducción anual de 1.069 ton de CO<sub>2</sub>; y (ii) beneficio por inversión diferida debido a la sustitución de lámparas que permitirá que la necesidad de potencia instalada se reduzca de 1.889 kW a 1.300,7 kW. Con relación al Municipio de Oruro, se consideraron: (i) ahorros producidos por la sustitución de lámparas que reducen de forma directa el subsidio que el Gobierno Municipal de Oruro otorga para cubrir el déficit; (ii) reducción anual de 4.805 ton de CO<sub>2</sub>; y (iii) beneficio por inversión diferida por la sustitución de lámparas que permitirá que la necesidad de potencia instalada de Oruro se reduzca de 5.670 kW a 3.013 kW. Los resultados muestran que las inversiones son altamente rentables:

**Cuadro 5. Resumen Resultados Evaluación Económica**

Ciudad/Indicador	Oruro	Potosí
VANS (US\$)	5.531.655	1.333.232
TIRS (%)	23,43	27,92

- 2.5 **Viabilidad técnica.** Para definir el trazado de la LT los Troncos–San Ignacio se realizó un [análisis de alternativas](#) considerando: (i) menor número de propiedades o comunidades afectadas; (ii) menores impactos medioambientales; y (iii) aspectos técnicos y de costos relacionados con la implementación del proyecto. Una vez seleccionada la alternativa, se llevaron a cabo los [estudios técnicos de ingeniería básica](#) que permitieron determinar las características técnicas de la línea, y confirmar que el trazado seleccionado es viable desde el punto de vista técnico y socioambiental.
- 2.6 Para el Componente 2 se realizó un [análisis técnico](#) para los sistemas de AP de los municipios de Oruro y Potosí mediante simulaciones en el *software* DIALux con diferentes tipos de luminarias y tecnologías como luminarias de Vapor de Sodio de Alta Presión (VSAP), Vapor de Aditivos Metálicos (VAM) y LED. En total se modelaron once casos diferentes, siete para el Oruro y cuatro para Potosí. Como resultado, se determinó que la tecnología de mejor desempeño energético son las luminarias de LED<sup>40</sup>, ya que requieren de menor potencia instalada por unidad de área y además consumen menos energía por unidad de iluminancia promedio entregada.
- 2.7 **Viabilidad institucional para la ejecución del proyecto.** Se realizó un análisis de capacidad institucional para evaluar la capacidad institucional de ENDE y del MEN a través del PEVD, como unidades ejecutoras de los Componente 1 y 2 respectivamente. Los resultados obtenidos en la matriz de resultados y de riesgos del análisis dan cuenta que ENDE y PEVD han alcanzado un “desarrollo satisfactorio” en cuanto a capacidad institucional técnica y profesional para organizar, ejecutar y controlar con un nivel de riesgo bajo; esto permite concluir que las entidades deberán ejecutar medidas mínimas principalmente orientadas a fortalecer los sistemas de Administración de Bienes y Servicios y Administración Financiera.

<sup>40</sup> Durante la preparación del análisis técnico se confirmó que en el país existen proveedores de luminarias LED, lo que facilitará el reemplazo de las luminarias una vez cumplida su vida útil y periodo de garantía.

- 2.8 Por otro lado, los Municipios de Oruro y Potosí fiscalizarán el reemplazo de luminarias; los municipios cuentan con las capacidades técnicas y financieras para llevar a cabo esta función.

### **C. Riesgos Ambientales y Sociales**

- 2.9 En cuanto al componente de la LT y subestación: se analizaron dos alternativas de trazado de la línea para reducir impactos (ver [Informe de Gestión Ambiental y Social - IGAS](#)). El diseño seleccionado por ENDE evita: (i) reasentamientos físicos; y (ii) cruzar tierras de Territorios Indígenas Originarios Campesinos (TIOC). Además, se utilizarán torres con altura útil de 42 a 47 m., lo que permitirá que los conductores de la LT pasen por encima del dosel del bosque chiquitano, evitando la apertura de un derecho de vía y la fragmentación del bosque. Sin embargo, la LT pasará por tierras comunales de comunidades de ascendencia indígena que mantienen sus formas de organización tradicional por lo que se han aplicado los principios de la Política de Pueblos Indígenas OP 765 para minimizar impactos negativos y se llevó a cabo consulta previa e informada. Los impactos son limitados dado que: (i) se mantiene el derecho de propiedad de dichas tierras bajo la estructura comunal existente; (ii) el uso de tierra es reducido (en promedio 100 m<sup>2</sup> por torre y 2.5 torres por km de línea); (iii) se pagan compensaciones por la tierra ocupada por la base de las torres, por cualquiera mejora que se vea afectada, y por el derecho de servidumbre; (iv) se pagan las afectaciones a la producción durante la construcción; (v) después de la construcción, podrán continuar las actividades de ganadería y agricultura sujetas a ciertas restricciones de seguridad en la franja de derecho servidumbre (prohibición de excavaciones profundas, uso de explosivos, edificaciones etc.); y (vi) se establece un plan de relacionamiento comunitario para mantener informada a la comunidad durante el proceso de construcción y se establece un mecanismo de manejo y resolución de quejas.
- 2.10 Los beneficios e impactos del proyecto y las medidas de mitigación y compensación propuestas se pusieron a consideración de las comunidades durante los dos procesos de consulta efectuados, bajo un protocolo previamente acordado con ellas basado en consulta de buena fe y decisión previa e informada; al respecto se tiene registro de los resultados de la consulta, las principales dudas y respuestas y de los acuerdos firmados con las comunidades. El proceso de consulta se actualizará previamente a la licitación de las obras para corroborar/ajustar acuerdos, siguiendo el protocolo acordado ([ver IGAS](#)).
- 2.11 En cuanto al componente de EE en AP, no se generarán impactos directos al medio ambiente o a las comunidades beneficiarias más allá de las actividades de breve duración asociadas al reemplazo de las luminarias antiguas. El proceso incluye planes de disposición de sólidos y resguardo de materiales peligrosos.
- 2.12 La operación no tiene potencial significativo de exacerbar el riesgo de desastres naturales. Se aplicarán buenas prácticas de construcción y diseño como la ubicación de las torres fuera de llanuras de inundación de los ríos y protección contra incendios durante obras de construcción y mantenimiento durante la época seca.

