

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

BOLIVIA

PROYECTO HIDROELÉCTRICO DE ENERGÍA RENOVABLE MISICUNI

(BO-L1043)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Emilio Sawada (ENE/CPR) y Alberto Levy Ferre (INE/ENE) Co-Jefes de Equipo; Alejandro Melandri (INE/ENE); Gastón Astesiano (INE/ENE); Camilo López (INE/ENE); Jorge Ordoñez (INE/ENE); Diego Buchara (LEG/SGO); Emmanuel Boulet (VPS/ESG); Jonathan Renshaw (VPS/ESG); Roberto Laguado (CAN/CBO); Mariano Perales (CAN/CBO); Marcelo Barros (CAN/CBO); bajo la supervisión de Leandro Alves Jefe de la División de Energía (INE/ENE/CHF) y Baudouin Duquesne, Representante (CAN/CBO).

ÍNDICE

I.	ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN	2
A.	El Proyecto Múltiple Misicuni.....	2
B.	El Proyecto Hidroeléctrico de Energía Renovable Misicuni	2
C.	El Sector Eléctrico de Bolivia.....	3
D.	Justificación del Proyecto Hidroeléctrico Misicuni.....	5
E.	Estrategia del BID en el País	6
II.	OBJETIVOS, COMPONENTES Y COSTOS.....	6
A.	Costo y Financiamiento	7
B.	Matriz de Resultados.....	7
III.	ESTRUCTURA FINANCIERA Y RIESGOS PRINCIPALES	8
A.	Instrumentos de Financiamiento y Condiciones Contractuales	8
B.	Riesgos Ambientales y Sociales y Medidas de Mitigación	8
C.	Riesgos Fiduciarios	10
D.	Viabilidad técnica	10
E.	Viabilidad económica	11
F.	Otros temas y riesgos	13
IV.	PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN	13
A.	Ejecución y Administración del Proyecto.....	13
B.	Esquema de monitoreo y evaluación	15

Anexos	
Anexo I	Resumen - Matriz de Efectividad en el Desarrollo (DEM)
Anexo II	Marco de Resultados
Anexo III	Resumen Plan de Adquisiciones

Enlaces Electrónicos
Requeridos
1. Plan Operativo Anual (POA): http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=2240500
2. Arreglos para Monitoreo y Evaluación: http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=2200820
3. Informe de Análisis Ambiental (IGAS) y Plan de Manejo Ambiental (PMA) del Programa: http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=2225285
4. Plan de Adquisiciones: http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=2203496
5. Formularios de Revisión de Salvaguardias y Clasificación http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=2240969
Opcionales
6. Manual Operativo para la Ejecución (MOE): http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=2220908
7. Revisión Técnica Fase 0 - Proyecto Hidroeléctrico Misicuni (PHM): http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=2202655
8. Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental preliminar de PHM y Línea de Transmisión: http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=2041081
9. Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental preliminar del Proyecto Múltiple Misicuni: http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=2045723
10. Resumen Ejecutivo del Análisis Financiero http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=2202499
11. Análisis Económico http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=2225018
12. Esquema General y Corte Transversal del Proyecto Misicuni: http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=2203738
13. Plan de Implementación y Administración http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=2227842

SIGLAS Y ABREVIATURAS

AE	Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CAF	Corporación Andina de Fomento
CNDC	Comité Nacional de Despacho de Carga
CO	Capital Ordinario
CO ²	Dióxido de Carbono
CPE	Constitución Política del Estado
CT	Cooperación Técnica
EM	Empresa Misicuni
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad
ER	Energía renovable
FOE	Fondo para Operaciones Especiales
FU	Facilidad Unimonetaria
GdB	Gobierno de Bolivia
GdI	Gobierno de la República de Italia
GWh	Gigawatt/hora
ha	Hectáreas
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
INFRAFONDO	Fondo para Preparación de Proyectos de Infraestructura
kV	Kilovoltios
kW/mes	Kilowatt/mes
l/s	Litros por segundo
m	Metros
m ³	Metros cúbicos
m ³ /seg	Metros cúbicos por segundo
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MHE	Ministerio de Hidrocarburos y Energía
MMAA	Ministerio de Medio Ambiente y Agua
BTU	<i>British Thermal Unit</i>
MW	Megawatt
MSNM	Metros Sobre el Nivel del Mar
m/s	Metros por segundo
OE	Organismo Ejecutor
O&M	Operación y Mantenimiento
PARQUE	Parque Nacional Tunari
PHM	Proyecto Hidroeléctrico de Energía Renovable Misicuni
PMA	Plan de Manejo Ambiental
PMM	Proyecto Múltiple Misicuni
POA	Plan Operativo Anual
ROP	Reglamento Operativo del Proyecto
RPC	Razones de Precios de Cuenta
SECI	Sistema de Evaluación de la Capacidad Institucional
SEMAPA	Servicio Municipal de Agua Potable y Alcantarillado
SERNAP	Servicio Nacional de Áreas Protegidas

SIN	Sistema Interconectado Nacional
TGN	Tesoro General de la Nación
TIRE	Tasa Interna de Retorno
UEP	Unidad Ejecutora del Proyecto
VMEEA	Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
VPNE	Valor Presente Neto Económico

RESUMEN DEL PROYECTO
BOLIVIA
PROYECTO HIDROELÉCTRICO DE ENERGÍA RENOVABLE MISICUNI
(BO-L1043)

Términos y Condiciones Financieras					
Prestatario: Estado Plurinacional de Bolivia			Tipo de Fondos	CO	FOE
			Plazo de amortización:	30 años	40 años
Organismo Ejecutor (OE): Empresa Nacional de Electricidad (ENDE)			Período de Gracia:	6 años	40 años
			Período de Desembolso:	5 años	5 años
Fuente	Monto (US\$ Millones)		Tasa de interés:	FU-Fija	0,25%
	Programa	%	Comisión de inspección y vigilancia:	*	
BID (CO)	70,7	62,0			
BID (FOE)	30,3	26,5	Comisión de crédito:	*	
Local	13,1	11,5			
Total	114,1	100,0	Moneda:	Dólares de EEUU de la Facilidad Unimonetaria (FU) de Capital Ordinario del BID.	USD

Esquema del Proyecto

Objetivo / Descripción del Programa: El objetivo del Proyecto Múltiple Misicuni (PMM) es abastecer de agua potable y agua para riego al valle de Cochabamba, y al mismo tiempo, generar energía eléctrica para el Sistema Interconectado Nacional (SIN), mediante el aprovechamiento de las aguas de la cuenca del río Misicuni. El objetivo específico del Proyecto Hidroeléctrico de Energía Renovable Misicuni (PHM), que forma parte del PMM, es agregar una capacidad instalada de generación de 80 megawatts (MW) al SIN y producir anualmente 217 gigawatts hora (GWh) de energía eléctrica. El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) financiará el PHM.

