

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO  
NO AUTORIZADO PARA USO PUBLICO

## **COLOMBIA**

### **PROYECTO CENTRAL HIDROELÉCTRICA PORCE III**

**(CO-L1005)**

### **PROPUESTA DE PRESTAMO**

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Roberto Manrique (RE3/FI3) Jefe; Alejandro Melandri, José Manuel Cabral, Jennifer Wakeham, Gloria Lugo (RE3/FI3); Gerónimo Frigerio, Kevin McTigue (LEG/OPR); Jairo Salgado (COF/CCO); con la contribución de Ignacio Coral, Ramón López-Rivera, María Edna Gonzalez, Pablo Roda, Carlos De Moya, Alfredo Ibarguen, Plinio Montalván, Fernando Lecaros (consultores).

## INDICE

I.	MARCO DE REFERENCIA.....	3
A.	Marco socioeconómico.....	3
B.	El sector eléctrico: Marco Institucional y Regulatorio.....	3
C.	Estrategia del Banco para el País y el Sector .....	7
D.	Estrategia del País en el Sector.....	10
E.	Estrategia del Proyecto.....	11
II.	EL PROYECTO.....	13
A.	Objetivo y descripción.....	13
B.	Costo y financiamiento.....	15
III.	EJECUCIÓN DEL PROYECTO.....	16
A.	Prestatario, garante y organismo ejecutor .....	16
B.	Ejecución y administración .....	16
C.	Adquisiciones .....	17
D.	Fondo rotatorio .....	19
E.	Registros contables y control de desembolsos .....	19
F.	Auditorías externas.....	19
G.	Período de ejecución y calendario de desembolsos.....	19
H.	Seguimiento y evaluación.....	20
IV.	VIABILIDAD Y RIESGOS .....	23
A.	Viabilidad institucional .....	23
B.	Viabilidad socioeconómica .....	24
C.	Viabilidad financiera .....	25
D.	Viabilidad técnica.....	27
E.	Viabilidad ambiental y social.....	28
F.	Beneficios y beneficiarios .....	29
G.	Riesgos .....	30

## ANEXO

Marco Lógico

## APENDICE

Proyecto de Resolución

<b>Referencias electrónicas</b>	
Datos básicos socioeconómicos	<a href="http://www.iadb.org/RES/index.cfm?fuseaction=externallinks.countrydata">http://www.iadb.org/RES/index.cfm?fuseaction=externallinks.countrydata</a>
Cartera en ejecución y préstamos aprobados:	<a href="http://portal.iadb.org/approvals/pdfs/Cosp.pdf">http://portal.iadb.org/approvals/pdfs/Cosp.pdf</a>
Programa tentativo de préstamos	<a href="http://portal/opsfilters/xmlToHtml.aspx?Output=HTML&amp;Header=&amp;AppName=LENDINGPROGRAM&amp;Language=EN&amp;Sort=&amp;Link=Filter&amp;Region=&amp;Country=CO&amp;Division=&amp;PipeYear=2005&amp;OperatorType=LON">http://portal/opsfilters/xmlToHtml.aspx?Output=HTML&amp;Header=&amp;AppName=LENDINGPROGRAM&amp;Language=EN&amp;Sort=&amp;Link=Filter&amp;Region=&amp;Country=CO&amp;Division=&amp;PipeYear=2005&amp;OperatorType=LON</a>
Información disponible en los archivos de RE3/FI3	<a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=559511">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=559511</a>
Plan de Adquisiciones:	<a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=559515">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=559515</a>
Informe de Gestión Ambiental y Social	<a href="http://www.iadb.org/projects/Project.cfm?project=CO-L1005&amp;Language=English">http://www.iadb.org/projects/Project.cfm?project=CO-L1005&amp;Language=English</a>

## SIGLAS Y ABREVIATURAS

ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
BID, Banco	Banco Interamericano de Desarrollo
CAF	Corporación Andina de Fomento
CC	Ciclo Combinado
CND	Centro Nacional de Despacho
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social
CP	Concurso de precio
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DNP	Departamento Nacional de Planeación
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
EBITDA	<i>Earnings before interest, taxes, depreciation, and amortization</i>
EEPPM	Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
FMI	Fondo Monetario Internacional
GWH	Giga vatios hora
IVA	Impuesto al Valor Agregado
JBIC	Japan Bank for International Cooperation
LPN	Licitación Pública Nacional
LPI	Licitación Pública Internacional
MAVDT	Ministerio del Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial
MEM	Mercado de Energía Mayorista
MME	Ministerio de Minas y Energía
NIC	Normas Internacionales de Contabilidad
PBL	Policy Based Loan
PIB	Producto Interno Bruto
PPA	Power Purchasing Agreement (Contratos de Compra de Potencia)
PMBC	Precio Medio de Bolsa y Contratos
SIC	Superintendencia de Industria y Comercio
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SDDP	Stochastic Dual Dynamic Programming
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STN	Sistema de Transmisión Nacional
TACC	Tasa anual de crecimiento compuesto
TIR	Tasa Interna de Retorno
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económico
UEN	Unidad Estratégica de Negocios
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
VP	Valor Presente
VPN	Valor Presente Neto
VPNE	Valor Presente Neto Económico

**Resumen del Proyecto  
COLOMBIA  
Proyecto Central Hidroeléctrica Porce III (CO-L1005)**

<b>Términos y condiciones financieras<sup>1</sup></b>			
<b>Prestatario:</b> Empresas Públicas de Medellín, E.S.P (EEPPM)		<b>Plazo de amortización:</b> 20 años	
<b>Garante:</b> República de Colombia		<b>Período de gracia:</b> 7 años	
<b>Organismo Ejecutor:</b> Empresas Públicas de Medellín, E.S.P.		<b>Desembolso:</b> 7 años	
Fuente	Monto	%	Tasa de interés: Ajustable
<b>BID (CO)</b>	US\$200 millones	22	<b>Comisión de inspección y vigilancia:</b> 0%
<b>Local</b>	US\$711 millones	78	<b>Comisión de crédito:</b> 0,25 % p.a.
<b>Total</b>	US\$911 millones	100	<b>Moneda:</b> Dólares Estadounidenses de la Facilidad Unimonetaria
<b>Esquema del proyecto</b>			
<p><b>Objetivo:</b> Contribuir a la satisfacción del crecimiento de la demanda de electricidad del país, desde el segundo semestre de 2010, utilizando recursos hidráulicos del río Porce de manera eficiente y sustentable.</p>			
<p><b>Condiciones contractuales especiales previo al primer desembolso de los recursos del préstamo:</b> El Prestatario cumplirá, a satisfacción del Banco, con las siguientes condiciones contractuales especiales previo al primer desembolso de los recursos del préstamo:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Presentar evidencia de la contratación de la auditoría socioambiental externa en los términos acordados previamente con el Banco (¶ 3.16);</li> <li>2. Presentar evidencia de la aprobación, por parte de la autoridad ambiental, de la licencia ambiental modificada que autoriza la construcción de las líneas de transmisión (¶ 3.23);</li> <li>3. Presentar el Plan Operativo acordado para el primer año de las actividades de desarrollo corporativo (¶ 3.24).</li> </ol>			
<p><b>Condiciones especiales de ejecución:</b> El Prestatario cumplirá, a satisfacción del Banco, con las siguientes condiciones especiales de ejecución:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Presentar al Banco, anualmente, un informe con los avances en la implantación de las medidas de desarrollo corporativo y los resultados de la evaluación externa (¶ 3.25);</li> <li>2. Presentar informes semestrales de supervisión integral del Proyecto, y del seguimiento de la ejecución de la gestión socio ambiental requeridos por la autoridad ambiental (¶ 3.19 y 3.24);</li> <li>3. Previo al inicio del llenado del embalse, presentar evidencia que ha cumplido con la reubicación, relocalización y compensación de la población afectada de acuerdo al Programa de Reasentamiento (¶ 3.23).</li> <li>4. Solicitar autorización previa al Banco para ejecutar proyectos de expansión de la Unidad Estratégica de Negocios Generación Energía del Prestatario cuyas inversiones anuales, excluyendo aquellas relativas al Proyecto, exceda en ese momento, del 20% del valor total de los activos fijos en servicio, más el de las obras en ejecución de la Unidad Estratégica de Negocios Generación Energía (¶ 3.22).</li> <li>5. No asumir nuevas obligaciones financieras con vencimientos mayores de un año a consecuencia de las cuales: (a) la relación entre la deuda financiera total de EEPPM y el EBITDA sea mayor a 2.5; o sea que al final de cada periodo de análisis la relación deuda financiera total de EEPPM sobre el EBITDA debe ser menor o igual a 2.5</li> </ol>			
<p><b>Condiciones especiales durante la vigencia del Contrato de Préstamo:</b> El Prestatario cumplirá, a satisfacción del Banco, con las siguientes condiciones especiales durante la vigencia del Contrato de Préstamo:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Implementar las mejores acciones comerciales a su alcance orientadas a que la relación entre el precio medio de bolsa y contratos (PMBC) de EEPPM y el PMBC se mantenga sobre el 90% de los valores del PMBC del mercado nacional. (¶3.21);</li> </ol>			

2. Antes del 30 de julio de 2006, presentar los resultados del estudio de evaluación y gestión de los impactos ambientales sinérgicos y acumulativos en la cuenca del Río Porce y una propuesta de Plan de Manejo para prevenir, compensar y mitigar los impactos identificados que incluya la asignación específica de los recursos para ejecutar las medidas viables y bajo responsabilidad de EEPPM de dicho Plan (¶3.23);
3. Antes del 31 de diciembre de 2006, presentar el Plan de Contingencias que surja del estudio del estado operativo del conjunto de desarrollos hidroeléctricos en la cuenca del Río Porce, a realizarse en los términos acordados con el Banco; y a partir de esa fecha, implantar las medidas de dicho Plan que sean viables y de responsabilidad de EEPPM, e informar semestralmente al Banco sobre su implantación (¶ 3.20);
4. Mantener la separación contable de sus unidades estratégicas de negocio; y aplicar los criterios de valuación de inversiones en activos y su correspondiente exposición en los estados financieros, recomendados por las Normas Internacionales de Contabilidad a partir del ejercicio a cerrar el 31 de diciembre de 2005 (¶ 3.21);
5. En caso existan transacciones financieras entre las unidades estratégicas de negocios de EEPPM, realizar dichas transacciones con base en condiciones comerciales de mercado y no comprometer la disponibilidad oportuna de recursos necesarios para la ejecución del Proyecto ni el servicio de la deuda (¶ 3.21);
6. No vender, disponer y enajenar, en una o una serie de transacciones, activos cuyo valor exceda el 50% de los activos de EEPPM consolidada, sin previa autorización del Banco (¶ 3.21);
7. Presentar un informe financiero anual con los estados financieros y una actualización de las proyecciones financieras a diez años, ambos separados por unidades estratégicas de negocios y en forma consolidada (¶ 3.21);
8. Una vez culminada la construcción de la central hidroeléctrica, presentar un informe anual con el estado de las obras y equipos del Proyecto y un plan anual de mantenimiento (¶ 3.19);
9. No asumir, desde la finalización de la ejecución, nuevas obligaciones financieras con vencimientos mayores de un año a consecuencia de las cuales la relación entre la deuda financiera total de EEPPM y el EBITDA sea mayor a 2.9; o sea que al final de cada periodo de análisis la relación deuda financiera total de EEPPM sobre el EBITDA debe ser menor o igual a 2.9
10. No asumir nuevas obligaciones financieras con vencimientos mayores de un año a consecuencia de las cuales La relación entre la deuda a largo plazo y el patrimonio de EEPPM consolidada exceda de 1,5 veces su patrimonio (¶ 3.21).