### **D. Riesgos Fiduciarios**

- 2.13 El MEN y ENDE tienen experiencia gestionando proyectos financiados por el BID. El desempeño de ambas instituciones en la gestión fiduciaria y financiera de

proyectos ha sido, en general, satisfactorio. Sin embargo, considerando que ambos OE tienen un elevado número de proyectos en sus respectivas carteras y una limitada disponibilidad de especialistas fiduciarios y financieros con experiencia con organismos financieros multilaterales, se han identificado como riesgos de nivel medio los eventuales atrasos en los procesos de adquisiciones y de gestión financiera debido a la carga adicional de trabajo con este nuevo programa. Como medidas de mitigación se han considerado: (i) incorporación de personal de gestión financiera y de adquisiciones tanto en la UE del MEN como en la UE de ENDE; y (ii) capacitaciones al personal de ambos OE en adquisiciones y en gestión financiera sobre normativa del BID.

#### **E. Otros Riesgos del Proyecto**

- 2.14 Como resultado del análisis de riesgos del programa, se identificó como riesgo medio de desarrollo el desafío de alcanzar la meta de cantidad de familias capacitadas bajo el Programa P del Componente 2. Como medidas de mitigación se establece que se realicen invitaciones a un número mayor de familias que las establecidas como meta en la Matriz de Resultados del programa.

### **III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN**

#### **A. Resumen de los Arreglos de Implementación**

- 3.1 El programa contará con dos OE. El Componente 1 será ejecutado por ENDE y el Componente 2 por el MEN, a través del PEVD. Ambos cuentan con un amplio conocimiento y experiencia en ejecución de proyectos financiados por el BID y otros organismos multilaterales. ENDE y PEVD conformarán las respectivas UE conformadas como se detalla a continuación:
- 3.2 **Componente 1 (ENDE).** El equipo propuesto será el mismo equipo que se conformará para la ejecución del Componente 2 del Programa de Electrificación Rural II (3725/BL-BO), compuesto de: un coordinador del proyecto, tres técnicos, especialista en adquisiciones, persona de apoyo en adquisiciones, especialista financiero, abogado, especialista ambiental y social, especialista de seguimiento y control, y especialista administrativo.
- 3.3 **Componente 2 (PEVD).** Se propone que parte del personal de la UE del Programa de Electrificación Rural con Energía Renovable (PERER) (GRT/NV-14258-BO), podrá conformar la UE para el Componente 2 del presente programa, de la siguiente manera: un coordinador del programa, dos técnicos, especialista en adquisiciones, especialista financiero, contador, abogado, especialista ambiental y social, y especialista de planificación, seguimiento y control. Adicionalmente, los GAM deberán designar un profesional técnico del área de AP para la fiscalización. El MEN a través del VMEEA designará un especialista en EE para la coordinación y seguimiento de actividades ejecutadas por el PEVD bajo este componente.
- 3.4 **Será condición contractual especial previa al primer desembolso del financiamiento para cada componente que cada OE haya designado el Coordinador respectivo para la ejecución de las actividades del programa en el componente a su cargo.** Esta condición es fundamental para garantizar que el prestatario estará preparado para iniciar la ejecución del programa en los términos acordado con el BID.

- 3.5 Será condición contractual especial de ejecución que previamente a la adjudicación de las licitaciones de bienes y servicios para el reemplazo de las luminarias en los municipios beneficiarios, el PEVD haya presentado evidencia de la suscripción y entrada en vigencia de un convenio inter-gubernativo, entre el MEN y el GAM correspondiente, que establezca las responsabilidades de cada una de las partes en la ejecución del programa, incluyendo el mantenimiento de las obras y equipos así como lo procedimientos de disposición final de los residuos. Esta condición es fundamental para la ejecución efectiva del programa. Estos convenios además de definir las responsabilidades de las partes incluirán las consideraciones para la fiscalización y entrega final de las luminarias, así como los mecanismos de coordinación entre los GAM y el PEVD.
- 3.6 Las UE estarán encargadas de implementar y supervisar sus respectivos componentes del programa, definir y aprobar los [Planes Operativos Anuales \(POA\)](#), proporcionar información que permita al Banco hacer seguimiento y evaluación de los resultados del programa.
- 3.7 **Gestión de adquisiciones.** Para la contratación de obras y la adquisición de bienes y servicios de consultoría financiados con recursos del Banco, se aplicarán las Políticas para la Adquisición de Obras y Bienes Financiados por el BID (GN-2349-9) y las Políticas para la Selección y Contratación de Consultores Financiados por el BID (GN-2350-9). El método de supervisión será una combinación de ex post y ex ante de acuerdo a lo establecido en el [Plan de Adquisiciones \(PA\)](#). Las adquisiciones deben estar incluidas en los PA aprobados por el Banco para cada componente y seguir los métodos y rangos en él establecidos. Se acordará un PA para los primeros 24 meses de ejecución, al cual se le hará seguimiento, será ejecutado y actualizado a través de las herramientas acordadas con el Banco. El personal de la UE podrá ser contratado en forma directa, por continuidad de sus servicios prestados en operaciones financiadas previamente por el Banco y ejecutadas por ENDE y el VMEEA, previa evaluación positiva de su desempeño, de conformidad con la Política GN-2350-9.
- 3.8 **Gestión financiera.** ENDE y PEVD, a través de las respectivas UE, serán responsables de la gestión financiera y presentarán estados financieros auditados del financiamiento del BID, dentro de los 120 días del cierre de cada ejercicio fiscal. El último de estos informes será presentado dentro de los 120 días siguientes a la fecha del último desembolso. Las UE contratarán servicios de auditoría externa con base en términos de referencia previamente aprobados por el Banco. Los desembolsos se realizarán según el plan financiero, conforme con lo establecido en la Guía de Gestión Financiera para Proyectos Financiados por el BID (OP-273-6) y sus actualizaciones.
- 3.9 **Reglamentos Operativos del Programa (ROP).** La ejecución del programa se regirá por las disposiciones contenidas en el [ROP](#) para el Componente 1 y el [ROP](#) para el Componente 2, previamente acordados con el Banco. Los ROP incorporarán los procedimientos para la ejecución de cada y podrán ser modificados con la no-objeción escrita del Banco. Los ROP incluirán, entre otros: (i) los esquemas detallados de ejecución, roles y responsabilidades institucionales y operativas; (ii) criterios técnicos y socio-económicos para las obras a ser financiadas; (iii) normas y procedimientos para la selección y contratación de obras, bienes y servicios; (iv) estrategia de sostenibilidad de las inversiones: esquemas de pagos por servicio de electricidad, responsabilidades de mantenimiento, criterios de selección de gestores de las instalaciones; (v) normas