Condiciones previas al primer desembolso (todas en el párrafo 4.7): (i) aprobación del Reglamento Operativo del Proyecto (ROP) por parte del directorio de ENDE que incluye las condiciones ambientales y sociales que debe cumplir el proyecto, establecidas en la Sección VIII del [Informe de Gestión Ambiental y Social](#) (IGAS); (ii) que se haya constituido formalmente la Unidad Ejecutora del Proyecto (UEP), que se haya designado su Coordinador y que se haya completado la contratación de su personal mínimo según lo acordado en el ROP incluyendo los especialistas técnico, ambiental y social, contable y financiero, y de adquisiciones; (iii) cumplimiento de las obligaciones ambientales y sociales establecidas en el párrafo 8.3 de la Sección VIII del IGAS; y (iv) la firma del convenio subsidiario entre el Prestatario y ENDE mediante el cual el Prestatario transfiere a ENDE los recursos del préstamo y ENDE asume las obligaciones bajo el Contrato de Préstamo.

Condiciones especiales de ejecución (todas en el párrafo 4.8): Antes del llamado de licitación correspondiente a cada una de las obras de infraestructura del proyecto financiadas con recursos del préstamo, el OE deberá presentar, a satisfacción del BID, evidencia de que: (i) se ha presentado informe final de revisión de los aspectos técnicos del proyecto, especialmente de la ingeniería básica y de detalle actualizada de las obras, revisado por un ingeniero independiente contratado por el BID; (ii) se ha emitido y se encuentra vigente la licencia ambiental respectiva aprobada por las autoridades competentes; y (iii) se está dando cumplimiento a las obligaciones ambientales y sociales definidas en la Sección VIII del IGAS. Adicionalmente, el OE deberá presentar a satisfacción del BID: (iv) anualmente, un informe sobre la situación financiera de ENDE, que incluya sus estados financieros auditados; y (v) semestralmente, un informe con la revisión de los aspectos técnicos del proyecto, revisado por un ingeniero independiente contratado por el BID.

Excepciones a las políticas del BID: Ninguna.

El proyecto califica como: SEQ[] PTI[] Sector[] Geográfica[] % beneficiarios[]

Adquisiciones: Adquisiciones del PHM se realizarán conforme a las políticas y procedimientos del BID, definidas en los documentos GN-2349-7 y GN-2350-7. No se prevén excepciones a las políticas del BID (Anexo III).

(*) La comisión de crédito y comisión de inspección y vigilancia serán establecidas periódicamente por el Directorio Ejecutivo como parte de su revisión de cargos financieros del BID, de conformidad con las disposiciones aplicables de la política del BID sobre metodología para el cálculo de cargos para préstamos del capital ordinario. En ningún caso la comisión de crédito podrá superar el 0,75%, ni la comisión de inspección y vigilancia exceder, en un semestre determinado, lo que resulte de aplicar el 1% al monto de Financiamiento, dividido por el número de semestres comprendido en el plazo original de desembolsos.

I. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

A. El Proyecto Múltiple Misicuni

- 1.1 El Proyecto Múltiple Misicuni (PMM) tiene por objetivo incrementar el abastecimiento de agua potable y agua para riego al valle de Cochabamba, y generar energía eléctrica para el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Cochabamba es una región de Bolivia que tiene un creciente problema de escasez de agua tanto para consumo de su población como para la agricultura. Por otra parte, el país requiere aumentar su capacidad de generación para hacer frente a la creciente demanda eléctrica. El PMM contribuye a satisfacer todas estas necesidades.
- 1.2 El PMM consiste en el represamiento y trasvase de las aguas del río Misicuni que se encuentra a unos 3.700-metros sobre el nivel del mar (msnm) hacia el valle de Cochabamba ubicado a unos 2.700-msnm. La canalización se realiza por un túnel de unos 20-kilómetros (km) de longitud a través de una zona montañosa en dirección contraria al flujo del río Misicuni. Este túnel se conecta a una tubería de presión que conduce el agua en una caída de aproximadamente 1.000-metros (m) hasta una casa de máquinas donde se genera energía eléctrica.¹
- 1.3 El proyecto requiere de la construcción de una represa de relleno de grava y cara de concreto de 120-m de altura, una tubería de presión, la planta de generación eléctrica y obras complementarias. Un túnel de 2,2-m a 2,6-m de diámetro, que conectará el embalse con la tubería de presión fue completado en 2005 con apoyo financiero del Gobierno de la República de Italia (GdI). Con esta obra y una toma de agua temporaria sobre el río Misicuni, se está suministrando agua a Cochabamba aunque en un volumen promedio de 0,15-metros cúbicos por segundo (m³/seg) sustancialmente inferior a la capacidad de 3,2-m³/seg, prevista para el proyecto. La represa, con un costo estimado en US\$85 millones, cuenta también con financiamiento del GdI, recursos de la Prefectura de Cochabamba, el Tesoro General de la Nación (TGN) y la Corporación Andina de Fomento (CAF). La construcción de la represa, comenzó en junio de 2009 y espera estar concluida en 42 meses².
- 1.4 El préstamo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) tiene por objeto financiar el componente hidroeléctrico del PMM cuyo costo se estima en US\$114,1 millones, incluyendo la transmisión eléctrica y obras complementarias. El BID contribuiría con US\$101 millones y el resto sería cubierto con contrapartida local.

B. El Proyecto Hidroeléctrico de Energía Renovable Misicuni

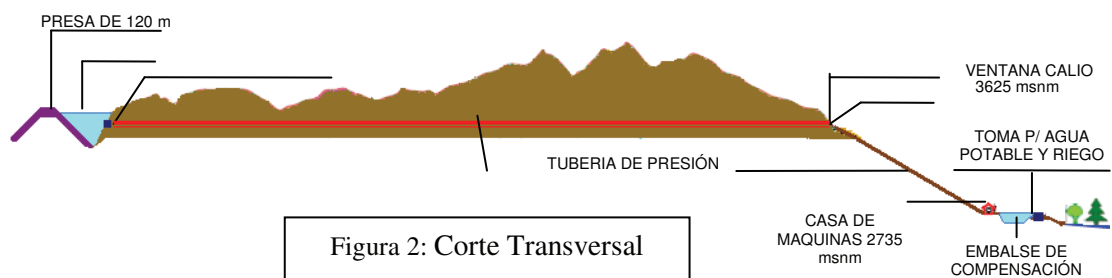
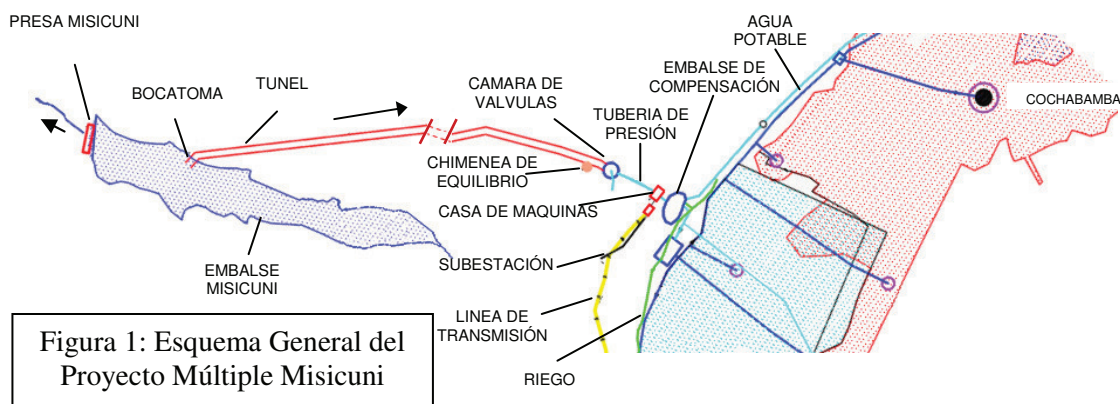
- 1.5 El Proyecto Hidroeléctrico de Energía Renovable Misicuni (PHM), que forma parte del PMM, consiste en el aprovechamiento de las aguas de la represa, que proveerá un caudal medio anual estimado en 3,2-m³/seg. El PHM incluye: (i) extensión del túnel existente en 700-m en la zona de El Calio; (ii) tubería de conducción forzada de acero de 1,6-m de diámetro y 3.800-m de longitud; (iii) casa de máquinas