**Excepciones a las políticas del Banco:** Se solicita una excepción a la Política de Garantías Requeridas al Prestatario (OP-303) relativas al aporte local y a la debida ejecución del proyecto en vista que la República de Colombia solo garantizará las obligaciones de pago del préstamo, incluidos interés y comisiones. No obstante, el garante cooperará de forma amplia para asegurar el cumplimiento de los objetivos del Proyecto. ( ¶3.1)

**El proyecto es coherente con la estrategia de país:** Sí

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

**Adquisiciones:** La adquisición de obras y bienes y la contratación de servicios de consultoría se regirán por políticas del Banco contenidas en los documentos GN-2349-4 y GN-2350-4 (¶ 3.9-3.16).

**Fecha de revisión del CESI:** 11 de julio de 2005

1. La tasa de interés, la comisión de crédito y la comisión de inspección y vigilancia que se mencionan en este documento se establecen según lo dispuesto en el documento FN-568-3-Rev. El Directorio Ejecutivo puede modificarlas tomando en consideración los antecedentes existentes a la fecha, así como la respectiva recomendación del Departamento de Finanzas. En ningún caso, la comisión de crédito podrá superar el 0.75%, ni la comisión de inspección y vigilancia el 1% (\*).

(\*) En lo que respecta a la comisión de inspección y vigilancia, en ningún caso el cargo podrá superar en un semestre dado el monto que resultaría de aplicar el 1% al monto del préstamo, dividido por el número de semestres incluidos en el plazo original de desembolso.

## I. MARCO DE REFERENCIA

### A. Marco socioeconómico

- 1.1 La política macroeconómica de Colombia ha mantenido consistencia con los objetivos de estabilidad y crecimiento del Gobierno. En la última revisión del Programa stand-by con el Fondo Monetario Internacional (FMI), preparada en diciembre de 2004, se destacó que Colombia había sobrepasado todas las metas establecidas. Asimismo, el equipo técnico del FMI acordó un nuevo programa stand-by con el país, que presentó a su directorio el 29 de abril de 2005. A pesar de ello, es importante resaltar que existen varios puntos de estrés en el programa fiscal del gobierno. Por una parte, el agotamiento de las reservas del Instituto de Seguridad Social demandó transferencias del Gobierno Central de cerca de 4.4% del Producto Interno Bruto (PIB) en 2004, porcentaje que crecerá en el periodo 2005-2006. Por otra parte, el costo de la Política de Seguridad Democrática le representó al Gobierno un 4% adicional del PIB en 2004.
- 1.2 Por estas razones, aunadas a la inflexibilidad del presupuesto--aproximadamente 65% del presupuesto es absorbido por el pago de intereses sobre deuda, pensiones y transferencias a entidades territoriales--, el déficit del Gobierno Central alcanzó 5.7% en 2004 y el déficit del Sector Público Consolidado alcanzó 1.2% (la meta de FMI era 1.3%). Esta diferencia se explica por el superávit de las empresas estatales (0.8%), de algunas de las entidades territoriales (1.1%), del Banco de la Republica, del Fondo de Garantías de Instituciones Financieras (0.4%), y de la contabilidad de pagos de la entidades territoriales al sistema de pensiones territorial (1.7%). Para disminuir el déficit, el Gobierno de Colombia ha reformado en varias ocasiones el sistema impositivo, aumentando la recaudación de 11.2% a 14.9% del PIB entre 2000 y 2004 y propuso una modificación constitucional a los sistemas públicos de pensiones, ya aprobado.

### B. El sector eléctrico: Marco Institucional y Regulatorio

- 1.3 El sistema eléctrico colombiano desde 1994 se caracteriza por: (i) promover la competencia, (ii) apoyar la participación del capital privado, (iii) consolidar las funciones de formulador de políticas, regulador y supervisor en el Estado; (iv) separar las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización; (v) regular las actividades que no admiten competencia; y, (vi) crear un mercado competitivo de energía donde se asegura el libre acceso a la actividad de generación y al uso de las redes de transmisión, y se regulan las de distribución y comercialización de los usuarios regulados.
- 1.4 El Departamento Nacional de Planeación (DNP), junto con el Ministerio de Minas y Energía (MME) a través de su Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), definen las políticas del sector y su planeación indicativa; la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) ejercen las funciones de regulación y de supervisión y control, respectivamente. Existen empresas públicas y privadas en

las actividades de generación, distribución y comercialización. La actividad de transmisión es realizada por varias empresas públicas, de las cuales la principal es la empresa Interconexión Eléctrica S. A (ISA).

- 1.5 La energía generada se transa, desde 1995, en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), operado por el Centro Nacional de Despacho (CND). En el MEM se llevan a cabo transacciones de corto plazo a través del mecanismo de bolsa de energía, y transacciones de largo plazo mediante contratos financieros de cantidad y precio. La generación se remunera a través de los contratos, el precio de bolsa y, el Cargo por Capacidad. Existe amplia regulación destinada a evitar transacciones a precios oportunistas originados en eventos coyunturales o posibilitados por el ejercicio indebido del poder de mercado, cuya supervisión y control corresponde a la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), entidad encargada de la competencia. El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) calcula y difunde mensualmente el “Precio Medio de Bolsa y Contratos”<sup>1</sup>, valor que constituye el mejor indicador<sup>2</sup> público disponible sobre el precio promedio de las transacciones de la electricidad en el MEM.
- 1.6 Los clientes finales se clasifican, según su nivel de consumo, en regulados y no regulados. La CREG establece el régimen tarifario aplicable a los clientes regulados para períodos de cinco años las cuales cubren los costos reconocidos por la prestación del servicio, incluyendo los precios a nivel de la generación, los costos de transmisión, distribución y comercialización y un nivel de pérdidas eficiente; existe un régimen de subsidios a consumidores de ingresos bajos y medios mediante transferencias del sector residencial basado en la estratificación socioeconómica<sup>3</sup>. Los clientes no regulados son atendidos por comercializadores a precios pactados libremente.
- 1.7 **Funcionamiento del modelo sectorial.** El modelo sectorial busca delegar las decisiones de inversión en los agentes del mercado que responden, entre otros factores, a: (i) las normas establecidas en la regulación; (ii) la percepción de riesgo a nivel del país, del sector y del mercado; y especialmente a (iii) las señales de precio enviadas por el MEM. Esta estructura sectorial ha funcionado exitosamente en la medida en que ha posibilitado el ingreso de importantes montos de inversión privada, particularmente mediante la venta de grandes centrales de generación, la suscripción de contratos PPA, y la capitalización de algunas de las empresas distribuidoras. Sin embargo, el esquema ha sido menos exitoso en cuanto a incorporar nueva inversión a riesgo para abastecer la demanda futura, debido a múltiples factores, entre los cuales se destacan: (i) la percepción de una regulación inestable; (ii) el riesgo asociado a inversiones de lenta recuperación; (iii) el riesgo país afectado por la situación de terrorismo; y (iv) interrogantes con respecto a la capacidad real del modelo sectorial para generar el

---

<sup>1</sup> Definido detalladamente en la regulación colombiana y conocido como  $M_m$

<sup>2</sup> Este precio mide el precio promedio de la energía transada en el mercado mayorista a través de la bolsa de energía y mediante contratos de largo plazo del mercado regulado.

<sup>3</sup> Las mejoras en la focalización de este régimen de subsidios están previstas en el Programa Sectorial de Servicios Públicos, actualmente en ejecución.

conjunto de estímulos requeridos para incentivar adecuadamente la inversión en nuevas centrales por parte de actores privados. A esto se aunó la recesión económica de 1999 que generó inestabilidad en los ingresos de los actores del mercado.

- 1.8 Estas dificultades se han traducido, por una parte, en obstáculos para completar el proceso de privatización de las empresas distribuidoras y, por otra, en una creciente preocupación por la falta de interés por parte de inversionistas privados en la construcción de nuevas centrales de generación. Este desinterés constituye una preocupación cada vez mayor, debido a las consecuencias económicas y de gobernabilidad que ocurrirían en caso de un desabastecimiento futuro. Los problemas descritos requieren una solución estructural, orientada a la emisión de la señal económica correcta, oportuna, eficaz y permanente, y la puesta en marcha de acciones destinadas a remediar el estancamiento en la instalación de nueva generación que pueda haber ocasionado las señales actuales.
- 1.9 **Elementos pendientes de reforma sectorial.** Diagnósticos sectoriales recientes confirman que al cabo de una década, los logros en materia de reforma sectorial han sido altamente positivos<sup>4</sup>. Las finanzas del sector eléctrico dejaron de ser el lastre que fueron para el Gobierno durante los años 80, cuando el servicio de deuda garantizada llegó al 40% de su presupuesto. No se ha logrado culminar el empeño gubernamental de privatizar la participación accionaria estatal en aquellas empresas distribuidoras de electricidad regionales caracterizadas por mercados débiles, pérdidas técnicas y comerciales altas, y finanzas precarias, dentro de las cuales no está incluida EEPPM que se ha distinguido por la calidad de los servicios que presta y por su fortaleza institucional. El Banco viene impulsando<sup>5</sup> los elementos pendientes de la modernización de la reforma sectorial, principalmente relacionados con: (i) el incremento de la efectividad de los organismos de regulación, supervisión y control; (ii) mejoras a la eficiencia de las funciones estatales como empresario, regulador y formulador de políticas; y (iii) y mejoras en la eficiencia y sostenibilidad financiera del sector.
- 1.10 **Empresas Públicas de Medellín.** EEPPM es una empresa comercial e industrial del Estado, del orden municipal, que funciona como casa matriz de un grupo de empresas que prestan los servicios públicos de energía (generación y distribución de electricidad y distribución de gas natural), agua (alcantarillado y tratamiento) y telecomunicaciones. En el sector de energía eléctrica, desarrolla las actividades de generación, distribución y comercialización, operando como empresa verticalmente integrada en virtud de que la Ley Eléctrica lo permitió para las empresas que funcionaban verticalmente integradas al momento de su expedición, con la obligación de llevar contabilidades separadas por actividad. Su capacidad instalada a diciembre de 2004 era de 3,135 megavatios (MW), lo que representa el

---

<sup>4</sup> Banco Mundial. Colombia REDI: Diagnósticos Sectores de Infraestructura; noviembre de 2004.