y procedimientos para la gestión administrativa y financiera; (vi) procedimientos para el seguimiento y monitoreo; y (vii) los lineamientos ambientales y los PGAS de cada componente, los cuales constituirán un anexo de los ROP. **Será condición contractual especial previa al primer desembolso del financiamiento, que cada OE haya aprobado y haya entrado en vigencia el respectivo ROP ([ROP Componente 1](#)) y ([ROP Componente 2](#)), de los cuales forman parte los PGAS de cada componente, en los términos previamente acordados con el Banco.** Los ROP son necesarios para garantizar la adecuada ejecución del programa.

## **B. Resumen de los Arreglos para el Seguimiento de Resultados**

- 3.10 **Seguimiento y evaluación.** El programa cuenta con un [Plan de Monitoreo y Evaluación](#). El esquema de seguimiento incluirá: (i) [PA](#); (ii) [PEP](#) y [POA](#); (iii) verificación anual del cumplimiento de metas establecidas en el Anexo II; y (iv) informes semestrales que contendrán: (a) actividades realizadas en ese periodo, avance en su ejecución, problemas surgidos y la manera de solucionarlos; (b) evaluación de: Matriz de Resultados, PA, POA y Matriz de Riesgos; y (c) análisis del Reporte de Monitoreo de Proyecto del Banco, para lo cual se evaluará el cumplimiento de metas de los indicadores de productos y resultados de la Matriz de Resultados.
- 3.11 El Plan de Monitoreo y Evaluación incluye los mecanismos para verificar el cumplimiento de las metas acordadas en la Matriz de Resultados. El BID preparará una evaluación ex post cuya metodología será similar a la evaluación económica ex ante y un Informe de Terminación del Proyecto al finalizar la operación.
- 3.12 Será responsabilidad de las UE seleccionar y contratar los servicios de consultoría independiente para preparar: (i) una evaluación intermedia, una vez desembolsado y justificado el 50% de los recursos del proyecto, o a los 24 meses de ejecución, lo que ocurra primero; y (ii) una evaluación final, que iniciará a más tardar 90 días antes de la fecha del último desembolso, cuyo informe final deberá presentarse a más tardar 30 días después de la justificación final de desembolsos del financiamiento.

Matriz de Efectividad en el Desarrollo		
Resumen		BO-L1190
I. Prioridades corporativas y del país		
1. Objetivos de desarrollo del BID		Si
Retos Regionales y Temas Transversales	-Inclusión Social e Igualdad -Productividad e Innovación -Equidad de Género y Diversidad -Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental	
Indicadores de desarrollo de países	-Reducción de emisiones con apoyo de financiamiento del Grupo BID (millones de toneladas anuales de CO2 equivalente)* -Lineas de transmisión y distribución de electricidad instaladas o mejoradas (km)*	
2. Objetivos de desarrollo del país		Si
Matriz de resultados de la estrategia de país	GN-2843	Objetivo estratégico de mejorar la provisión de bienes y servicios públicos de calidad, y en particular, mediante los instrumentos de apoyo a la planificación y operación.
Matriz de resultados del programa de país	GN-2915-2	La intervención está incluida en el Programa de Operaciones de 2018.
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. Development Outcomes - Evaluability		Evaluable
3. Evaluación basada en pruebas y solución		7.7
3.1 Diagnóstico del Programa		3.0
3.2 Intervenciones o Soluciones Propuestas		1.7
3.3 Calidad de la Matriz de Resultados		3.0
4. Análisis económico ex ante		10.0
4.1 El programa tiene una TIR/VPN, o resultados clave identificados para ACE		3.0
4.2 Beneficios Identificados y Cuantificados		3.0
4.3 Supuestos Razonables		1.0
4.4 Análisis de Sensibilidad		2.0
4.5 Consistencia con la matriz de resultados		1.0
5. Evaluación y seguimiento		8.5
5.1 Mecanismos de Monitoreo		2.5
5.2 Plan de Evaluación		6.0
III. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación		
Calificación de riesgo global = magnitud de los riesgos*probabilidad		Bajo
Se han calificado todos los riesgos por magnitud y probabilidad		Si
Se han identificado medidas adecuadas de mitigación para los riesgos principales		Si
Las medidas de mitigación tienen indicadores para el seguimiento de su implementación		Si
Clasificación de los riesgos ambientales y sociales		B
IV. Función del BID - Adicionalidad		
El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales		
Fiduciarios (criterios de VPC/FMP)	Si	Administración financiera: Contabilidad y emisión de informes.
No-Fiduciarios	Si	Sistema Nacional de Evaluación Ambiental.
La participación del BID promueve mejoras adicionales en los presuntos beneficiarios o la entidad del sector público en las siguientes dimensiones:		
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		

Nota: (\*) Indica contribución al Indicador de Desarrollo de Países correspondiente.

**Nota de valoración de la evaluabilidad:**

La lógica del programa se basa en la alta dependencia del sector eléctrico boliviano de los combustibles fósiles, que genera altos costos económicos y altas emisiones de CO<sub>2</sub> frente a una creciente demanda de electricidad. Por lo tanto, el presente programa tiene el objetivo de apoyar la sostenibilidad de la matriz energética y de disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> mediante la interconexión de uno de los sistemas aislados del país con el sistema integrado nacional, tanto como la promoción del uso eficiente de la electricidad en el alumbrado público de dos municipios seleccionados. El programa combina estos esfuerzos con un enfoque en la seguridad en espacios públicos frente a la violencia sexual o física a través de acciones de género en estos dos municipios.