¹ Se prevé una siguiente fase que incluye túneles adicionales por 20-km para aprovechar las aguas de los ríos Viscachas y Putucuni. Dada la magnitud de las inversiones no se espera su ejecución en el corto plazo.

² El consorcio constructor está compuesto por firmas de Italia, Bolivia, Colombia y Venezuela.

situada en Molle Molle a 2.740-msnm; (iv) embalse de compensación de 7-hectáreas (ha) ubicado próximo a la planta de generación; y (v) una subestación y línea de transmisión. Desde este embalse, unos 2-m³/seg de agua serán derivados hacia una planta potabilizadora para proveer al Servicio Municipal de Agua Potable y Alcantarillado (SEMAPA), y a otros municipios a fin de ampliar y mejorar el servicio de agua potable a la población³, y 1-m³/seg de riego para servir a unas 2.600-ha de tierras agrícolas.

Figura I-1 - Esquema General y Corte Transversal del PMM



1.6 La central hidroeléctrica tendrá una capacidad instalada de 80-megawatts (MW) y proveerá anualmente 217-gigawatts/hora (GWh) de energía. El SIN tiene una capacidad instalada total de 1.140-MW, y una demanda pico de potencia del orden de 900-MW. Dada la limitación del caudal de agua disponible, la central hidroeléctrica operará durante las horas de mayor demanda (unas 7,5 horas por día). A fin de regular la provisión de agua potable y riego de acuerdo a la demanda, se construirá un embalse de compensación con una capacidad de 300.000-metros cúbicos (m³)⁴.

C. El Sector Eléctrico de Bolivia

1.7 El sector eléctrico de Bolivia está regido por la Ley de Electricidad No. 1.604 de 1994. La compraventa de electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), puede realizarse a través de contratos o del mercado de oportunidades (*spot*) donde

³ El valle de Cochabamba cuenta con unos 1,1 millones de habitantes.

⁴ Las obras complementarias de agua potable y riego, que toman el agua a partir del embalse compensador, están previstas que sean financiadas por la Prefectura de Cochabamba y el GdB.

las transacciones se efectúan sobre la base de precios que se definen cada hora a partir de los costos marginales de generación.

- 1.8 El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) es responsable del despacho, para lo cual tiene las siguientes funciones: (i) planificar la operación integrada del SIN para satisfacer la demanda mediante una operación segura, confiable y de costo mínimo; (ii) realizar el despacho de carga en tiempo real; (iii) determinar la potencia efectiva de las unidades generadoras del SIN; (iv) calcular los Precios de Nodo para presentarlos a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) para su aprobación; y (v) proveer información a la AE⁵.
- 1.9 La generación, transporte y distribución del SIN están a cargo de empresas privadas, mixtas y de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE)⁶. La cobertura nacional de electrificación es del 80% (85% de cobertura urbana y 30% rural). El subsector de generación es de libre competencia, mientras que los de transmisión y distribución han sido estructurados como monopolios naturales regulados cuyas tarifas son fijadas por la AE.
- 1.10 Como consecuencia de la reforma constitucional, se está fortaleciendo la presencia del Estado en el sector, especialmente a través de ENDE que ha sido declarada empresa pública estratégica y corporativa (Decreto Supremo No. 29644/2008). Adicionalmente, el Poder Ejecutivo implementó la transferencia de las acciones que el Fondo de Capitalización Colectiva tenía en las empresas de generación Corani S.A., Guaracachi S.A. y Valle Hermoso S.A., a ENDE (Decreto Supremo No. 0289 del 9 de septiembre de 2009)⁷. Las tres empresas fueron creadas en 1995 como producto del proceso de capitalización del sector eléctrico a través del cual se seleccionaron socios estratégicos que tienen el control accionario y realizan la operación. Las autoridades bolivianas tienen intención de adquirir la mayoría accionaria de las tres empresas, a través de un proceso de negociación bilateral, con opción de que los privados continúen como operadores.
- 1.11 El Organismo Ejecutor (OE) del PHM, ENDE, es una empresa pública con patrimonio y capital propios, con potestad de participar en los distintos segmentos del mercado (generación, transmisión, distribución y sistemas aislados) para lo cual se prevé la creación de empresas separadas para cada actividad. ENDE tiene su sede en la ciudad de Cochabamba, presencia a nivel nacional en todas las actividades de la industria eléctrica, y actúa bajo la tutela del Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE). Su funcionamiento está sujeto a sus estatutos aprobados por el Órgano Ejecutivo. ENDE cuenta con autonomía de gestión técnica, administrativa, financiera y legal para el cumplimiento de sus objetivos.

⁵ El CNDC está compuesto por un representante de las empresas generadoras, uno de transmisión, uno de las distribuidoras, uno de los consumidores no regulados y uno de la AE (anteriormente de la Superintendencia de Electricidad), siendo este último el Presidente del Comité.

⁶ El SIN cuenta actualmente con nueve empresas generadoras, dos de transmisión y seis distribuidoras. Los principales sistemas aislados son los de Tarija, Beni y Pando.

⁷ El Fondo de Capitalización Colectiva es un vehículo financiero de propósito específico titular de las acciones transferidas a los ciudadanos como parte del proceso de capitalización de las empresas públicas durante los 1990s. La administración de estas acciones estaba a cargo de las Administradoras de Fondos de Pensión. A partir de esta transferencia la ENDE ejercerá los derechos sociales como accionista de las tres empresas.