<sup>5</sup> Programa Sectorial de Servicios Públicos (PBL) CO-0270, aprobado el 29 de septiembre de 2004.

23% del total nacional<sup>6</sup>. En el mismo año, EEPPM produjo 22.8% de los 48,619 Giga vatios hora (GWh) generados a nivel nacional.

- 1.11 Su estructura orgánica presenta una serie de fortalezas<sup>7</sup>: integra las visiones de cada uno de los negocios bajo una dependencia de primer nivel jerárquico; otorga autonomía a cada una de las unidades estratégicas de negocio; y, se aprovechan las economías de aglomeración, mediante la creación de sinergias en las unidades de servicios compartidos. Intervienen en su control las siguientes instancias: Fiscalía, Procuraduría General de la Nación, Personería Municipal, Contraloría General de Medellín, la Dirección de Control Interno y la SSPD.
- 1.12 EEPPM se ha distinguido por la calidad y solidez de su gestión lo cual se refleja en la calificación AAA que ha recibido para colocación nacional de bonos (calificación que se otorga a emisiones que ostenten la más alta calidad crediticia y que mantienen factores de riesgo prácticamente inexistentes). Esta calificación esta respaldada por la fortaleza financiera de EEPPM, por la a calidad de su administración, por el nivel de preparación, estabilidad y experiencia de sus técnicos, y por la continuidad y coherencia de sus estrategias. La capacidad de gestión de la empresa es reconocida a nivel nacional e internacional y es consultada en temas de gestión de empresas públicas por el Gobierno Nacional y entidades subnacionales. Mantiene una separación contable de sus unidades estratégicas de negocios lo cual crea transparencia y *accountability*; y contrata auditorías externas con el propósito de realizar el seguimiento de cláusulas contractuales con la banca multilateral y dictaminar sobre sus estados financieros. Asimismo, las transacciones financieras entre unidades estratégicas de negocio se realizan en condiciones comerciales de mercado lo que optimiza y hace transparente el manejo de caja y evita los subsidios cruzados entre negocios. Con la excepción de la valuación de inversiones en activos y su exposición en los estados financieros conforme a las normas internacionales de contabilidad, EEPPM cumple los demás criterios establecidos por el Fondo Monetario Internacional para ser considerada *commercially run*.<sup>8</sup>
- 1.13 El Municipio de Medellín es dueño de EEPPM. Para la municipalidad el tamaño de EEPPM es considerable. En diciembre del 2004 el total de activos del Municipio de Medellín, sin incluir a EE.PP.M., equivalen a 23% de los activos de EE.PP.M. De igual forma, sin considerar las transferencias de EE.PP.M., durante el 2004 los ingresos del Municipio de Medellín ascendieron a un 30% de los ingresos de EE.PP.M. La empresa le transfiere<sup>9</sup> al municipio de Medellín el 30%

---

<sup>6</sup> Fuente: Información de EEPPM. Considera 2,575 MW propios de EEPPM (18.9% del total nacional) y el resto en sus filiales y en su participación en la empresa ISAGEN S.A.

<sup>7</sup> Ver organigrama en la sección de ejecución y administración del Capítulo III .

<sup>8</sup> El documento SM/04/93 del FMI establece un conjunto de criterios relativos a condiciones financieras, la estructura de Gobierno, la independencia administrativa y las relaciones de las empresas públicas con el Gobierno Central para determinar si estas empresas son manejadas con criterios comerciales (*commercially run*). Si lo fueran, sus inversiones se excluyen del total de las inversiones públicas en las metas a cumplir del déficit o superávit primario por el país en el programa con el FMI. Colombia fue uno de los países piloto para la aplicación de estos criterios en empresas públicas del orden nacional.

<sup>9</sup> Acuerdo Municipal No. 069 de 1997

de sus utilidades del año anterior, a título de aportes ordinarios, más los aportes extraordinarios que acuerde el Concejo de Medellín. En 2004 esta transferencia ascendió a US\$ 126 millones (58% de las utilidades de 2003) de los cuales US\$ 66 millones correspondieron a aportes ordinarios. EEPPM es una empresa que cuenta con una trayectoria destacada y reconocida internacionalmente. Es protegida por la ciudadanía de Medellín por su apoyo, desde su fundación, al desarrollo económico y social de la Región, lo que ha contribuido a la formación de un capital social importante. No obstante, no está exenta de influencias políticas que pudieran afectar su buen desempeño. Dadas sus características como empresa industrial y comercial del Estado con un único dueño, sus actuales prácticas de gobierno corporativo, recogidas en un Código de Buen Gobierno, se sustentan en el reconocimiento de una serie de normas legales de distinto rango, algunas de las cuales desarrollan prácticas de gobierno corporativo reconocidas internacionalmente<sup>10</sup>.

- 1.14 La evolución financiera de EEPPM y el cumplimiento de sus compromisos financieros han sido altamente satisfactorios. El análisis de los resultados financieros a lo largo del período muestra que la UEN Generación Energía es más dinámica que EEPPM consolidada puesto que su utilidad neta crece al triple de los correspondientes valores empresariales. Los demás indicadores financieros presentados indican una situación financiera sólida con índices de endeudamiento inferiores al 36%. La generación interna de fondos de la UEN Generación Energía pasó de representar el 24% del total empresarial durante 1999, al 39% en 2004 y, adicionalmente, tuvo un crecimiento de 20% anual en términos nominales, todo lo cual refleja una situación dinámica y positiva que permite asegurar la suficiente capacidad financiera de EEPPM para acometer las inversiones oportunamente y el correcto servicio de su deuda.
- 1.15 En el ámbito internacional, está desarrollando el Proyecto Central Hidroeléctrica Bonyic en Panamá<sup>11</sup>. Este desarrollo está enmarcado dentro de la estrategia de crecimiento y diversificación del negocio de generación eléctrica, y constituye un proyecto piloto que facilitará el conocimiento directo de mercados externos del sector de energía, con miras a una etapa posterior de internacionalización de la empresa que: i) ofrezca una alternativa de inversión al mercado nacional, y ii) permita diversificar los riesgos.

### **C. Estrategia del Banco para el País y el Sector**

- 1.16 La estrategia del Banco para Colombia se orienta a: (i) sentar las bases para reactivar y dinamizar la economía; (ii) promover el desarrollo social y asegurar la

---

<sup>10</sup> Consultoría IAAG and Corporate Finance. Revisión del Código de Buen Gobierno Corporativo. Informe preliminar, mayo de 2005. Archivos técnicos de RE3/FI3. Conclusiones del taller con participación de empresas internacionales con estándares de gobierno corporativo internacionalmente reconocidos, auspiciado por el Banco en Medellín en mayo de 2005.

<sup>11</sup> En noviembre de 2003 EEPPM adquirió el control de la Sociedad Hidro Ecológica del Teribe (HET), cuyo objeto es la construcción y operación de la Hidroeléctrica Bonyic de 30 MW. Este proyecto ha sido declarado elegible para financiamiento por el Departamento del Sector Privado del Banco.

protección de los más vulnerables; y (iii) mejorar la gobernabilidad del país y apoyar la modernización del Estado. El proyecto se inserta en esta estrategia por tres razones principalmente: (i) a través de la satisfacción de la demanda de energía, contribuye a reactivar y dinamizar la economía; (ii) promueve el desarrollo social y la protección de los más vulnerables, debido a que contribuye a mantener en un valor eficiente el componente tarifario relacionado con el costo de generación, con lo cual se favorecen los consumidores en general y los de menores recursos en particular; y (iii) apoya la gobernabilidad del país al insertarse en un escenario de crecimiento económico, de buen uso de los recursos y de abastecimiento de la demanda de electricidad. Adicionalmente y a través del Programa Sectorial de Servicios Públicos, se busca proteger a los más vulnerables mejorando la focalización de los subsidios para que lleguen a quienes realmente lo ameritan y, por otra parte, se promueve la gobernabilidad del país y se apoya la modernización del Estado con medidas específicas conducentes al fortalecimiento de las instituciones de regulación, supervisión, control y competencia.

1.17 El desarrollo sectorial se ha visto afectado por una serie de factores propios del sector y otros externos al sector entre los que se destacan el riesgo país, el riesgo de orden público y el riesgo región. La estrategia del Banco en el sector eléctrico, la cual se enmarca en la Estrategia de Energía del Banco, busca: (i) apoyar la consolidación de reformas institucionales, estructurales y económicas (sostenibilidad económica, financiera, ambiental, social y política); (ii) desarrollar patrones eficientes y ambientalmente sostenibles de producción y consumo de energía (sostenibilidad ambiental); y (iii) movilizar capital para financiar el sector (sostenibilidad financiera). Mediante el PBL de Servicios Públicos se apoya la consolidación de reformas institucionales fortaleciendo los organismos de supervisión, regulación y control y, el financiamiento sectorial, promoviendo la participación privada mediante la emisión de nuevas señales regulatorias<sup>12</sup> que motiven la participación privada en la expansión de la generación, señales que deberán ser implantadas por la CREG, ente regulador autónomo. El proyecto apoya el segundo pilar ya que promueve la producción de energía eficiente y ambientalmente sostenible.

1.18 **Experiencia del Banco en el sector.** El Banco ha acompañado el desarrollo del sector eléctrico colombiano durante los últimos 30 años desde cuando el país disponía de una capacidad instalada de apenas 2,700 MW, hasta llegar a los 13,000 MW actuales. Los préstamos del Banco al sector, distribuidos en 35 operaciones por un monto total de US\$ 2,750 millones, han contribuido a financiar el 30% de la capacidad actual de generación mediante el apoyo a la construcción de 11 centrales hidroeléctricas, dentro de las cuales las de mayor tamaño fueron San Carlos, Guavio y Chivor, cada una con capacidad de alrededor

---

<sup>12</sup> La señal actual, denominada “Cargo por Capacidad”, distribuye parte del ingreso por generación de acuerdo a la potencia que cada central generadora aportaría al sistema en condiciones hidrológicas críticas. El ingreso por generación se valora al precio de bolsa que está determinado por el generador marginal despachado por orden de mérito, de acuerdo a su oferta de precios. Existe evidencia de que el cargo por capacidad no ha producido incentivos adecuados para motivar la inversión privada en la expansión de la generación.

de 1,000MW; la más reciente fue Porce II, de 405MW, que entró en operación en 2001. Paralelamente, se apoyó la construcción de la infraestructura de transmisión y control tanto de los proyectos indicados como del sistema de transmisión nacional; las líneas construidas con apoyo del Banco a tensiones de 230kV y 500kV equivalen a 35% del sistema. A través de los anteriores proyectos, el Banco ha apoyado programas de reestructuraciones administrativas, capacitación de personal, suministro de equipos y procedimientos de sistematización, atención al usuario, control de pérdidas y uso racional de la energía. A través del Departamento del Sector Privado del Banco, se apoyó la termoeléctrica de Termovalle de 160 MW mediante dos préstamos por un total de US\$ 147.2 millones.