La documentación está bien estructurada. El diagnóstico identifica las causas principales de las altas emisiones de CO<sub>2</sub>. La solución propuesta está relacionada con los problemas identificados. Sin embargo, la descripción del programa carece la evidencia empírica adecuada para justificar su validez interna. La matriz de resultados refleja los objetivos del programa y establece una lógica vertical clara que captura el efecto total del programa en las emisiones de CO<sub>2</sub>. Los indicadores son SMART a nivel de impactos, resultados y productos, e incluyen sus respectivos valores de referencia, metas y medios de verificación.

Se presentan dos análisis costo-beneficio en los cuales se comparan los beneficios esperados en la reducción del consumo de diésel, una mejora en la confiabilidad del sistema, la inversión diferida por la sustitución de lámparas del alumbrado público y la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> con los costos del programa (recurrentes y no-recurrentes). La identificación de los beneficios se basa en un buen entendimiento de la teoría de cambio, y los supuestos son razonables y adecuados. El análisis de sensibilidad considera los parámetros claves y plantea varios escenarios diferentes y puntos de ruptura.

El plan de monitoreo y evaluación presenta todos los productos y los costos asociados. Como evaluación del programa se propone un análisis costo-beneficio ex post que usará la misma metodología como los análisis ex ante. Aunque esta propuesta parece factible y permite medir la eficacia del programa, no será posible medir el impacto de manera atribuible.

La matriz de riesgos identifica ocho riesgos; cuatro que están clasificados en el nivel Medio, y cuatro en el nivel Bajo. Todos parecen razonables e incluyen acciones de mitigación e indicadores de cumplimiento.

**MATRIZ DE RESULTADOS**

<b>Objetivos</b>	El objetivo de esta operación es apoyar la sostenibilidad de la matriz energética de Bolivia para promover la reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> , mediante el desarrollo de infraestructura eléctrica que permita la integración de los SA al SIN y la promoción del uso eficiente de la electricidad. Los objetivos específicos del programa son: (i) reducir el consumo de diésel en el SA de San Ignacio de Velasco mediante su interconexión al SIN; y (ii) reducir el consumo de energía eléctrica en los sistemas de AP de los Municipios de Oruro y Potosí mediante la implementación de medidas de EE.
------------------	--

<b>Impacto</b>	<b>Indicadores</b>	<b>Unidad</b>	<b>Base 2017</b>	<b>Meta Final 2024</b>	<b>Medios de Verificación</b>
Reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> en la generación eléctrica.	Emisiones de ton de CO <sub>2</sub> en San Ignacio.	CO <sub>2</sub> ton	46.474	20.189	Informes anuales estadísticos de la AE sobre generación eléctrica.  La línea base corresponde a la proyección de emisiones de CO <sub>2</sub> para 2024 sin el proyecto.
	Emisiones de ton de CO <sub>2</sub> en Potosí.	CO <sub>2</sub> ton	2.083,7	1.014,7	Informes anuales estadísticos de la AE sobre generación eléctrica.  El valor de la línea base corresponde a la proyección de emisiones de CO <sub>2</sub> para 2024 sin el proyecto.
	Emisiones de ton de CO <sub>2</sub> en Oruro.	CO <sub>2</sub> ton	10.900	6.095	Informes anuales estadísticos de la AE sobre generación eléctrica.  La línea base corresponde a la proyección de emisiones de CO <sub>2</sub> para 2024 sin el proyecto.

<b>Resultados</b>	<b>Indicadores</b>	<b>Unidad</b>	<b>Base 2017</b>	<b>Meta Final 2024</b>	<b>Medios de Verificación/observaciones</b>
Incremento de la capacidad de transmisión línea los Troncos-San Ignacio.	Capacidad de transmisión línea los Troncos-San Ignacio.	MW	0	50	Reportes de ejecución de ENDE con información levantada por las empresas supervisoras, en base a los informes de avance de obra.
Ahorro en los subsidios al diésel para la generación eléctrica.	Subsidios anuales al diésel en San Ignacio de Velasco	US\$ millones/año	14.902.600	0	Informes anuales estadísticos de la AE sobre el SIN y los SA.  La línea base corresponde a la proyección de los subsidios para 2024 sin el proyecto.



Resultados	Indicadores	Unidad	Base 2017	Meta Final 2024	Medios de Verificación/observaciones
Reducción en el consumo de diésel.	Consumo anual de diésel en el Municipio de San Ignacio de Velasco.	Miles L/año	10.000	0	Informes anuales estadísticos de la AE sobre generación eléctrica y consumo de electricidad
Reducción en el consumo total de energía eléctrica en la iluminación pública <sup>1</sup> .	Consumo total de energía eléctrica anual por iluminación pública en Oruro.	MWh/año	26.000	11.600	Informes anuales estadísticos de la AE sobre generación eléctrica y consumo de electricidad.
	Consumo total de energía eléctrica anual por iluminación pública en Potosí.	MWh/año	5.033	2.451	Informes anuales estadísticos de la AE sobre generación eléctrica y consumo de electricidad.
Fortalecimiento de capacidades municipales en la implementación de medidas de EE.	Municipios fortalecidos en operación y mantenimiento de luminarias LED para AP.	Municipios	0	2	Las empresas proveedores de las luminarias deberán capacitar a los Municipios de Oruro y Potosí en su operación y mantenimiento. El desarrollo se corroborará con los informes semestrales presentados por la UE del Componente 2.
Incremento en la percepción de la seguridad en espacios públicos por AP y en espacio privado en las familias de los trabajadores.	Personas beneficiarias del programa que hacen uso regular de los espacios públicos.	%	0	20	Durante el diseño del Programa P se formularán las encuestas sobre percepción de seguridad y violencia intrafamiliar <sup>2</sup> . Dichas preguntas seguirán una metodología de respuestas binarias y se relazarán al inicio y final de la ejecución del programa.
	Mujeres y niñas beneficiarias del programa que hacen uso regular de los espacios públicos.	%	0	20	
	Personas beneficiarias del programa con prácticas dirigidas a la redacción de la violencia intrafamiliar.	%	0	50	
	Mujeres y niñas beneficiarias del programa con prácticas dirigidas a la redacción de la violencia intrafamiliar.	%	0	50	

<sup>1</sup> La línea de base se calcula a partir del análisis técnico del componente.