- 1.12 ENDE está dirigida por un directorio integrado por los Ministros de Hidrocarburos y Energía, de Hacienda y Finanzas Públicas, de Medio Ambiente y Agua, de Obras Públicas, Servicios y Vivienda, y de Planificación del Desarrollo o sus respectivos representantes. El directorio está presidido por el Ministro de Hidrocarburos y Energía. El ejecutivo principal de ENDE es el gerente general, designado por el Presidente del Estado Plurinacional de una terna propuesta por la Asamblea Legislativa Plurinacional. ENDE se financia con recursos propios, donaciones, transferencias internas y con financiamiento interno y externo.
- 1.13 El formulador de las políticas sectoriales es el MHE a través del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA). El Decreto Supremo No. 0071/2009 creó la AE que sustituyó la Superintendencia de Electricidad como órgano de regulación y control del sector. La AE es una institución pública, técnica y operativa con personalidad jurídica y patrimonio propio, cuenta con independencia administrativa, legal y técnica bajo la órbita del MHE. Los agentes del mercado pueden impugnar decisiones de la AE a través del recurso jerárquico ante el MHE y luego solicitar la revisión judicial ante los tribunales ordinarios.
- 1.14 **Política de Servicios Públicos (OP-708).** El PHM es consistente con los objetivos de la política. No obstante el sector eléctrico de Bolivia presenta algunos aspectos que ameritan ser analizados *vis-a-vis* sus condiciones básicas de la OP-708. Como consecuencia de la nueva Constitución Política del Estado, el Gobierno de Bolivia (GdB) tiene como política otorgar una mayor presencia del Estado en el sector eléctrico, entre otros fortaleciendo a ENDE. El GdB está en proceso de adquirir el control accionario en las empresas de generación, transmisión y distribución que fueron capitalizadas en los 1990s. Asimismo, se estaría estudiando la posibilidad de ajustar la ley de electricidad No. 1.604 para incentivar una mayor participación de contratos de largo plazo en el mercado de generación vía subastas públicas, manteniéndose la actual estructura sectorial, la fijación de precios de generación (potencia y electricidad) y tarifas reguladas (transmisión y distribución), y la participación del sector privado. Estos cambios podrían generar algunas incertidumbres hasta tanto se complete el proceso.
- 1.15 A pesar de las observaciones expuestas, es importante notar que el sistema eléctrico del país continúa siendo consistente con los lineamientos básicos de la OP-708, existiendo la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución; la generación se despacha con base al costo marginal; se remunera potencia y energía⁸; y existe un órgano de regulación con independencia, administrativa, financiera, legal y técnica.

D. Justificación del Proyecto Hidroeléctrico Misicuni

- 1.16 El PMM se plantea como una solución a un problema creciente de la falta de agua potable y escasez de agua para riego del valle de Cochabamba, y también para proveer energía eléctrica al SIN. La ejecución del PHM es fundamental para la viabilidad económica y financiera del PMM. Los beneficios por la provisión de energía eléctrica al SIN complementan los del agua potable y riego. El PHM contribuirá a: (i) incrementar la capacidad instalada de generación hidroeléctrica

⁸ La remuneración actual de la potencia es de Bs58,49 por Kilowatt/mes y la energía de Bs133,16 por MW/h.

para hacer frente a la creciente demanda de electricidad, estimada en 6% anual para el próximo quinquenio; (ii) mejorar la matriz energética al incrementar la capacidad instalada de Energía Renovable (ER) y desplazando generación con plantas térmicas que operan a gas natural y a diesel; (iii) reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO²) a la atmósfera, disminuyendo la emisión de gases de efecto invernadero; (iv) liberar gas natural para exportación a precios del mercado regional que están en el orden de US\$5 el millón de *British Thermal Unit* (BTU); y (v) contribuir a reducir los montos de subsidios del gas natural destinado a las generadoras térmicas cuyo precio es de aproximadamente US\$1,3 el millón de BTU.

E. Estrategia del BID en el País

- 1.17 La Estrategia del BID para Bolivia (documento GN-2485-2) prioriza los temas de pobreza, exclusión social y acceso a los servicios básicos de la población, identificando áreas de acción tales como la provisión de agua potable, apoyo a infraestructura productiva y la disponibilidad de insumos energéticos. El PHM es consistente con estos lineamientos ya que contribuirá a proveer agua potable y de riego para el valle de Cochabamba, y energía eléctrica para el SIN. El mejoramiento de la disponibilidad de agua contribuirá a mitigar uno de los factores más importantes que dificultan el desarrollo económico, social y cultural de Cochabamba. Adicional al préstamo para el PHM, el BID está preparando un Programa Electrificación Rural (BO-L1050) que apoyará proyectos de acceso al servicio eléctrico a zonas rurales y aisladas del país.

II. OBJETIVOS, COMPONENTES Y COSTOS

- 2.1 El objetivo del PMM es abastecer de agua potable y agua para riego al valle de Cochabamba, y al mismo tiempo generar energía eléctrica para el SIN mediante el aprovechamiento de las aguas de la cuenca del río Misicuni. El objetivo específico del PHM, que forma parte del PMM, es agregar una capacidad instalada de generación de 80-MW al SIN y producir anualmente 217-GWh de energía eléctrica. El BID financiará el PHM que contribuirá a: (i) incrementar la capacidad instalada de generación al SIN para hacer frente a la creciente necesidad de electricidad, especialmente en las horas de mayor demanda; (ii) mejorar la matriz energética incrementando la participación de ER; y (iii) reducir los subsidios al sector y liberar gas natural para exportación. El proyecto comprende dos componentes. El primero incluye las obras de infraestructura y el segundo la ingeniería, supervisión, mitigación ambiental y social, y otros costos indirectos.
- 2.2 **Componente I - Obras de Infraestructura**
- a. Extensión y blindaje del túnel de baja presión: construcción de 727-m faltantes del tramo final del túnel de aducción y blindaje con hormigón de este tramo más 692-m que están sin blindar;
 - b. Chimenea de equilibrio: la cual consiste en un pozo vertical de 150-m de altura a partir del túnel de baja presión, con 2,60-m de diámetro;
 - c. Válvula de seguridad: de tipo mariposa para el cierre del conducto forzado;

- d. Conducto forzado: con anclajes de hormigón, de longitud de 3.767-m y diámetro de 1,60-m, el cual operaría con un caudal de 9,8-m³/s y con una velocidad de aproximadamente 4,8-metros por segundo (m/s);
- e. Casa de máquinas: ubicada a 2.740-msnm y albergará dos generadores acoplados a turbinas tipo Pelton, de 40-MW cada una;
- f. Embalse de compensación impermeabilizado: ubicado aguas abajo de la casa de máquinas, almacenará el agua turbinada con una capacidad de 300.0000-m³, tiene 7-ha de extensión y una profundidad máxima de 9-m;
- g. Subestación y Línea de Transmisión: para conectar la central al SIN a través de una línea de 230-kilovoltios (kV), 50-km de longitud (15-km dedicados al proyecto y 35-km forman parte de la futura línea que une a Cochabamba con La Paz).

2.3 **Componente II – Otros Costos.** Este componente cubre los costos de ingeniería y supervisión de las obras, contingencias, costos de compensación y mitigación de impactos ambientales y sociales.

A. Costo y Financiamiento

2.4 El costo total del PHM se estima en US\$114,1 millones, de los cuales US\$101 millones (incluyendo los impuestos que correspondan), serán financiados con el préstamo BID y el resto constituye contrapartida a ser aportado por el GdB. Del total del préstamo el 70% provendrá de recursos provenientes del Capital Ordinario (CO) y el remanente 30% de recursos del Fondo para Operaciones Especiales (FOE).