- 1.19 El Banco tuvo una importante participación en la reestructuración del sector eléctrico, con lo cual se pasó de un sector totalmente público a uno en el cual se ha consolidado una importante participación privada (60% en generación, 45% en distribución y 20% en transmisión). En este proceso se crearon la CREG, la UPME y se puso en marcha la Bolsa de Energía para el manejo del MEM. En fase de ejecución se encuentra el Proyecto de Participación Privada y Concesiones en Infraestructura-Segunda Etapa (PPCI-2, Préstamo 1594/OC-CO). En los análisis de cartera, todos los proyectos del sector han sido calificados como satisfactorios, con metas cumplidas, salvo Termovalle.
- 1.20 El Banco ha financiado 8 proyectos de EEPPM en los sectores de electricidad y aguas desde 1961, con 13 préstamos otorgados por montos acumulados de US\$ 825 millones. Hasta la fecha, EEPPM ha cumplido cabalmente con todas sus obligaciones contractuales, incluyendo aquellas contraídas con el Banco y con otras entidades tales como el Banco Mundial, el JBIC, la CAF, la banca privada, los tenedores de sus bonos y el Gobierno de Colombia. A 31 de marzo de 2005, el saldo de créditos de EEPPM con el Banco era de US\$ 386 millones. Todos los proyectos de EEPPM, han sido calificados por el Banco como satisfactorios y han cumplido sus metas y objetivos.
- 1.21 **Lecciones aprendidas.** El proyecto Porce II, ejecutado recientemente por EEPPM, ha aportado valiosas experiencias debido a su similitud con Porce III. La construcción de Porce II se caracterizó<sup>13</sup> por una extensa etapa preparatoria desde todo punto de vista: ingeniería del proyecto, previsión de impacto ambiental, y planeación detallada del manejo social. Esto contribuyó a que no se presentaran sorpresas en el desarrollo del proyecto, razón por la cual la gran mayoría de las lecciones asociadas con Porce II son positivas; se destaca, por ejemplo, la experiencia de gestión social que fue importante, digna de ser conocida y tenida en cuenta por su grado de complejidad y por la multiplicidad de variables consideradas. Se superaron las expectativas y las previsiones originales en: el manejo del tema ambiental y en especial de la población relocalizada; el manejo del tema de salud pública y enfermedades; el manejo del tema ambiental

---

<sup>13</sup> Informe de Terminación de Proyecto de la Central Hidroeléctrica Porce II, Proyecto CO-0221, Préstamo 792/OC-CO, fecha de terminación 14 julio de 2001.

de la obra y de la zona de influencia; el trabajo de rescate arqueológico; la mayor capacidad de la central que pasó de 392 MW inicialmente estimados, a los 405 MW finalmente operativos; el menor costo del proyecto, inicialmente estimado en US\$ 605.4 millones corrientes y finalmente ejecutados en US\$ 559.8 millones corrientes que, a precios constantes de 1992 significan una reducción de 7.2%, al pasar de US\$ 536 millones<sup>14</sup> a US\$ 497.5 millones, representando un ahorro de US\$ 38.5 millones. Esta metodología exitosa se está implementando en Porce III.

- 1.22 A pesar de los éxitos mencionados, Porce II ingresó a operación 21 meses después de la fecha inicialmente prevista. La mayor dificultad que se presentó durante la ejecución de Porce II estuvo relacionada con los incidentes contractuales con el contratista principal de las obras civiles, que tuvo que ser sustituido después de más de cuatro años de iniciada la obra. La causa principal fue la falta de unidad del consorcio, integrado por cinco firmas, dejando a la empresa líder sola con el peso de las soluciones y del soporte financiero. Para el caso de Porce III, se ha incorporado esta experiencia mediante un estricto proceso de precalificación que aumenta los requisitos de capacidad financiera y limita el número de miembros de los consorcios a un máximo de tres. Desde el punto de vista de las acciones a cargo de EEPPM, la lección aprendida<sup>15</sup> se debe reflejar en un tratamiento adecuado de los incumplimientos contractuales, privilegiando una decisión temprana sustentada en criterios claros y predefinidos que conduzcan a la caducidad administrativa de los contratos incumplidos, evitando al máximo posible arreglos temporales sucesivos.
- 1.23 Además de la experiencia específica con Porce II, existen lecciones de otros proyectos del Banco y un acervo a escala mundial de experiencias relacionadas con la construcción de centrales hidroeléctricas, que incluyen: (i) asegurar que los acuerdos relacionados con el proyecto se encuentren claramente formulados antes de iniciar adquisiciones; (ii) asegurar que el proyecto cumpla con todas las condiciones previamente establecidas antes de su puesta en servicio; (iii) monitorear las operaciones del proyecto para tener en cuenta cambios que lo puedan afectar; (iv) asegurar a priori que los afectados por el proyecto sean consultados y se cuente con su opinión para el desarrollo del mismo; (v) desarrollar un profundo conocimiento a nivel de la cuenca del proyecto y de su ecosistema con miras a mantenerlos; y (vi) realizar una evaluación amplia de las diferentes opciones, otorgando a los aspectos sociales y ambientales la elevada importancia dada a los aspectos técnicos.

#### **D. Estrategia del País en el Sector**

- 1.24 El Gobierno, a través de la UPME, desarrolló el Plan Energético Nacional que contiene el plan indicativo de expansión de la generación 2003-2012. En éste se identifica la ausencia de proyectos registrados ante la UPME, suficientes para

---

<sup>14</sup> Excluyendo gastos financieros.

<sup>15</sup> Lecaros, Fernando: "Informe evaluación ex post de Porce II", febrero de 2005, archivos técnicos de RE3/FI3.

abastecer la demanda a partir de 2010. En este contexto, la preocupación del Gobierno se centra en la obligación legal de tomar las medidas necesarias para abastecer la demanda<sup>16</sup>. Para conjurar los problemas asociados a la ausencia de nueva inversión privada, el Gobierno ha adoptado las siguientes medidas: (i) está estudiando reformas al MEM y al marco regulador destinadas a producir mejores señales de precios para motivar la participación privada en nueva generación, reformas que se ha comprometido a implantar en el marco del PBL de Servicios Públicos; y (ii) apoya los proyectos que, como Porce III, demuestran avances apreciables que les permite contribuir al abastecimiento de la demanda. Es probable que las reformas del MEM sólo rindan frutos a mediano o largo plazo, con lo cual cobra mayor relevancia el apoyo a los proyectos con avances concretos. Porce III es uno de los cinco proyectos existentes que presentan un estado avanzado de preparación.

## **E. Estrategia del Proyecto**

- 1.25 La estrategia del Proyecto consiste en apoyar al sector público en el cumplimiento de su función de asegurar el abastecimiento de la demanda de electricidad de manera eficiente y sustentable; y contribuir a la consolidación de las cualidades institucionales de EPPM mediante la adopción de las mejores prácticas internacionales de gobierno corporativo. Mediante el financiamiento de un proyecto público de generación eléctrica se busca remediar los problemas de ausencia de nuevos proyectos privados de generación, cuya construcción pueda calificarse como segura o altamente probable. Estos problemas se han originado principalmente en la señal de precios denominada cargo por capacidad vigente desde 1996, que ha demostrado su ineficacia para promover la inversión privada en nuevos proyectos de generación. La acción estratégica de mediano plazo que promueve el Banco mediante el PBL de Servicios Públicos, consiste en implantar próximamente una nueva señal de precios. Sin embargo, mientras esta medida actúa, se requiere enmendar la situación ya creada, mediante la puesta en marcha del Proyecto Porce III a manera de estrategia complementaria.
- 1.26 Para tal fin, la estrategia del proyecto consiste en apoyar la construcción de Porce III que posee viabilidad técnica ampliamente analizada, que mejora el uso de la inversión pública ya efectuada en las obras existentes de regulación hidráulica de la cuenca, que es de mínimo costo económico y posee buenos indicadores de bondad económica, que es financieramente rentable y socio-ambientalmente favorable, sostenible y acorde con las políticas del Banco. El apoyo se presta a través de una empresa de reconocida trayectoria y con suficientes condiciones y capacidad para ejecutarlo con éxito, aseguradas por su experiencia en obras similares y en el correcto servicio de sus deudas. El valor agregado del Banco en el ámbito de las obras de la central hidroeléctrica se centra en mantener vigente y profundizar, durante la construcción y operación de Porce III, el enfoque exitoso

---

<sup>16</sup> Que prima sobre el lineamiento estratégico de mejorar la relación entre generación hidráulica y térmica--actualmente de 66/34--destinado a disminuir la vulnerabilidad del sistema a eventos de hidrología crítica, tales como el Fenómeno del Niño (Chain, Carmenza y Rojas, Juan Manuel: "Colombia: Desarrollo Reciente e Infraestructura. Sector Electricidad", Informes de Base, Documentos del Banco Mundial.

de gestión ambiental y social cuya implantación propició al financiar Porce II, mejorándolo incluso con las lecciones aprendidas. Las bondades de esta estrategia se difundieron ampliamente mediante jornadas regional y nacional de divulgación del Proyecto, organizadas por EEPPM. Adicionalmente, promueve la ejecución del análisis de riesgos del conjunto de presas situadas en la cuenca que conducirá a la identificación de medidas preventivas e implantación de un plan de contingencias de inconmensurable impacto en el adecuado funcionamiento de las centrales eléctricas a ellas asociadas, y en el bienestar de la población localizada en su área de influencia.

- 1.27 La adopción, por parte de EEPPM, de las mejores prácticas internacionales de gobierno corporativo busca mantener y consolidar sus cualidades y blindarla ante posibles influencias políticas nocivas. El valor agregado del Banco se gestó a partir de los estudios básicos ejecutados durante la preparación de esta operación, de un taller preparatorio y de otro taller sobre prácticas exitosas de gobierno corporativo a nivel internacional. Estas acciones han permitido identificar prácticas financieras tales como la aplicación de normas internacionales de contabilidad que tendrán una influencia sinérgica con el sector público central al convertir a EEPPM en una empresa manejada con criterios comerciales de acuerdo a los criterios del FMI; y definir las áreas generales de acción para el perfeccionamiento o adopción de mejores prácticas internacionales de gobierno corporativo.
- 1.28 El proyecto es consistente con la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (OP-708) debido a que: promueve el logro del desarrollo económico de la región y del bienestar de su población; mantiene los precios en el mínimo posible al desplazar<sup>17</sup> transitoriamente las centrales más costosas que determinan el precio de remuneración de la energía<sup>18</sup>; y promueve la competencia entre los generadores por su participación en el MEM. Adicionalmente, el proyecto es coherente con el modelo sectorial implantado en Colombia que permite la existencia de generadores tanto públicos como privados, porque cumple con las restricciones sobre potencia instalada establecidas en el marco regulatorio<sup>19</sup>. Dentro de las reglas establecidas, es legítimo que el sector público use sus ventajas comparativas, tales como mejores posibilidades de financiamiento y uso eficiente de sus recursos. Una de las principales razones para que el Proyecto resulte de menor costo<sup>20</sup> es la existencia de obras hidráulicas construidas por el sector público, que regulan el caudal de la cuenca.