<sup>2</sup> Al inicio de ejecución del programa se realizarán encuestas para determinar la línea de base.

Productos	Unidad	Base 2018	2019	2020	2021	2022	2023	Meta Final	Medio de Verificación/ Observaciones
Componente 1: Línea de Transmisión Los Troncos – San Ignacio									
Km de LT contruidos y energizados.	km	0	0	0	0	238	0	238	Informe de Seguimiento del Proyecto (ISP).
Bahía de salida de línea - SE Los Troncos construida.	Bahía	0	0	0	0	1	0	1	
SE San Ignacio de Velasco construida.	SE	0	0	0	0	1	0	1	
Componente 2: Eficiencia Energética en Alumbrado Público									
Luminarias LED instaladas en Oruro.	Luminarias	0	0	0	0	30.800	0	30.800	ISP que incluye los informes de capacitación con el número de personas capacitadas y talleres desarrollados.
Luminarias LED instaladas en Potosí.	Luminarias	0	0	0	7.574	0	0	7.574	
Familias de los trabajadores capacitados	Familias <sup>3</sup>	0	0	0	500	0	0	500	

<sup>3</sup> Compuesta de madre y padre capacitados.

## ACUERDOS Y REQUISITOS FIDUCIARIOS

País:	Estado Plurinacional de Bolivia
Proyecto:	Programa de Expansión de Infraestructura Eléctrica (BO-L1190)
Organismo Ejecutor:	Ministerio de Energías (MEN) y Empresa Nacional de Electricidad (ENDE)
Preparado por:	Shirley Foronda, Patricia Toriz (FMP/CBO)

### I. RESUMEN EJECUTIVO

- 1.1 La ejecución del programa estará a cargo de dos ejecutores: (i) el MEN<sup>1</sup> a través de la UE instalada dentro del PEVD dependiente del VMEEA; y (ii) la ENDE, a través de una UE <sup>2</sup> creada exclusivamente para manejar las operaciones financiadas por el BID.
- 1.2 Se realizó el análisis del SECI tanto a la UE, como a ENDE, los resultados concluyen que ambos organismos cuentan con un grado de desarrollo institucional satisfactorio en sus sistemas de planificación y organización, ejecución y control; reflejando un nivel de Riesgo Bajo para ejecutar el programa.
- 1.3 La gestión financiera se llevará a través del Sistema Nacional de Gestión Pública (SIGEP) para el componente ejecutado por el MEN y a través del sistema ENDESIS para el componente ejecutado por ENDE. Para los reportes financieros requeridos por el Banco, el MEN, a través de la UE, utilizará el Sistema de Administración de Proyectos del Banco (SIAP-BID) y ENDE su propio sistema. Se prevé también el uso del Sistema de Cuenta Única del Tesoro (CUT), el cual tiene alcance nacional y administra indistintamente moneda local o extranjera. Para la tramitación de desembolsos, los OE utilizarán el Sistema e-Desembolsos del Banco que les permitirá elaborar, aprobar y remitir solicitudes de desembolsos.
- 1.4 Para la gestión de adquisiciones se aplicarán los documentos de licitación estándar del Banco y los acordados con el Viceministerio de Inversión Pública y Financiamiento Externo que están puestos a disposición a través del Sistema de Contrataciones Estatales (SICOES<sup>3</sup>).
- 1.5 La publicidad de las LPI y de la selección de consultores internacionales (convocatorias, solicitudes de expresiones de interés, circulares de aclaración, enmiendas y resultados de los procesos) se realizará en el portal del *United Nations Development Business*. Éstos, así como cualquier otro proceso

---

<sup>1</sup> La UE maneja actualmente dos programas financiados por el BID: (i) Programa de Electrificación Rural con Energía Renovable (PERER), GRT/INV-14258-BO; y (ii) Programa de Electricidad Rural II (PER II), 3725/BL-BO.

<sup>2</sup> La UE será encargada de manejar exclusivamente las dos operaciones financiadas por el BID: 3725/BL-BO y esta nueva operación BO-L1190.

<sup>3</sup> [SICOES](#). Paquete de documentos de licitación autorizado por el Banco para aplicar en procesos por debajo de umbrales para LPI.

adicionalmente podrán difundirse en el portal del SICOES y en los diarios de circulación nacional.

- 1.6 En función del cumplimiento de las actuales actividades de implementación, en este programa será aplicable el Acuerdo para el uso parcial del Sistema Nacional de Adquisiciones del Estado Plurinacional de Bolivia, el cual adopta las Normas Básicas del Sistema de Administración de Bienes y Servicios (NB-SABS) para consultores individuales y comparación de precios. El Contrato de Préstamo incluirá disposiciones para el uso de este subsistema.