Cuadro II-1. Costo y Financiamiento del PHM (en millones de US\$)

<i>Componente de inversión</i>	<i>BID</i>	<i>Contrap.</i>	<i>Total</i>
I. Obras de Infraestructura			
a. Extensión del túnel, chimenea de equilibrio y blindaje	10,7	--	10,7
b. Tubería de presión y válvula de seguridad	29,2	--	29,2
c. Obras civiles de la casa de máquinas y obras complementarias	5,6	--	5,6
d. Equipamiento (turbinas y generadores)	27,4	--	27,4
e. Embalse de compensación	5,4	--	5,4
f. Subestación y línea de transmisión	10,2	--	10,2
II. Otros Costos			
a. Mitigación de impactos ambientales y sociales	3,2	--	3,2
b. Ingeniería y supervisión de obra	6,4	--	6,4
c. Auditoría, administración y otros	2,9	1,0	3,9
Auditoría	0,2		0,2
Administración y otros	2,7	1,0	3,7
d. Contingencias		12,1	12,1
Total	101,0	13,1	114,1
Porcentaje (%)	(88,5)	(11,5)	(100,0)

B. Matriz de Resultados

2.5 Se prevé que el PHM proporcione los siguientes resultados: (i) suministrar 217-GWh anuales de energía eléctrica, especialmente en las horas pico;

(ii) proporcionar en promedio 3,2-m³/s de agua potable y para riego al valle de Cochabamba a partir del embalse de compensación; y (iii) incrementar la capacidad productiva de 2.600-ha de tierras agrícolas. La matriz incluye los medios de verificación (fuentes y sistemas de recolección de información) y los supuestos fundamentales como *proxy* de riesgos. Los indicadores de efectos directos incluyen las líneas de base pertinentes, así como metas intermedias y finales. En la especificación de indicadores de productos para la fase de construcción, se seleccionaron los más relevantes, así como aquellos que permitirán el monitoreo semestral requerido por el BID (ver Anexo II).

III. ESTRUCTURA FINANCIERA Y RIESGOS PRINCIPALES

A. Instrumentos de Financiamiento y Condiciones Contractuales

- 3.1 La operación se desarrollará como un préstamo de inversión con garantía soberana a ser financiado en un 70% con recursos del CO con un plazo de 30 años y el 30% restante con recursos del FOE con plazo de 40 años. El período de desembolso será de cinco años con el siguiente cronograma tentativo.

Cuadro III-1. Cronograma de desembolsos (en millones de US\$)

Fuente	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total
BID	2,6	33,1	34,3	21,5	9,5	101,0
%	03%	33%	34%	21%	09%	100%

B. Riesgos Ambientales y Sociales y Medidas de Mitigación

- 3.2 El financiamiento del BID se concentra en las obras de la central hidroeléctrica, líneas de transmisión y obras complementarias. Sin embargo, para el análisis ambiental y social se consideró el PMM en su integridad incluyendo los impactos de las obras de la represa Misicuni que no es financiada por el BID, pero que es necesaria para el funcionamiento del PHM. Como consecuencia, por los impactos potenciales identificados, la operación fue clasificada como Categoría “A”. Se ha desarrollado un Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS), que incluye un análisis detallado de los impactos y medidas de mitigación tanto de la obra de la central hidroeléctrica como de la represa Misicuni.
- 3.3 El PMM se encuentra en el Parque Nacional Tunari (Parque) que es un área protegida. Dentro de sus límites se observa un alto nivel de intervención antrópica. El Parque no cuenta aún con un Plan de Manejo Ambiental (PMA). El PMM cuenta con una licencia ambiental otorgada por el Ministerio de Medio Ambiente y Agua (MMAA). Para iniciar las obras del PMM, el Parque no requiere de un PMA ya que el proyecto ha sido declarado estratégico y prioritario por ley. Del total de las 300.000-ha del Parque, el PMM afectará directamente 743-ha, lo que significa aproximadamente el 0,25% de su superficie⁹.
- 3.4 Los impactos ambientales permanentes más significativos relacionados a la construcción y operación del PMM son: (i) el reasentamiento involuntario de 175 familias que pertenecen a las ocho comunidades indígenas en la zona de la represa

⁹ A los fines de apoyar la preparación del PMA del Parque, el BID tiene previsto desarrollar una Cooperación Técnica (CT) para el Servicio Nacional de Áreas Protegidas (SERNAP) que administra los parques nacionales, en coordinación con otras agencias de desarrollo.

Misicuni así como el desplazamiento económico de unas 200 familias que tienen sus tierras agrícolas en el área del futuro embalse y la consecuente disminución de actividades productivas; (ii) la conversión del uso del suelo en una parte del Parque debido a la instalación permanente de obras e impacto en el hábitat natural; (iii) cambios en el caudal y calidad de agua por la presa aguas abajo del río Misicuni; (iv) riesgos a la salud y seguridad de las comunidades cercanas a la presa principal y embalse de compensación; y (v) potencial degradación ambiental debido a las actividades de construcción mayor dentro de un área sensible.

- 3.5 Con respecto específicamente a las obras del PHM, la línea de transmisión y obras complementarias, cuyas inversiones se financiarán con el préstamo BID, los principales riesgos son: **durante la construcción:** (i) los impactos directos a las propiedades que serán adquiridas; (ii) los impactos indirectos a las comunidades que desarrollan actividades agrícolas en el área de proyecto (ej. polvo en las áreas de cultivo); (iii) talado de árboles (*kewiña*) en una franja de la tubería de presión; (iv) manejo y disposición de los excedentes de excavaciones de las obras; **durante la operación:** (i) las restricciones del dominio en la franja de la tubería de presión y de la línea de transmisión; (ii) ruido durante las horas de operación de la planta de generación; y (iii) potenciales problemas con el embalse de compensación y manejo operativo del agua para lo cual se requiere un plan de contingencia.
- 3.6 No se espera que la inundación del embalse tenga impactos significativos sobre especies de flora y fauna en alguna categoría de conservación¹⁰. Para mitigar los impactos indirectos del proyecto en la cuenca de Misicuni, particularmente la erosión y la influencia negativa en los hábitats naturales frágiles como los bofedales, el BID acompañará con otro préstamo en preparación para apoyar estos temas (Programa Ambiental Misicuni, BO-L1053, por US\$5 millones). Este préstamo será ejecutado por la Empresa Misicuni (EM).
- 3.7 Se han desarrollado planes de reasentamiento consistentes con las políticas del BID sobre Reasentamiento Involuntario (OP-710) y Pueblos Indígenas (OP-765). La mayoría de las actividades relacionadas con el Plan de Reasentamiento de la zona de la represa ya han sido implementadas. El componente que aún no fue implementado es el Programa de Restauración y Apoyo a las Actividades Productivas. El Programa Ambiental Misicuni (BO-L1053) incluye actividades para diversificar y fortalecer las actividades productivas en las comunidades afectadas. La implementación exitosa de este proyecto sería imprescindible para asegurar la restauración de la capacidad económica de las comunidades afectadas y asegurar el cumplimiento a las políticas OP-710 y OP-765.
- 3.8 Se ha establecido un caudal mínimo permanente de 200-litros por segundo (l/s) aguas abajo de la presa, el cual corresponde al 95% del caudal existente durante la temporada seca, caudal mínimo que deberá mantenerse siempre después del cierre del túnel de desvío. Se desarrollará un Plan de Manejo Adaptivo del Caudal Ecológico, que incluirá disposiciones para el monitoreo periódico de la calidad y cantidad de agua y el inventario de la fauna y flora acuática y riparia en el río Misicuni aguas abajo de la presa. El diseño final de la descarga del caudal mínimo