---

<sup>17</sup> Este desplazamiento dura hasta cuando el crecimiento de la demanda obligue nuevamente el despacho de las centrales desplazadas, lo cual es un efecto de eficiencia económica en consonancia con la PSPD.

<sup>18</sup> Los análisis económicos disponibles indican que la entrada en operación de Porce III disminuye el costo marginal de corto plazo en 0.735 US\$/MWh.

<sup>19</sup> Máxima disponibilidad de potencia instalada por empresa generadora limitada al 25% del total de la potencia instalada en el sistema interconectado nacional.

<sup>20</sup> El costo de la energía generada por el proyecto, estimado como el cociente entre el valor presente del costo total de inversión, operación y mantenimiento del Proyecto y de sus obras conexas y el valor presente de la energía despachada en el escenario demanda media, calculados durante la vida útil del Proyecto de 50 años, se estima en US\$3.27/kWh, expresado a precios de mercado del nivel correspondiente a 2002. En el

- 1.29 El proyecto también cumple con los lineamientos establecidos en las siguientes políticas del Banco: Disponibilidad de Información (OP-102) y Reasentamiento Involuntario (OP-710).

## II. EL PROYECTO

### A. Objetivo y descripción

- 2.1 **Objetivo.** El objetivo general del proyecto consiste en contribuir a la satisfacción del crecimiento de la demanda de electricidad del país, desde el segundo semestre de 2010, utilizando los recursos hidráulicos del río Porce de manera eficiente y sustentable.
- 2.2 **Descripción.** Para ello, el Proyecto apoya la construcción de la central hidroeléctrica de Porce III y puesta en marcha de la misma a partir del segundo semestre de 2010; a la vez que apoya al mantenimiento y consolidación gradual del desempeño y eficiencia institucional de EEPPM.
- 2.3 **Localización.** El proyecto hidroeléctrico Porce III está localizado en el río Porce aproximadamente a 147 km al noreste de la ciudad de Medellín, en el departamento de Antioquia, en la jurisdicción de los municipios de Amalfi, Anorí, Gómez Plata y Guadalupe.
- 2.4 **Cuenca.** La cuenca hidrográfica se encuentra en la zona andina en el norte de la cordillera central de Colombia, entre los 218 metros sobre el nivel del mar (msnm) y 2,700 msnm. Cubre cuatro subcuencas, una de la cuales es la del río Porce que posee 5,230 km<sup>2</sup>; el área de la subcuenca del río Porce correspondiente al sitio de presa cubre 3,756 km<sup>2</sup>. En la cuenca del río Porce se encuentran las centrales hidroeléctricas de Troneras, Guadalupe III, Guadalupe IV, Río grande, Niquía, La Tasajera y Porce II y las obras de derivación de caudales de la cuenca del río Nechí mediante las desviaciones de los ríos Nechí, Pajarito, Dolores y Tenche. Al río Porce también se desvían los caudales de las cuencas de los ríos Negro, Buey, Piedras y Pantanillo, que alimentan el acueducto metropolitano de Medellín.
- 2.5 **Capacidad.** Porce III tendrá una capacidad instalada de 660 MW, generación firme de 3,105 GWh/año y generación media de 4,254GWh/año. Por su dimensión y características, la Central Hidroeléctrica Porce III cumple un papel fundamental dentro del plan indicativo de expansión del país.
- 2.6 El Proyecto comprende las siguientes actividades:

- a. **Ingeniería y administración:** Comprende el diseño y la supervisión (interventoría) integral<sup>21</sup>; la junta de consultores/grupo asesor; la administración y gerencia de las Empresas, incluyendo logística y seguridad pública en el área del proyecto; las auditorías externas financiera y operacional y socio-ambiental; y las evaluaciones de medio término y final.
- b. **Obras civiles:** Comprenden las obras de infraestructura y las obras civiles principales. Estas últimas comprenden la presa de enrocado con cara de concreto de 150 metros de altura, túnel de la descarga de fondo, vertedero de canal, estructura sumergida de captación, conducción mediante túnel de 12.72 km, pozo vertical de carga de 159 m, túnel y distribuidor de cuatro ramales, almenara, caverna de la casa de máquinas de 121.15 m de longitud, 18.20 m de ancho y 41.70 m de alto, caverna de transformadores, obras de descarga y túnel de acceso a la caverna de 493 m..
- c. **Equipos electromecánicos:** Comprenden cuatro conjuntos de válvulas esféricas de admisión; turbinas Francis de eje vertical y 172 MW; generadores de 218 MVA, 60 Hz, 360 rpm a voltaje del orden de 13.8 kV; transformadores a 500 kV de 145 MVA; y una galería de cables, ventilación y evacuación.
- d. **Conexión al sistema eléctrico:** Líneas de 6 km a 500 kV entre el pórtico de la Central y una subestación convencional en el Alto de San Benigno. La conexión de ésta subestación con el Sistema Interconectado Nacional (SIN) será realizada con dos líneas de 23 Km a 500 kV hasta donde se abrirá la línea existente entre la central San Carlos y Cerromatosos, mediante una subestación de control.
- e. **Plan de Gestión Ambiental y Social:** Está destinado a asegurar la sostenibilidad socioambiental del Proyecto en el marco de las políticas del Banco y la legislación colombiana, a través de la ejecución de medidas y acciones en las siguientes áreas: (i) prevención, mitigación y compensación de los impactos físico-bióticos; (ii) prevención, mitigación y compensación de los impactos sociales; (iii) especificaciones técnicas ambientales y Programas de Implantación de Medidas de Manejo Ambiental (PIMMAs); (iv) monitoreo de indicadores ambientales y sociales; (v) seguimiento socioambiental; (vi) contingencias; y (vii) fortalecimiento institucional.
- f. **Actividades de desarrollo corporativo:** Estas actividades contribuirán a mantener y consolidar gradualmente el desempeño y eficiencia institucional de EEPPM. Para tal fin, se financiará la identificación, validación e implantación de medidas de desarrollo corporativo en EEPPM así como su seguimiento, divulgación y evaluación continua. Estas actividades se estructurarán principalmente las siguientes áreas: enfoque general del gobierno corporativo, el derecho y trato equitativo de la propiedad, estructura

---

<sup>21</sup> Diseños contratados con el consorcio INGETEC-Klohn Crippen; supervisión (interventoría) integral ya contratada con Consultores Interventoría Porce III.

y control por parte de la propiedad, Junta Directiva, información financiera y no financiera y resolución de controversias<sup>22</sup>. Se financiarán también evaluaciones externas anuales que determinarán los avances de EEPPM en esta materia.

## B. Costo y financiamiento

2.7 El costo estimado del proyecto, incluyendo gastos financieros, asciende a US\$911 millones de los cuales US\$200 millones provendrán de los recursos de la Facilidad Unimonetaria del Capital Ordinario del Banco<sup>23</sup>. Los US\$711 millones restantes provendrán de aportes de EEPPM. El Banco financiará parcialmente la ingeniería y administración, las obras civiles, los equipos electromecánicos y las actividades de desarrollo corporativo. Los recursos de aporte local provendrán del flujo de caja operacional de EEPPM (Cuadro No. II-1).

**Cuadro II-1 Costos y Financiamiento (millones de US\$ corrientes)**

Actividades	Totales			
	BID	APORTE LOCAL	TOTAL	PORCENTAJE
<b>1 Ingeniería y administración</b>	<b>0.40</b>	<b>48.53</b>	<b>48.93</b>	<b>5.37%</b>
1.1 Diseño	0.00	1.64	1.64	0.18%
1.2 Interventoría	0.00	23.87	23.87	2.62%
1.3 Asesoría	0.00	1.03	1.03	0.11%
1.4 Administración	0.30	21.99	22.29	2.45%
1.4.1 Gerencia del proyecto	0.00	14.78	14.78	1.62%
1.4.2 Logística	0.00	4.61	4.61	0.51%
1.4.3 Seguridad en área del proyecto	0.00	2.59	2.59	0.28%
1.4.4 Auditorías externas	0.30	0.00	0.30	0.03%
1.5 Evaluación de medio término y final	0.10	0.00	0.10	0.01%
<b>2 Costos directos</b>	<b>189.10</b>	<b>569.35</b>	<b>758.45</b>	<b>83.26%</b>
2.1 Infraestructura	0.00	95.15	95.15	10.45%
2.2 Obras principales	175.57	234.11	409.69	44.97%
2.2.1 Presa	56.15	103.43	159.59	17.52%
2.2.2 Obras subterráneas	119.42	130.68	250.10	27.46%
2.3 Equipos	13.53	199.34	212.87	23.37%
2.3.1 Equipos mecánicos asociados a obras civiles principales	0.00	45.23	45.23	4.97%
2.3.2 secundarios	13.53	113.75	127.28	13.97%
2.3.3 Secundarios	0.00	40.36	40.36	4.43%
2.4 Gestión ambiental y social	0.00	28.63	28.63	3.14%
2.4.1 Medio físico-biótico	0.00	6.05	6.05	0.66%
2.4.2 Medio social	0.00	19.82	19.82	2.18%
2.4.3 Monitoreo	0.00	1.37	1.37	0.15%
2.4.4 Seguimiento ambiental	0.00	0.14	0.14	0.02%
2.4.5 Fortalecimiento institucional	0.00	1.25	1.25	0.14%
2.5 Transmisión	0.00	12.12	12.12	1.33%
2.5.1 Equipos de conexión al STN	0.00	7.48	7.48	0.82%
2.5.2 Líneas de transmisión	0.00	4.64	4.64	0.51%
<b>3 Costos concurrentes</b>	<b>0.00</b>	<b>2.83</b>	<b>2.83</b>	<b>0.31%</b>
3.1 Tierras y servidumbres	0.00	2.83	2.83	0.31%
<b>4 Sin asignación específica</b>	<b>10.00</b>	<b>46.97</b>	<b>56.98</b>	<b>6.25%</b>
4.1 Imprevistos	10.00	46.97	56.98	6.25%
<b>5 Desarrollo corporativo</b>	<b>0.50</b>	<b>0.50</b>	<b>1.00</b>	<b>0.11%</b>
5.1 Desarrollo corporativo	0.50	0.50	1.00	0.11%
<b>6 Gastos financieros</b>	<b>0.00</b>	<b>42.74</b>	<b>42.74</b>	<b>4.69%</b>
6.1 Intereses	0.00	39.41	39.41	4.33%
6.2 Comisión de compromiso	0.00	3.32	3.32	0.36%
<b>TOTAL PORCE III</b>	<b>200</b>	<b>711</b>	<b>911</b>	<b>100%</b>
<b>% Participación</b>	<b>22%</b>	<b>78%</b>	<b>100%</b>	

<sup>22</sup> Las actividades iniciales previstas a ser financiadas durante el primer año de ejecución incluyen: (i) talleres y seminarios especializados dirigidos a los miembros de la Junta Directiva, del Concejo Municipal y de las Juntas Directivas de las filiales de EEPPM; y (ii) análisis de temas específicos que permitan generar un consenso y avanzar en la definición de actividades específicas que serán desarrolladas a lo largo de la ejecución del Proyecto.