## II. CONTEXTO FIDUCIARIO DEL ORGANISMO EJECUTOR

- 2.1 La Ley No.1178 de Administración y Control Gubernamentales del 20 de julio de 1990, conocida como la Ley SAFCO, regula los sistemas de administración y control de los recursos del estado y su relación con los sistemas nacionales de planificación e inversión pública, estableciendo los subsistemas de planificación (programación de operaciones, organización administrativa y presupuesto), de ejecución (tesorería y crédito público, contabilidad gubernamental integrada, administración de personal, administración de bienes y servicios) y de control gubernamental (control interno y externo). Esta ley es de aplicación obligatoria tanto para el MEN como para ENDE. No obstante que los sistemas fiduciarios contribuyen a una ejecución transparente e integral de los recursos públicos, existen áreas donde se deberá seguir fortaleciendo.
- 2.2 **Administración de bienes y servicios (adquisiciones).** Salvo lo previsto en el numeral ¶1.6, la aplicación del Sistema NB-SABS no es aceptable para realizar contrataciones financiadas total o parcialmente con recursos del Banco. Conforme al numeral ¶1.2, ambas entidades deberán poseer capacidad fiduciaria para realizar las actividades relacionadas con su componente de ejecución ¶1.6.
- 2.3 **Presupuesto.** En Bolivia, no se cuenta con un sistema presupuestario plurianual, lo que conlleva a inscribir el presupuesto del programa anualmente, registrando los recursos, modificaciones y transferencias internas y externas recurrentemente. La contrapartida local en algunos casos es provista con retraso debido a la programación trimestral y al trámite administrativo que implica su aprobación.
- 2.4 **Contabilidad gubernamental.** Aunque el SIGEP permite la disponibilidad de información sobre la ejecución presupuestaria de forma segura y confiable, no proporciona información en otra moneda distinta a la local ni de conformidad a las categorías de inversión del programa. Por ese motivo es necesario el uso de un sistema complementario para la emisión de reportes (SIAP-BID). Actualmente el BID apoya una iniciativa del MEFP para la implementación de un módulo de contabilidad de proyectos dentro del SIGEP y se prevé que en el segundo semestre de 2018 entrará en producción. Este programa es candidato para el uso del nuevo módulo de SIGEP.
- 2.5 ENDE ha desarrollado un sistema propio (ENDESIS) que satisface las necesidades particulares de información de la empresa y los requerimientos del Banco en lo que se refiere a clasificación, acumulación y registro bi-monetario por categorías de inversión.
- 2.6 **Control gubernamental.** El control gubernamental recae en la Contraloría General del Estado, entidad que por el momento tiene limitaciones técnicas y de

personal para efectuar revisiones continuas y oportunas de proyectos financiados con recurso de organismos multilaterales.

### III. EVALUACIÓN DEL RIESGO FIDUCIARIO Y ACCIONES DE MITIGACIÓN

- 3.1 Tanto la UE del MEN como ENDE obtuvieron un nivel de Riesgo Bajo en la evaluación de capacidad institucional debido, por un lado, a su experiencia ejecutando proyectos financiados con recursos externos incluyendo, y por otro, al desempeño satisfactorio en la ejecución de dichos proyectos.
- 3.2 Considerando que ambas entidades tienen un volumen considerable de proyectos en sus carteras, la incorporación del programa supone una carga de trabajo adicional, por lo que dentro del Plan de Mitigación de Riesgos<sup>4</sup> se prevé la necesidad de fortalecer a las UEs con personal técnico y fiduciario exclusivo en adquisiciones y finanzas, a efecto de minimizar el posible retraso en la gestión fiduciaria del programa. Asimismo, ante la limitada disponibilidad de especialistas fiduciarios con experiencia en el manejo de las políticas BID, se prevé fortalecer a este nuevo personal con capacitaciones específicas.
- 3.3 En cuanto a la gestión financiera del proyecto, la evaluación SECI ha identificado que durante la ejecución de la primera fase del Programa de Electrificación Rural (PER) se establecieron procedimientos adicionales a los definidos en el ROP para el pago a proveedores. Esto ha generado retrasos en la ejecución y un deterioro de la imagen del MEN ante los proveedores. Para evitar retrasos en la ejecución es necesario lograr aceptación, por parte de las autoridades de cada OE, del ROP como instrumento oficial que regula la gestión financiera de los recursos del BID.
- 3.4 Además, se ha establecido que se utilizará el SIGEP y el sistema de ENDE ENDESIS para el registro contable de las transacciones del programa. Ambos sistemas permiten la administración de los fondos del programa, los cuales son manejados en la CUT a través de "libretas" y constituyen una base suficiente para que los auditores externos puedan emitir opinión sobre los registros contables. Sin embargo, el SIGEP no genera reportes de ejecución financiera de conformidad al estado de inversión del préstamo (categoría de inversión, tipo de moneda, base contable, etc.) motivo por el cual se hace necesario recurrir a un sistema complementario, en este caso SIAP-BID para la UE del MEN que permita el registro del gasto y la generación de reportes en formato del Banco.

### IV. ASPECTOS A SER CONSIDERADOS EN ESTIPULACIONES ESPECIALES AL CONTRATO

- 4.1 **ROP.** El ROP de cada OE incluirá su esquema de ejecución, flujos de información y procedimientos, previamente acordados con el Banco.
- 4.2 **Tipo de cambio acordado para la rendición de cuentas.** Tanto la UE del MEN como ENDE utilizarán el tipo de cambio vigente del país en la fecha efectiva de la conversión de recursos en moneda extranjera a moneda local, en las cuentas de cada ejecutor.

---

<sup>4</sup> La matriz de Gestión de Riesgos del Proyecto incluye acciones de mitigación.

- 4.3 **Estados financieros y otros informes auditados.** Dentro del plazo de ciento veinte días siguientes al cierre de cada ejercicio del OE y durante el plazo para desembolsos del financiamiento, se presentarán al Banco los estados financieros auditados del programa, debidamente dictaminados por una firma de auditoría independiente aceptable al Banco. El último informe será presentado dentro de los ciento veinte días siguientes a la fecha estipulada para el último desembolso del financiamiento. Se presentarán informes de auditoría separados por OE. Los procedimientos de contratación, alcance y presentación de las auditorías mencionadas se regirán de acuerdo a la versión revisada de la Guía de Gestión Financiera para Proyectos Financiados por el BID OP-273-6 y serán realizados por cada uno de los OE.
- 4.4 **Términos de referencia y especificaciones técnicas.** La revisión de los criterios para selección de listas cortas, términos de referencia, especificaciones técnicas y requisitos de calificación de los oferentes o consultores para la evaluación de propuestas, serán aprobados al ejecutor de forma previa por el Especialista Sectorial en su rol de Jefe de Equipo de Proyecto, independientemente de la modalidad de revisión de adquisiciones (ex ante/ex post).