¹⁰ Se ha realizado un estudio y evaluación de la flora y fauna durante la época seca, el cual será complementado con estudios durante la época húmeda para confirmar que no haya impactos significativos.

contribuirá a asegurar la calidad de agua comparable a la calidad que existe actualmente en el río Misicuni.

- 3.9 Se ha desarrollado un marco conceptual para los planes de contingencias tanto para la zona de la represa Misicuni como para el PHM. Los planes de contingencias específicos y detallados serán desarrollados y completados por lo menos un año previo al cierre del túnel de desvío del embalse Misicuni y antes de comenzar las operaciones del PHM que incluye el embalse de compensación.

C. Riesgos Fiduciarios

- 3.10 La capacidad institucional de ENDE para la ejecución del PHM fue evaluada durante la preparación de la operación. Se utilizó la metodología del Sistema de Evaluación de la Capacidad Institucional (SECI), que abarca: (i) capacidad de planificación y organización (planificación de actividades y gestión institucional); (ii) capacidad de ejecución (administración de personal, de bienes y servicios, y financiera); y (iii) capacidad de control (interno y externo). El análisis concluyó que ENDE tiene un riesgo medio y que la Unidad Ejecutora del Proyecto (UEP) de ENDE para el préstamo BID, en formación, requiere ser fortalecida para garantizar una correcta ejecución del préstamo. En este contexto, el BID aprobó una Cooperación Técnica (CT) no reembolsable¹¹, parte de la cual está destinada a fortalecer la UEP por medio de la contratación de especialistas técnicos de apoyo.
- 3.11 ENDE no ha ejecutado ninguna operación con el BID. Sin embargo, con la CAF esta ejecutando préstamos para la construcción de: (i) la línea de transmisión Caranavi-Trinidad (US\$32,2 millones); y (ii) la línea de transmisión de interconexión entre Tarija y el SIN (US\$44 millones). Adicionalmente, está ejecutando un proyecto de generación térmica en una empresa mixta (Entre Ríos), donde es socio mayoritario. Estas experiencias de ENDE, especialmente el personal ya capacitado, podrán ser aprovechadas por la UEP responsable de la ejecución del préstamo BID.

D. Viabilidad técnica

- 3.12 Durante el proceso de preparación se efectuó una revisión independiente tanto del PHM como del PMM, que concluyó en que el PHM puede razonablemente abastecer energía eléctrica al SIN de un modo eficiente. Las principales razones son: (i) las instalaciones de toma, regulación y conducción de caudales ya están construidas o en proceso de ejecución; (ii) las mayores incertidumbres ex ante de este tipo de proyecto suelen ser los riesgos geológicos de la construcción del túnel de aducción, que en este caso está casi completo y en uso parcial; (iii) la disponibilidad de un salto de casi 1.000-m entre la salida del túnel y la casa de máquinas y la posibilidad de regulación de caudal constituyen factores claves de costo eficiencia (alta carga y baja variabilidad de flujo); y (iv) el riesgo de falla de la represa está minimizado por la adopción de estándares generalmente aceptados por la industria para el diseño de la capacidad del aliviadero, así como la elección de un tipo de presa de muy baja vulnerabilidad a fallas catastróficas.

¹¹ Apoyo a la Preparación del Proyecto Hidroeléctrico de Energía Renovable Misicuni (BO-T1117, en ejecución ATN/OC-11787-BO), con recursos del Fondo para Preparación de Proyectos de Infraestructura (Infrafondo).

E. Viabilidad económica

- 3.13 La conceptualización y el diseño del PMM han sido analizados a lo largo de 35 años: pre factibilidad realizada por *Sofrelec* (Francia, 1975), factibilidad de *Lavalin* (Canadá, 1979), diseño de *Electrowatt* (Suiza, 1987), diseños complementarios efectuados con posterioridad a la perforación de túnel de conducción de *TAMS-Ingetec* (USA - Colombia, 2003) y una última revisión a cargo de ENDE (Bolivia, 2008). Recientemente, la consultora *R.W. Beck* (USA) realizó una revisión general recomendando algunas revisiones específicas. El CNDC participa en la definición en detalle de la interconexión de la central a la red en 230-kV. *TAMS-Ingetec* revisó la comparación de costos totales entre las distintas opciones de conceptualización del PMM y concluyó que la alternativa con menor costo medio de largo plazo era una central con capacidad inicial de 80-MW y servicios de agua potable y riego¹².
- 3.14 **Metodología y Datos.** Se ha analizado la viabilidad económica, mediante un análisis de mínimo costo del PHM y un análisis de costo beneficio tanto para la central como del PMM. Se consideraron precios de eficiencia de junio de 2009, expresados en divisas libres en manos del GdB (precios de frontera). Las Razones de Precios de Cuenta (RPC) están calculadas utilizando los factores de cuenta estimados por la Dirección General de Inversión Pública, para corregir precios de mercado a precios de eficiencia en numerario de consumo. La tasa social de descuento adoptada fue de 12%. Para la valoración de los beneficios se consideraron los correspondientes a: (i) incremento de provisión de agua potable (una parte de la población no cuenta con conexiones a la red de agua potable y debe recurrir a pozos o comprar agua provista por camiones cisterna); (ii) incremento de la producción agrícola como resultado del riego de 2.600-ha, y (iii) sustitución de capacidad de generación térmica por hidráulica.
- 3.15 **Análisis de mínimo costo.** La comparación del costo económico total de generar con la central respecto a generar con la mejor alternativa térmica constituida por dos turbinas a gas y ciclo abierto, resulta favorable a la hidroeléctrica en US\$62,55 millones a precios de frontera, para un costo de oportunidad previsto del gas en el largo plazo, que se considera en el orden de los US\$8 el millón de BTU, y asumiendo una responsabilidad de la hidroeléctrica en el costo de la presa de almacenamiento del 20,65%. La selección de la hidroeléctrica es robusta y resulta preferible en US\$38,71 millones aún cuando el precio de oportunidad del gas se considere en sólo US\$5 el millón de BTU. Respecto al resto de obras hidráulicas que complementan la hidroeléctrica para conformar el PMM, puede asegurarse que pertenecen a la ruta de expansión de mínimo costo económico total, por criterios de diseño.
- 3.16 **Análisis de beneficio costo.** La remuneración por el agua turbinada representa una transferencia entre entidades del sector público por lo que su costo es nulo a efectos del análisis. Tampoco se consideran las inversiones ya efectuadas en el túnel de conducción por ser costos hundidos, ni de la represa de compensación por requerirse solo para regular el caudal turbinado para su uso en riego y acueducto.