<sup>23</sup> El Contrato de Préstamo establecerá que los recursos del financiamiento del Banco serán destinados exclusivamente para los gastos relacionados con el Proyecto.

### III. EJECUCIÓN DEL PROYECTO

#### A. Prestatario, garante y organismo ejecutor

3.1 EEPPM será el Prestatario y Organismo Ejecutor (Ejecutor). La República de Colombia será el garante de las obligaciones de pago del préstamo, incluidos los intereses y comisiones. Se solicita una excepción a la Política de Garantías Requeridas al Prestatario (OP-303) relativas al aporte local y a la debida ejecución del Proyecto, en vista que la República de Colombia solo garantizará las obligaciones de pago del préstamo, incluidos interés y comisiones. No obstante, el garante cooperará de forma amplia para asegurar el cumplimiento de los objetivos del Proyecto.

#### B. Ejecución y administración

3.2 La construcción de Porce III estará a cargo de la Subgerencia de Proyectos de Generación. Esta Subgerencia es responsable por la ingeniería y la construcción de Porce III. Está dividida en dos áreas: el Area Proyectos y el Area Programación y Control. El Area Proyectos se encarga de las obras de infraestructura, las obras de la presa, las obras subterráneas, los equipos electromecánicos, la gestión ambiental y social y los servicios generales. El Área Programación y Control y la Unidad de Comunicaciones apoyan al Area Proyectos en los aspectos gerenciales tales como la elaboración del plan de ejecución, su seguimiento y control, apoyo a la gestión financiera y el manejo de comunicaciones e información en las Empresas. Esta Subgerencia contará con el apoyo de la Subgerencia de Administración y Finanzas para el desarrollo de las funciones asociadas al seguimiento administrativo, contable y financiero.

3.3 Para la supervisión (interventoría) integral de Porce III, la Subgerencia Proyectos de Generación contará con el apoyo de un consorcio de firmas especializadas<sup>24</sup>. Desde el punto de vista técnico, durante todo el período de construcción el Organismo Ejecutor contará adicionalmente con un equipo de cuatro expertos de capacidad internacionalmente reconocida que brindaran asesoría y soporte, principalmente en los temas relacionados con la presa y obras subterráneas. Una vez construida la central hidroeléctrica, su operación y mantenimiento será responsabilidad de la Subgerencia Operación, encargada de la operación y mantenimiento del conjunto de centrales hidroeléctricas en la cuenca.

3.4 Las actividades de desarrollo corporativo serán coordinadas por la Gerencia de Planeación Corporativa, una de las unidades de núcleo corporativo que dependen directamente de la Gerencia General<sup>25</sup>. Las actividades se ejecutarán con base en

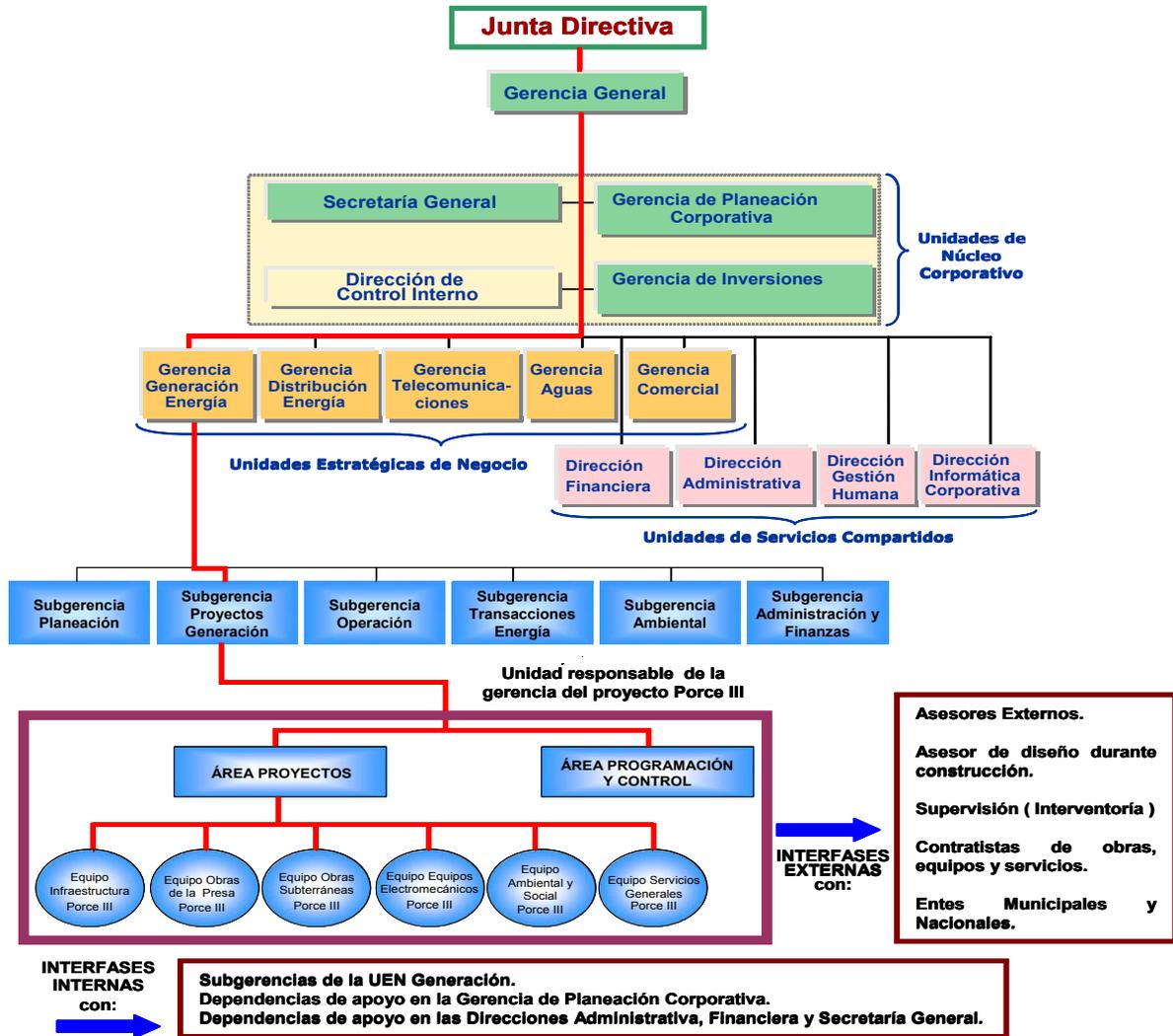
---

<sup>24</sup> EEPPM ya ha contratado al consorcio Consultores Interventoría Porce III para realizar la supervisión integral que incluye la de las obras y la de la gestión ambiental y social.

<sup>25</sup> Esta Gerencia realiza el proceso de planeación estratégica y financiera de la Corporación y de las unidades estratégicas de negocio; y recomienda directrices estratégicas y políticas para la asignación de recursos financieros a los diferentes proyectos de inversión de EEPMM.

planes operativos anuales, que incluirán actividades que apoyen el perfeccionamiento o adopción de las mejores prácticas internacionales de gobierno corporativo por parte de EEPPM, tomando en cuenta los resultados de una evaluación externa anual que determinará los avances en esta materia.

3.5 La siguiente figura presenta el organigrama corporativo de EEPPM y detalla el de la Subgerencia Proyectos de Generación, responsable de la ejecución del Proyecto. La figura muestra también las relaciones de coordinación interna y externa:



### C. Adquisiciones

3.6 **Bienes y obras.** Las adquisiciones de bienes se realizarán conforme a las políticas del Banco expresadas en el documento GN-2349-4 aprobadas el 19 de enero de 2005--Políticas para la adquisición de obras y bienes financiados por el Banco y de acuerdo al Plan de Adquisiciones.

- 3.7 En el caso de bienes, la licitación pública internacional (LPI) será obligatoria para las adquisiciones que se financien parcial o totalmente con las divisas del financiamiento y cuyo valor exceda el equivalente de US\$250.000. Las adquisiciones por montos entre US\$250.000 y US\$50.000 se podrán realizar mediante Licitación Pública Nacional (LPN), conforme a la legislación nacional; y las adquisiciones por montos inferiores a US\$50.000 se realizarán mediante concurso de precio (CP).
- 3.8 En el caso de obras, se utilizará LPI para la contratación de las obras con costos superiores a US\$5 millones. Para montos entre US\$5 millones y US\$350.000 se utilizará LPN; y para obras con presupuestos inferiores a US\$350.000 se realizarán concursos de precios.
- 3.9 **Servicios de consultoría.** La selección y contratación de servicios de consultoría serán realizadas de conformidad con las políticas del Banco establecidas en el documento GN-2350-4 aprobadas el 19 de enero de 2005 y de acuerdo al Plan de Adquisiciones. El Ejecutor será responsable por la preparación de la lista corta. En el caso de contratos por un valor menor a US\$350.000, la lista corta podrá estar compuesta enteramente de consultores nacionales.
- 3.10 **Plan de Adquisiciones.** Con la asesoría del Banco, el Ejecutor ha preparado un Plan de Adquisiciones<sup>26</sup>. El Prestatario actualizará el Plan de Adquisiciones anualmente según se requiera, o cuando se presenten cambios sustanciales, siempre cubriendo los 18 meses siguientes del periodo de ejecución del proyecto. Cualquier propuesta de revisión de este Plan deberá ser presentada para la aprobación del Banco. La versión vigente del Plan de Adquisiciones deberá estar siempre disponible.
- 3.11 **Revisión de adquisiciones.** La supervisión de las adquisiciones de bienes y obras realizadas mediante LPI, y las 2 primeras LPN para obras, se realizarán de manera ex ante y de conformidad con lo establecido en el Anexo I del documento GN-2349-4. La supervisión del proceso de selección de servicios de consultoría mediante LPI se realizará también de manera ex ante de conformidad con lo establecido en el Anexo I del documento GN-2350-4. A pesar de la capacidad probada en el manejo de adquisiciones por parte del Ejecutor, la Oficina del Banco en Colombia capacitará al personal de EEPPM en las nuevas políticas y procedimientos de adquisiciones del Banco.
- 3.12 **Reconocimiento de gastos anteriores.** Se reconocerán gastos por hasta US\$110 millones con cargo a la contrapartida local, realizados con anterioridad a la fecha de aprobación de esta operación por parte del Directorio del Banco dentro de un periodo máximo de 18 meses anteriores a dicha fecha. Estos gastos corresponden a los pagos de contrataciones efectuadas por EEPPM utilizando procedimientos aceptables para el Banco y en actividades tales como las vías de acceso a los sitios e instalaciones de obra, campamentos para la construcción, línea de energía para

---

<sup>26</sup> Este Plan se presenta en las referencias electrónicas.

construcción, construcción de portales de acceso a los túneles, adquisición de predios y, estudios y actividades socioambientales; incluyen también, las correspondientes consultorías para la supervisión de los distintos trabajos.