## **V. ACUERDOS Y REQUISITOS PARA LA EJECUCIÓN DE LAS ADQUISICIONES**

- 5.1 **Ejecución de las adquisiciones.** Las adquisiciones estarán definidas en el PA aprobado por el Banco, y se realizarán en el marco de las Políticas GN-2349-9 y GN-2350-9 de las cuales no se prevé excepción alguna; así mismo, será aplicable el acuerdo de uso parcial del sistema nacional referido en el ¶1.6.
- 5.2 **Bienes, obras y servicios diferentes de consultoría.** Los procedimientos de contratación de obras, bienes y servicios diferentes de consultoría harán uso de los documentos estándar sin modificación alguna, considerando lo siguiente:
- a. Los procedimientos de LPI se ejecutarán utilizando los documentos estándar de licitación vigentes emitidos por el Banco y puestos a disposición en la página del Banco.
  - b. Los procedimientos de contratación que se ubiquen por debajo del umbral de LPI, utilizarán los documentos de LPN acordados con el país y puestos a disposición a través del SICOES.
  - c. Cuando se trate de obras sencillas y bienes comunes cuyo valor se encuentre por debajo del umbral para LPI y que previa autorización del Banco se puedan adquirir a través de comparación de precios, utilizarán los documentos acordados con el país y puestos a disposición a través del SICOES.
  - d. Los procedimientos de comparación de precios, que por monto se ubiquen en los umbrales oficiales establecidos para el país, aplicarán la norma nacional bajo el acuerdo de uso parcial del Sistema Nacional de Adquisiciones, utilizando los documentos acordados con el país y puestos a disposición a través del SICOES.
- 5.3 **Selección y contratación de consultores.** Los procedimientos para la selección de consultores harán uso de los documentos estándar sin modificación alguna, considerando lo siguiente:

- a. Selección de firmas consultoras en procedimientos internacionales. Se utilizará la solicitud estándar de propuestas vigente emitida por el Banco y puesta a disposición en la página del Banco.
  - b. Lista corta de firmas consultoras. Podrá estar integrada en su totalidad por firmas nacionales<sup>5</sup> cuando se trate de procesos que se ubiquen por debajo del umbral de lista corta internacional establecido por el Banco para Bolivia, utilizando los documentos de LPN acordados con el país y puestos a disposición a través del SICOES.
  - c. Selección de consultores individuales. Será aplicable la norma nacional bajo el acuerdo de uso parcial del sistema nacional, utilizando los documentos acordados con el país y puestos a disposición a través del SICOES.
- 5.4 **Gastos operativos.** Son aquellos gastos recurrentes y de mantenimiento necesarios para poner en funcionamiento el programa durante su vida útil, éstos cubren lo referente a: alquiler de oficinas, servicios públicos, comunicación radial, escrita o televisada, anuncios de adquisiciones, traducciones, cargos bancarios, artículos de oficina, fotocopias, correos, combustible, entre otros acordados con el Banco; que serán financiados por el proyecto dentro del presupuesto anual aprobado por el Banco y que se incluyen en los planes anuales de adquisiciones del programa. Los gastos recurrentes se contratarán siguiendo los procedimientos administrativos del OE referenciados en el ROP. El Banco podrá abstenerse de financiar dichos gastos si se determina que su aplicación ha vulnerado los principios de competencia, eficiencia y economía.
- 5.5 **Planificación de las adquisiciones.** El ejecutor publicará su PA en el Sistema de Ejecución de Planes de Adquisiciones y lo actualizará conforme lo requiera o por lo menos una vez al año con una visión de ejecución de 18 meses. Un proceso de contratación podrá dar inicio siempre que se encuentre inscrito en el PA previamente aprobado por el Banco.
- 5.6 **Preferencia nacional.** No se prevé aplicar preferencia nacional en ningún procedimiento de contratación.

**Cuadro 1. Montos Límites de Actuación (US\$)**

LPI		LPN*		Comparación de Precios		Lista Corta Internacional	Lista Corta Nacional
Obras	Bienes	Obras	Bienes	Obras	Bienes	Consultores	Consultores
Mayor a 3.000.000	Mayor a 200.000	Mayor a 250.000 hasta 3.000.000	Mayor a 50.000 hasta 200.000	Hasta 250.000	hasta 50.000	Mayor a 200.000	Hasta 200.000

\* Para obras sencillas y bienes comunes y cuyo valor se encuentre en el rango del umbral de LPN, se podrán adquirir a través de comparación de precios.

<sup>5</sup> No impide la participación de firmas extranjeras.

**Cuadro 2. Planificación Principales Adquisiciones**

Descripción	Método de Selección	Monto Estimado (miles US\$)
<b>Contratación de obras</b>		
Construcción de obras civiles y montaje electromecánico para la LT Los Troncos-San Ignacio (4 lotes)	LPI	15.232.000
Construcción de obras civiles montaje electromecánico y suministro de una bahía de salida de línea-subestación Los Troncos	LPI	4.200.000
Construcción de obras civiles montaje electromecánico y suministro de la subestación eléctrica San Ignacio de Velasco	LPI	8.200.000
<b>Bienes</b>		
Adquisición de bienes para la LT los Troncos-San Ignacio (4 lotes)	LPI	22.848.000
Adquisición e instalación de 30.800 luminarias LED en Oruro, lote 1 y 5.500 luminarias LED en Cobija, lote 2	LPI	16.280.000
<b>Firmas Consultoras</b>		
Dos procesos para auditoría financiera, Componente 1 y 2	SCC	300.000
Dos procesos evaluación técnica intermedia y final, Componentes 1 y 2	SBCC	120.000
Servicios de capacitación al programa	SCC	200.000

PA de los 18 primeros meses.

- 5.7 **Supervisión de adquisiciones.** El proyecto aplicará la modalidad de revisión ex ante a todos los procesos internacionales y excepciones como: contrataciones directas, selección directa y modalidades fuera de los umbrales establecidos.
- 5.8 **Revisión ex post.** Una firma auditora externa realizará al menos una vez al año, la revisión de las adquisiciones ex post según lo determine el Banco.
- 5.9 **Revisiones.** El Banco puede realizar visitas periódicas para actualizar el nivel de capacidad de gestión de adquisiciones y el nivel de riesgo fiduciario asociado a la ejecución de la operación.
- 5.10 **Registros y archivos.** Cada ejecutor será responsable de establecer los controles necesarios para el resguardo e integridad de la documentación generada por la ejecución ex ante o ex post del programa. El Banco podrá, en cualquier momento verificar los estándares de organización, control y seguridad de los archivos.