¹² Aunque para la primera fase no se requiere, la presa se está construyendo con una altura de 120-m considerando que a mediano plazo se completarán los túneles de los ríos Putucuni y Viscachas.

Por otra parte, dado que la represa principal se requiere tanto para asegurar el caudal firme de la central, como para regular el caudal destinado a riego y agua potable, a efectos de la evaluación se asigna al PHM el 20,65% del costo directo de construcción de la represa, por ser esta la proporción de los beneficios económicos netos del PHM respecto a los del PMM. Debido a que no se cuenta con una simulación detallada de los despachos de la central y a que existe una oferta mayoritariamente térmica, se asume que el PHM no provee energía incremental y que la totalidad de su producción se destina a sustituir energía térmica más costosa.

- 3.17 **Resultados del análisis del PHM.** Con las hipótesis descritas y suponiendo el costo de oportunidad del gas de US\$8 el millón de BTU, el PHM posee un Valor Presente Neto Económico (VPNE) de US\$19,4 millones y una Tasa Interna de Retorno (TIRE) del 14,5%. Un análisis de sensibilidad muestra que si el precio de oportunidad del gas cae a US\$6 el millón de BTU, la TIRE baja a 12,4% y el VPNE a US\$2,5 millones; en tanto que con gas a US\$5,5 el millón de BTU, los respectivos valores son de US\$1,2 millones y 11,8%. Si el costo de inversión del PHM se incrementa en un 20%, la TIRE cae a 11,0% y el VPNE a US\$10 millones. Se observa también que los indicadores no son sensibles a los costos de Operación y Mantenimiento (O&M) del PHM. Si la construcción se retrasara un año, tendría VPNE de US\$13,8 millones y TIRE del 13,9%. El PHM resulta viable y el análisis de sensibilidad reconoce un entorno de confianza a esa viabilidad.
- 3.18 **Resultados del análisis del PMM.** En ausencia de información económica confiable para cuantificar los beneficios asociados al riego, la evaluación económica del PMM es conservadora pues estima estos beneficios valorando el agua de riego por su costo marginal de producción a largo plazo. Aún así, los indicadores del PMM resultan altamente satisfactorios: VPNE de US\$93,3 millones y TIRE del 17,5%. Si los beneficios asociados al riego se estimaran a partir del cambio en el precio de los terrenos favorecidos, los indicadores serían aún superiores. La mayor sensibilidad del PMM se presenta respecto al precio del gas, aún si éste se sitúa en US\$5 el millón de BTU resultaría un VPNE de US\$56,8 millones y TIRE del 15,4%. Los indicadores permanecen elevados aún si el PMM se atrasara un año, aunque su VPNE caería a US\$76,2 millones y la TIRE a 16,6%.
- 3.19 **Análisis financiero.** El prestatario de esta operación es el Estado Plurinacional de Bolivia y como tal, el responsable frente al BID por el pago de los intereses, comisiones y cuotas de amortización derivadas del préstamo. El OE será ENDE quien ha acordado con el prestatario repagarle las cuotas del préstamo al TGN. Con base en ello, se realizó un análisis para determinar la capacidad del proyecto para hacer frente a dichos pagos. Para la proyección financiera se consideraron los ingresos del proyecto en concepto de remuneración por potencia y energía, el pago del agua turbinada a la EM y los gastos de O&M. Se consideraron los siguientes supuestos: (i) crecimiento de la demanda eléctrica en 6% anual en el próximo quinquenio, y luego del 5% anual; (ii) remuneración de potencia y energía en los valores actuales por los próximos cinco años, y un ajuste quinquenal a partir de esa fecha en el orden del 5% en US\$ para cada quinquenio; (iii) despacho de 7,5 horas promedio diario; (iv) costo operativo promedio anual de US\$400.000; y (v) remuneración de 3 centavos de US\$ por m³ de agua turbinada.

- 3.20 Bajo estos supuestos del caso base, el PHM tiene capacidad para operar y mantener la infraestructura y hacer frente al repago del préstamo al TGN. Se desarrolló un caso pesimista incluyendo los siguientes supuestos: (i) aumento del costo de las obras en 15%; (ii) retraso en el comienzo de las operaciones en seis meses; y (iii) aumento de los costos de O&M en 10%. El resultado de este escenario fue satisfactorio¹³.

F. Otros temas y riesgos

- 3.21 El proyecto de ley en discusión para el sector eléctrico podría modificar algunas de las condiciones consideradas en el análisis del PHM. Es importante hacer un seguimiento de este tema como asimismo el de la recompra de las empresas generadoras actualmente en proceso de negociación y sus implicancias a ENDE.

IV. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN

A. Ejecución y Administración del Proyecto

- 4.1 El prestatario del proyecto será el Estado Plurinacional de Bolivia y el OE será ENDE. ENDE constituirá una UEP que dependerá directamente de su gerente general. La función de coordinación general estará a cargo de ENDE, apoyada por la UEP. La UEP contará, entre otros, con: (i) un coordinador; (ii) un especialista en gestión financiera; y (iii) un especialista en adquisiciones. La labor de la UEP será complementada con la contratación de especialistas (ingeniero hidráulico, ingeniero civil y ambiental) que trabajarán como consultores asociados. Adicionalmente, la gerencia de ENDE designará un grupo de profesionales de la empresa que actuarán como contraparte y apoyo a la UEP y que, junto a los consultores técnicos contratados, constituirán el consejo técnico de la UEP.
- 4.2 La UEP asumirá la responsabilidad básica por: (i) la preparación de los pliegos de licitación para la contratación de consultores y adquisición de bienes y servicios; (ii) la organización y seguimiento de los procesos de licitación; (iii) la adjudicación y administración de los contratos; y (iv) la fiscalización y supervisión técnica y administrativa de los contratos de provisión de bienes y servicios de consultoría que se requieran para el adecuado desenvolvimiento del PHM.
- 4.3 La UEP, será además responsable ante el BID por: (i) la coordinación de todas las actividades relacionadas con el PHM; (ii) la elaboración de los informes de avance físico-financiero; (iii) la presentación de las solicitudes de no objeción y desembolso del préstamo, y el mantenimiento de registros contables que serán la fuente principal para la elaboración de dichas solicitudes y cualquier reporte financiero; (iv) la implantación y mantenimiento de un sistema de control que