**D. Fondo rotatorio**

- 3.13 Se establecerá un fondo rotatorio de hasta US\$10 millones, equivalente al 5% de los recursos del financiamiento del Banco a través de una cuenta bancaria a nombre del Proyecto. El Ejecutor será responsable por presentar al Banco informes semestrales sobre el estado y suficiencia de este fondo rotatorio, dentro de los 60 días siguientes al cierre de cada semestre.

**E. Registros contables y control de desembolsos**

- 3.14 El Organismo Ejecutor establecerá cuentas bancarias específicas y separadas para el manejo de los recursos del financiamiento del Banco y llevará los registros necesarios que permitan identificar los recursos provenientes de aportes locales. La contabilidad financiera correspondiente a las transacciones y desembolsos durante la etapa de ejecución y el mantenimiento de la información financiera del Proyecto será responsabilidad de la Subgerencia Administración y Finanzas.

**F. Auditorías externas**

- 3.15 Las auditorías externas serán efectuadas por una firma de auditores independientes de acuerdo con las políticas y requerimientos del Banco (documentos AF-300 y AF-400). Estas auditorías serán contratadas de acuerdo a los procedimientos establecidos en el documento de licitaciones para la contratación de servicios de consultoría (AF-200), siguiendo los lineamientos establecidos en los términos de referencia para auditoría externa para proyectos financiados por el BID (AF-400). Los costos de estas auditorías serán cubiertos con los recursos del financiamiento del Banco. Los auditores independientes se contratarán por un periodo plurianual mínimo de tres años. Los estados financieros auditados se presentarán dentro de los 120 días siguientes al cierre de cada ejercicio económico, comenzando con el ejercicio en que se inicia la ejecución del Proyecto y durante la vigencia del Contrato de Préstamo.
- 3.16 El Ejecutor contratará una firma para realizar una auditoría externa socio ambiental que emita un concepto sobre el cumplimiento de las medidas y requisitos del Plan de Gestión Ambiental y Social. Esta auditoría se realizará semestralmente durante la etapa de construcción de Porce III. La contratación de esta auditoría en los términos acordados con el Banco constituye una **condición previa al primer desembolso de los recursos del préstamo.**

**G. Período de ejecución y calendario de desembolsos**

- 3.17 Se prevé un periodo de ejecución de 7 años. El Cuadro III-1 presenta el programa tentativo de desembolsos por año de los recursos del financiamiento del Banco y de los aportes de contrapartida local.

Cuadro III – 1										
PROGRAMA TENTATIVO DE DESEMBOLSOS										
(US\$ millones corrientes)										
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Total	%
<b>Banco</b>	0.00	38.44	41.00	50.33	40.08	28.87	1.28	0.00	<b>200</b>	22%
<b>Aporte local</b>	39.64	96.14	97.01	131.55	224.16	92.77	29.01	0.65	<b>711</b>	78%
<b>Total</b>	<b>39.64</b>	<b>134.58</b>	<b>138.01</b>	<b>181.88</b>	<b>264.25</b>	<b>121.64</b>	<b>30.29</b>	<b>0.65</b>	<b>911</b>	100%
<b>% por año</b>	4%	15%	15%	20%	29%	13%	3%	0%	100%	

#### H. Seguimiento y evaluación

- 3.18 El Anexo I presenta el marco lógico que servirá de base para realizar las labores de seguimiento y evaluación. El Proyecto cuenta con un marco lógico completo que contiene los indicadores correspondientes a los productos y efectos importantes del mismo, junto con los medios de verificación (fuentes y sistemas de recolección de información) y los supuestos (riesgos) importantes, tanto en la fase de construcción de la central hidroeléctrica, como en la fase de operación. Los indicadores de efectos directos incluyen las líneas de base pertinentes, así como metas cuantificadas intermedias y finales. En la especificación de indicadores de productos para la fase de construcción, se seleccionan los más importantes, así como aquellos que permitirán el monitoreo semestral requerido por el Banco.
- 3.19 Siguiendo la práctica de Porce II, el Ejecutor cuenta con varios sistemas de seguimiento y recolección de información para la gestión integral del Proyecto. El monitoreo de las obras físicas se realiza mediante un sistema probado de supervisión integral que genera informes mensuales. Aunque estos informes son mensuales, el Ejecutor presentará al Banco informes semestrales de supervisión, **condición especial de ejecución**. Una vez construida la Central, el Ejecutor presentará un informe anual con el estado de las obras y equipos del Proyecto y plan anual de mantenimiento que asegure que dichas obras y equipos se conserven en las condiciones de operación en que se encontraban al momento de su terminación, **condición especial durante la vigencia del Contrato de Préstamo**.
- 3.20 Adicionalmente, se realizará un estudio del estado operativo del conjunto de desarrollos hidroeléctricos en la cuenca del Río Porce, en los términos acordados con el Banco. Este estudio servirá de base para preparar un Plan de Contingencias para el manejo de crecidas, rompimiento y falla de presas y otros riesgos que surjan. **Como condición especial durante la vigencia del Contrato de Préstamo**, el Ejecutor presentará al Banco, antes del 31 de diciembre de 2006, este Plan de Contingencias en los términos acordados y posteriormente implantará las medidas del Plan viables y de responsabilidad de EEPPM, e informará al Banco semestralmente sobre su implantación.

- 3.21 **Seguimiento de los aspectos financieros y contables.** Durante la vigencia del Contrato, EEPPM calculará mensualmente el “Precio Medio de Bolsa y Contratos” (PMBC) de su propio mercado y presentará semestralmente al Banco los valores correspondientes al cierre de cada semestre, siguiendo la misma metodología del ASIC. EEPPM implementará las mejores acciones comerciales a su alcance orientadas a que el PMBC del mercado de EEPPM se mantenga sobre el 90% de los valores para el PMBC del mercado nacional publicados por el ASIC.<sup>27</sup> El Ejecutor presentará, dentro de los 120 días de finalizado el año fiscal, un informe financiero anual que contenga los estados financieros y una actualización de las proyecciones financieras a diez años, ambos separados por unidades estratégicas de negocios y en forma consolidada. Este informe anual evaluará el cumplimiento de las cláusulas contractuales de tipo financiero y la situación de los indicadores incluidos en el marco lógico. Con miras a cumplir con los criterios del FMI para ser considerada *commercially run*, EEPPM aplicará los criterios de valuación de inversiones en activos y su correspondiente exposición en sus estados financieros, recomendados por las normas internacionales de contabilidad a partir del ejercicio a cerrar el 31 de diciembre de 2005. En caso que existan transacciones financieras entre las unidades estratégicas de negocios de EEPPM, dichas transacciones se realizarán con base en condiciones comerciales de mercado y no comprometerán la disponibilidad oportuna de recursos necesarios para la ejecución del Proyecto ni el servicio de la deuda. El Ejecutor no podrá, sin la autorización previa del Banco, vender, disponer y enajenar activos cuyo valor exceda el 50% de los activos de EEPPM consolidada.
- 3.22 Durante la ejecución del Proyecto, EEPPM no asumirá nuevas obligaciones financieras con vencimientos mayores de un año a consecuencia de las cuales la relación entre la deuda financiera total de EEPPM y el EBITDA sea mayor a 2,5; o sea que al final de cada periodo de análisis la relación deuda financiera total de EEPPM sobre el EBITDA debe ser menor o igual a 2.5. Finalizada la ejecución del Proyecto y durante la vigencia del Contrato, tampoco se asumirán nuevas obligaciones financieras con vencimientos mayores de un año a consecuencia de las cuales la relación entre la deuda financiera total de EEPPM y el EBITDA sea mayor a 2,9; o sea que al final de cada periodo de análisis la relación deuda financiera total de EEPPM sobre el EBITDA debe ser menor o igual a 2.9. Durante la vigencia del Contrato, la relación entre la deuda a largo plazo y el patrimonio no excederá 1,5 veces su patrimonio. Como **condición especial de ejecución**, el Ejecutor solicitará autorización previa al Banco para ejecutar proyectos de expansión de la Unidad Estratégica de Negocios Generación Energía cuyas inversiones anuales, excluyendo aquellas relativas al Proyecto, exceda en ese momento, del 20% del valor total de los activos fijos en servicio, más el de las obras en ejecución de la Unidad Estratégica de Negocios Generación Energía.

---

<sup>27</sup> En el evento de que la regulación modificase la definición del “Precio Medio de Bolsa y Contratos”, el Prestatario deberá convenir con el Banco un nuevo indicador.