## VI. GESTIÓN FINANCIERA

- 6.1 **Programación y presupuesto.** La UE del MEN y ENDE, en su calidad de ejecutores, realizarán las funciones de programación y planificación de las actividades del proyecto con base a las obras aprobadas en acuerdo con el Banco y plasmadas en el POA, el PEP y el PA. Para ello cada OE asegurará la inscripción y modificaciones presupuestarias necesarias para el proyecto. La formulación, aprobación, ejecución, seguimiento y evaluación de los presupuestos de ambos OE seguirá los lineamientos establecidos en los reglamentos específicos del sistema de presupuesto del MEN y ENDE.



- 6.2 **Contabilidad y sistemas de información.** Se prevé un manejo independiente de parte de la UE del MEN y de ENDE. La UE utilizará el SIGEP y ENDE el ENDESIS. El SIGEP integra en un único registro 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 el de devengado y se aplicarán normas internacionales de contabilidad y normas gubernamentales en forma paralela debido a que la ejecución en SIGEP está regida por estas últimas. Adicionalmente, para los registros contables del financiamiento, en el caso de la UE del MEN, será necesario el uso del SIAP-BID como registro contable complementario para la emisión de reportes requeridos por el Banco, incluyendo solicitudes de desembolsos. En el caso de ENDE, se utilizará el ENDESIS que ya fue utilizado en la ejecución del PER-I. Para la contabilidad se preparará un catálogo contable que identifique los gastos por gestión homologando las categorías de inversión con las partidas presupuestarias y cuentas contables respectivas.
- 6.3 Los estados financieros requeridos para el programa son: (i) estado de flujo de efectivo; (ii) estado de inversiones acumuladas, notas explicativas; y (iii) declaración de la gerencia del programa sobre el buen uso de los fondos del programa.
- 6.4 **Desembolsos y flujo de caja.** El préstamo se desembolsará principalmente bajo la modalidad de anticipo de fondos de forma independiente tanto para la UE del MEN como para ENDE, en función de la programación financiera del programa, a ser periódicamente actualizada por cada uno de los ejecutores en un trabajo previo coordinado. Los recursos del préstamo serán depositados en la CUT del Banco Central de Bolivia y transferidos posteriormente a cuentas operativas en moneda local (libretas). El Banco podrá efectuar un nuevo anticipo de fondo únicamente cuando se haya justificado al menos el 80% del total del anticipo anteriormente desembolsado. La modalidad de reembolso de pagos podrá ser utilizada para el reconocimiento de gastos que realice la UE y ENDE siempre y cuando dichos gastos hayan sido realizados de acuerdo a procedimientos aceptables para el BID. El uso del método de pagos directos queda limitado a casos excepcionales y previo consentimiento del Banco.
- 6.5 **Control interno y auditoría interna.** Tanto el MEN como ENDE cuentan con un sistema de control interno que comprende instrumentos de control previo y posterior que están incorporados en el plan de organización, en los reglamentos y en los manuales de procedimientos de cada entidad. Asimismo, ambas entidades cuentan con una Unidad de Auditoría Interna (UAI) que depende directamente de la máxima autoridad ejecutiva y se encarga de realizar evaluaciones independientes para determinar el grado de cumplimiento y eficacia de los sistemas de administración y de los instrumentos de control interno incorporados en la entidad. Los informes de auditoría interna resultantes de esta revisión contienen recomendaciones para ser implementadas por la administración. Se prevé que el programa sea incluido en este tipo de revisiones y que dichos informes sirvan en la planificación del trabajo del auditor externo. El Banco, como una actividad estratégica dentro de su mandato, anualmente coordinará con las UAIs de ambos ejecutores reuniones de coordinación para poder identificar acciones de monitoreo sobre el proyecto. Adicionalmente, el Banco invitará a las UAIs a participar en los talleres fiduciarios sobre la ejecución financiera de proyectos.

- 6.6 **Control externo e informes.** Toda vez que el manejo de los recursos es independiente, la auditoría externa será independiente para cada ejecutor. La contratación será multianual con el objetivo de: (i) evitar costos transaccionales; (ii) lograr continuidad en el trabajo de los auditores; y (iii) garantizar revisiones preliminares con cortes semestrales.
- 6.7 **Plan de supervisión financiera.** La supervisión financiera se realizará de manera expost para las dos entidades ejecutoras. Las acciones que se contemplan son: (i) visita integral (adquisición y financiera) a los lugares de inversión del financiamiento; (ii) visitas de verificación de implementación de las recomendaciones de control interno hechas por el auditor externo; y (iii) auditoría anual externa del proyecto y revisión de gabinete del informe de auditoría.
- 6.8 **Mecanismos de ejecución.** La UE del MEN y la UE de ENDE serán fortalecidos con personal adicional en gestión contable-financiera y adquisiciones para que puedan asumir las responsabilidades fiduciarias adicionales de esta operación. El ROP correspondiente regulará, entre otros, la contratación de auditoría, el manejo financiero de la ejecución de los recursos del programa, la programación financiera global y el flujo de información entre los OE.

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-\_\_\_/18

Bolivia. Préstamo \_\_\_\_/BL-BO al Estado Plurinacional de Bolivia  
Programa de Expansión de Infraestructura Eléctrica

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con el Estado Plurinacional de Bolivia, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución del Programa de Expansión de Infraestructura Eléctrica. Dicho financiamiento será con cargo a los recursos del Capital Ordinario (CO) del Banco, de la siguiente manera: (i) hasta por la suma de US\$11.700.000, sujeto a términos y condiciones financieras concesionales ("CO Concesional"); y (ii) hasta por la suma de US\$66.300.000, sujeto a los términos y condiciones financieras aplicables a las operaciones financiadas con los recursos del programa regular del CO del Banco ("CO Regular"), según se indican en el Resumen del Proyecto de la Propuesta de Préstamo, y sujeto a las Condiciones Contractuales Especiales de dicho Resumen.

(Aprobada el \_\_\_\_ de \_\_\_\_ de \_\_\_\_)