¹³ No se consideró adecuado realizar un análisis financiero de ENDE porque se trata de una empresa en transición. Durante la década del 90s, ENDE fue reducida a una empresa para el manejo de los activos residuales, especialmente de los sistemas eléctricos aislados. A partir del decreto de julio 2008, los proyectos eléctricos a ser financiados por el GdB serán ejecutados y operados por ENDE. Actualmente la empresa tiene un patrimonio equivalente a unos US\$147 millones, deudas por US\$33 millones, patrimonio neto de US\$114 millones, y factura US\$8,6 millones (según estados financieros auditados del 2008). En los próximos cinco años se espera que su patrimonio se incremente sustancialmente, pudiendo llegar hasta el 1.000% de los valores actuales. Entre otros, se espera la reincorporación de las empresas eléctricas de generación capitalizadas en los 90s; en 2010 se espera que entre en operación la línea Caranavi – Trinidad, ejecutada por la ENDE y la planta de generación térmica de Entre Ríos, ejecutada por la empresa mixta ENDE Andina.

garanticen el correcto uso de los recursos y el resguardo de los mismos así como el mantenimiento del archivo documentario de las transacciones; y (v) la preparación y actualizaciones del Informe Inicial del Proyecto, los Planes Operativos Anuales (POA), los Informes Semestrales de Seguimiento, los Informes de Evaluación, y el Informe de Terminación del Proyecto, previo a la presentación de los mismos al BID. La UEP actuará como enlace permanente entre ENDE y el BID, y será responsable por el cumplimiento oportuno de las cláusulas contractuales del contrato de préstamo y de los acuerdos y actividades relacionadas con el PHM.

- 4.4 **Fondo rotatorio.** Los recursos del financiamiento del BID serán desembolsados al OE en la forma de un fondo rotatorio de hasta el 5% del monto del préstamo.
- 4.5 **Adquisiciones.** La adquisición de bienes y servicios, y la contratación de obras se realizarán de conformidad con las Políticas para la Adquisición de Obras y Bienes Financiados por el BID (Documento GN-2349-7), y la selección y contratación de los servicios de consultoría con recursos del PHM se realizarán de acuerdo con las Políticas para la Selección y Contratación de Consultores Financiados por el BID (Documento GN-2350-7), conforme establecido en el contrato de préstamo y el Plan de Adquisiciones. El resumen del Plan de Adquisiciones para los primeros 18 meses se presenta en Anexo III. Dicho plan será actualizado anualmente o cuando se presenten cambios sustanciales. La supervisión del BID de las adquisiciones y contrataciones del PHM se llevarán a cabo en forma ex-ante.
- 4.6 **Auditoría.** Durante todo el período de ejecución del PHM, el OE presentará al BID los estados financieros anuales consolidados del PHM, dentro de los 120 días del cierre del respectivo ejercicio fiscal. La auditoría será efectuada por una firma de auditores independientes aceptable al BID, de conformidad con los términos de referencia previamente aprobados por el BID (Documentos AF-300 y AF-400). En la selección y contratación de la firma, se utilizarán los procedimientos establecidos en el documento de licitación de auditoría externa (Documento AF-200). Los costos de auditoría serán financiados con recursos del PHM.
- 4.7 **Condiciones previas al primer desembolso: (i) aprobación del Reglamento Operativo del Proyecto (ROP) por parte del directorio de ENDE que incluye las condiciones ambientales y sociales que debe cumplir el proyecto, establecidas en la Sección VIII del IGAS; (ii) que se haya constituido formalmente la UEP, que se haya designado su Coordinador y que se haya completado la contratación de su personal mínimo según lo acordado en el ROP incluyendo los especialistas técnico, ambiental y social, contable y financiero, y de adquisiciones; (iii) cumplimiento de las obligaciones ambientales y sociales establecidas en el párrafo 8.3 de la Sección VIII del IGAS; y (iv) la firma del convenio subsidiario entre el Prestatario y ENDE mediante el cual el Prestatario transfiere a ENDE los recursos del préstamo y ENDE asume las obligaciones bajo el contrato de préstamo.**
- 4.8 **Condiciones especiales de ejecución del proyecto.** Antes del llamado de licitación correspondiente a cada una de las obras de infraestructura del proyecto financiadas con recursos del préstamo, el OE deberá presentar, a satisfacción del BID, evidencia de que: (i) se ha presentado informe final de revisión de los aspectos técnicos del proyecto, especialmente de la ingeniería básica y de detalle actualizada

de las obras, revisado por un ingeniero independiente contratado por el BID; (ii) se ha emitido y se encuentra vigente la licencia ambiental respectiva aprobada por las autoridades competentes; (iii) se está dando cumplimiento a las obligaciones ambientales y sociales definidas en la Sección VIII del IGAS. Adicionalmente, el OE deberá presentar a satisfacción del BID: (iv) anualmente, un informe sobre la situación financiera de ENDE, que incluya sus estados financieros auditados; y (v) semestralmente, un informe con la revisión de los aspectos técnicos del proyecto, revisado por un ingeniero independiente contratado por el BID.

B. Esquema de monitoreo y evaluación

- 4.9 **Seguimiento.** El OE presentará para la aprobación del BID, a más tardar el 30 de mayo y el 30 de noviembre de cada año, durante la ejecución del PHM, informes de seguimiento sobre el progreso de las actividades. Para tal efecto, el OE contará con un sistema de seguimiento que integre la información financiero-contable y el avance del proyecto. Dichos informes se focalizarán en el cumplimiento de indicadores de productos y avances de resultados incluidos en el Marco de Resultados (Anexo II), analizarán los problemas encontrados y presentarán las medidas correctivas adoptadas. En el caso de los informes a ser presentados el 30 de noviembre de cada año, incluirán además el POA del año siguiente, con pronóstico de desembolsos y Plan de Adquisiciones actualizado. La revisión de estos informes será realizada en reuniones semestrales entre el BID y el OE.
- 4.10 El BID por su parte contará con el apoyo de firmas asesoras especializadas o consultores individuales durante la ejecución del proyecto con el objetivo de mantener un debido proceso de supervisión y seguimiento de los aspectos técnicos, económicos, financieros y ambientales del proyecto. De este modo se espera identificar oportunamente eventuales obstáculos e inconsistencias en las obras y en las actuaciones y decisiones de los contratistas, la unidad ejecutora y demás actores involucrados. El equipo del BID realizará visitas trimestrales al sitio de la obra y mantendrá un diálogo constante con la UEP.
- 4.11 **Evaluación.** El OE presentará al BID un informe de evaluación a los 18 meses de ejecución contados a partir de la fecha en que el préstamo haya sido declarado elegible para desembolsos, un informe intermedio a los 60 días contados a partir de la fecha en que se haya desembolsado el 50% de los recursos del préstamo y un informe de evaluación final a los 60 días contados a partir de la fecha en que se haya desembolsado el 90% de los recursos del préstamo. Los términos de referencia de dichos informes requerirán la no-objeción del BID. Estos informes incluirán, entre otros: (i) los avances en el logro de las metas del Marco de Resultados; (ii) el grado de cumplimiento de las obligaciones contractuales; (iii) la efectividad del sistema de seguimiento y evaluación; y (iv) las lecciones aprendidas. Los informes quedarán disponibles para llevar a cabo una evaluación ex-post si el OE o el BID así lo decidieran después de concluido el PHM.