- 3.23 El **seguimiento de los impactos y la gestión social** se realizará mediante la aplicación de un instrumento de recolección de información, aplicado con periodicidad semestral a las familias que deban ser reubicadas, relocalizadas y compensadas por la ejecución de las obras y que se ubican en los municipios de mayor afluencia de población. Este instrumento permite la evaluación de los resultados o efectos observables a nivel de condiciones de vida, vivienda, infraestructura comunitaria, acceso a la educación, salud, ingresos familiares, insumos indispensables para verificar la contribución de las medidas del Plan de Gestión Ambiental y Social al mantenimiento o mejoramiento de estos aspectos. El Ejecutor presentará al Banco evidencia de la aprobación por parte de la autoridad ambiental de la modificación de la licencia ambiental que autoriza la construcción de las obras de las líneas de transmisión **previo al primer desembolso de los recursos del préstamo**. El Ejecutor presentará al Banco, previo al llenado del embalse, evidencia que ha cumplido con la reubicación, relocalización y compensación de la población afectada de acuerdo al Programa de Reasentamiento, **condición especial de ejecución**. El Ejecutor producirá también informes trimestrales y anuales sobre la implantación de las medidas epidemiológicas, basados en mapas de riesgos epidemiológicos.
- 3.24 El **seguimiento de los impactos y gestión ambiental** se realizará mediante: (i) informes cada dos años basados en trabajo de campo sobre el plan de monitoreo de la vegetación; (ii) informes semestrales sobre el plan de monitoreo de la calidad del agua; (iii) informes anuales sobre el plan de monitoreo de la fauna; y (iv) otros indicadores de monitoreo<sup>28</sup>. **Como condición especial de ejecución**, el Ejecutor presentará al Banco un informe semestral de seguimiento de la gestión ambiental y social, informe requerido por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT). Antes del 30 de julio de 2006, el Ejecutor presentará los resultados del estudio de los impactos sinérgicos y acumulativos en la cuenca del Río Porce y una propuesta de Plan de Manejo para prevenir, compensar y mitigar los impactos identificados que incluya la asignación específica de los recursos para ejecutar las medidas viables y bajo responsabilidad de EEPPM de dicho Plan, **condición especial durante la vigencia del Contrato de Préstamo**.
- 3.25 El **seguimiento de las actividades de desarrollo corporativo** se realizará mediante informes anuales con los avances logrados en la implementación de los planes operativos anuales; y la contratación anual de una evaluación externa que emita un concepto sobre los avances en esta materia. Los términos de referencia para estas evaluaciones serán acordados entre el Ejecutor y el Banco. **Previo al primer desembolso de los recursos del préstamo**, el Ejecutor presentará el Plan Operativo para el primer año de ejecución. Asimismo, presentará, anualmente, los resultados de las evaluaciones externas sobre la implantación de medidas de

---

<sup>28</sup> Otros indicadores de monitoreo incluyen: los caudales del río Porce y de las quebradas tributarias, fenómenos de agradación y/o degradación del lecho del río, la calidad del aire, la inestabilidad y la erosión, el paisaje, el abatimiento de niveles freáticos en quebradas localizadas sobre el túnel de conducción, cuyos sitios específicos, frecuencia, duración, recursos y procedimientos de medición se detallan en fichas.

desarrollo corporativo y los avances en la implantación de las medidas de desarrollo corporativo, **condición especial de ejecución**. Durante el periodo de ejecución, también presentará una propuesta de plan operativo para el año posterior.

- 3.26 **Evaluaciones.** Cuando se comprometa el 50% de los recursos del financiamiento del Banco, el Ejecutor contratará un estudio para que EEPPM y el Banco efectúen una **evaluación de medio término**. Además, se realizará una **evaluación final** cuando se haya desembolsado el 95% de los recursos del financiamiento del Banco. El alcance de estas evaluaciones cubrirá, como mínimo, los siguientes aspectos: i) avance general en la construcción de la Central Hidroeléctrica, incluyendo el cumplimiento del cronograma, procesos y resultados de las adquisiciones; ii) avances en la implantación de las actividades de desarrollo corporativo; iii) avances en el Plan de Gestión Ambiental y Social; iv) cumplimiento de las condiciones contractuales especiales de ejecución; y v) el cumplimiento de los indicadores del marco lógico. La contratación de ambas evaluaciones se realizará con recursos del financiamiento del Banco. Los objetivos, alcance y productos definitivos para ambas evaluaciones serán acordados conjuntamente. El Ejecutor recopilará, almacenará y mantendrá consigo toda la información, indicadores y parámetros necesarios, incluyendo los planes anuales, la evaluación de medio término y la evaluación final, necesarios para ayudar al Banco a preparar el Informe de Terminación de Operaciones.

#### IV. VIABILIDAD Y RIESGOS

- 4.1 Las evaluaciones realizadas confirman la viabilidad institucional, económica, financiera, técnica, ambiental y social del Proyecto. A continuación se detallan los principales hallazgos y conclusiones de dichas evaluaciones:
- A. Viabilidad institucional**<sup>29</sup>
- 4.2 No existen impedimentos legales a la construcción del Proyecto por parte de EEPPM; tampoco de carácter regulatorio porque su capacidad instalada en generación no excede el límite del 25% de la instalada a nivel nacional. Los mecanismos de control y vigilancia son suficientes porque EEPPM está supervisada por 6 instancias diferentes. La evaluación institucional confirma que EEPPM tiene la capacidad, organización y los recursos humanos adecuados para ejecutar el Proyecto por lo que no requiere fortalecimiento institucional específico.
- 4.3 Como resultado de la experiencia acumulada en la construcción de varios proyectos de generación y, específicamente como resultado de las lecciones aprendidas de Porce II que es similar a Porce III, la estructura organizacional de la Subgerencia de Proyectos resulta adecuada para realizar las distintas actividades y para tomar las decisiones del caso que permitan llevar a buen término la central. Esta Subgerencia está estructurada en equipos de trabajo constituidos por área

---

<sup>29</sup> Económica Consultores: “Evaluación Institucional de EEPPM”, junio 2005.

temática que responden por la ejecución de las actividades de su área, y operan con base en rutas críticas y *project management*. La Subgerencia opera de manera integral, es autónoma en todas las decisiones relativas al Proyecto, con lo cual no se diluyen las responsabilidades, ni se presentan problemas de coordinación. Esta capacidad institucional de ejecución se fortalece con el acompañamiento de un panel de especialistas altamente calificado; por la asesoría, durante la construcción, del consorcio INGETEC – Klohn Crippen encargado de los diseños definitivos; y por el apoyo del consorcio contratado para la supervisión de las obras. Esta Subgerencia también cuenta con la experiencia, organización y recursos humanos para llevar a cabo las adquisiciones y el Plan de Gestión Ambiental y Social. Sus recursos serán complementados mediante el fortalecimiento del área ambiental y social con el montaje de un sistema de información geográfica ambiental y un plan de aprendizaje socioambiental. La sostenibilidad institucional de EEPPM se verá fortalecida con las actividades de desarrollo corporativo que contribuirán a mantener y consolidar sus cualidades.

## **B. Viabilidad socioeconómica<sup>30</sup>**

- 4.4 **Planificación y datos.** La evaluación se realizó dentro del marco colombiano de planificación indicativa, excluyendo la demanda del mercado externo. Este supuesto sitúa al Proyecto en un escenario pesimista. La evaluación se realizó a precios de eficiencia correspondientes al nivel de 2002, calculados mediante razones de precios de cuenta que incorporan estimaciones actualizadas del precio de cuenta de la divisa y el de la mano de obra no calificada. Tomó en consideración la disponibilidad de plantas informada por el CND, los escenarios de demanda, costos de combustibles, operación y mantenimiento proporcionados por la UPME, hidrología de Porce III actualizada por EEPPM en 2001, y especificaciones de calidad del suministro establecidas por la CREG. Los precios de los combustibles corresponden a precios de eficiencia, al nivel de 2002, estimados por la UPME consistentes con US\$ 35 por barril de petróleo y US\$15 por tonelada de carbón.<sup>31</sup>
- 4.5 **Mínimo costo.** El análisis del plan de expansión de la generación supone que Porce III ingresa a operación en la fecha predeterminada por EEPPM y concluye que la generación actualmente instalada puede satisfacer la demanda hasta 2009. En el escenario de demanda baja solo se requiere nueva capacidad de generación térmica a partir de 2013; en el de demanda media a partir de 2011; y en el de demanda alta a partir de 2010. La comparación del costo de los planes de expansión de la generación permite concluir que entrando en esa fecha, la solución que incluye a Porce III tiene un costo económico total menor al costo de las alternativas térmicas. El análisis de sensibilidad confirma que el plan de expansión que incluye a Porce III, complementado con una mezcla adecuada de plantas térmicas a gas ciclo combinado y a carbón es, desde el punto de vista del costo económico total, indistinguible con márgenes de confianza del 95%,

---

<sup>30</sup> Coral, Ignacio: “Evaluación Económica de Porce III”, junio 2005.

<sup>31</sup> Las simulaciones se realizaron mediante el modelo MPODE (SDDP)

respecto del plan exclusivamente térmico que conforma la segunda mejor opción, y claramente dominante respecto a las demás alternativas consideradas.

4.6 **Beneficio costo.** El Proyecto muestra Valor Presente Neto Económico (VPNE), a precios de frontera del nivel de 2002 y descontados al 12% hasta diciembre de 2004 por valores de: US\$ 111 millones para el escenario de demanda bajo, US\$ 142 millones para el medio, y US\$ 153 millones para el alto. Los valores correspondientes del indicador Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) son 14.1%, 14.8% y 15.1%. El análisis de sensibilidad muestra que el Proyecto permanece con TIRE superior a 12% aunque el costo de inversión suba 35%, o el precio de la energía generada caiga al 67%, o no se consideren beneficios por excedente del consumidor no residencial, o no se consideren los beneficios por sustitución de energía. El atraso de un año en la disponibilidad del Proyecto originado en atrasos de las obras civiles principales, ocasionaría una pérdida de VPNE de US\$ 40 millones.

### C. Viabilidad financiera<sup>32</sup>

4.7 **Alcance y metodología.** Se ha analizado la viabilidad financiera del Proyecto, de las UEN de Generación, Distribución de Energía, Aguas, Distribución de Gas y Telecomunicaciones y de EEPPM considerada como empresa consolidada. No se efectuó el análisis individual de las filiales, pero sí se consideran sus respectivas necesidades de recursos para capital y deuda, y los correspondientes dividendos a entregar. La metodología se enfoca en la cuantificación, para cada una de las unidades empresariales mencionadas, del flujo de caja operacional después de compromisos del servicio de la deuda y de la inversión en activos de operación.

4.8 **Viabilidad financiera del Proyecto.** El Proyecto muestra un período de recuperación de la inversión de 36 años contados a partir de 2002 cuando se iniciaron las inversiones de infraestructura. La Tasa Interna de Retorno (TIR) sobre la inversión total del Proyecto, estimada para un horizonte de 58 años, es del orden de 13.92% referida a pesos corrientes después de impuestos. El flujo de caja disponible generado por el Proyecto para atender el servicio de la deuda con el BID resulta insuficiente durante el primer año de operación pero, a partir de entonces, puede cubrir sobradamente el servicio de esta deuda. En cuanto al período de construcción, el servicio de la deuda BID de 2005 no puede cubrirse con el flujo de caja generado por la UEN Generación Energía y requiere emplear el saldo de caja de dicha UEN o usar flujo de caja generado por EEPPM. En 2008 la UEN Generación Energía tampoco puede servir la deuda al BID con el flujo de caja generado en dicho año, pero sí puede hacerlo con su saldo sobrante de 2007. De 2009 a 2011, la UEN Generación Energía puede servir la deuda con el BID y generar excedentes. A partir de 2012 el flujo de caja generado por el Proyecto

---

<sup>32</sup> Inversiones e Ingeniería Financiera: “Evaluación Financiera”, junio de 2005. Las proyecciones financieras no incluyen los ingresos financieros por los excedentes de caja no repartidos e invertidos en Tesorería de EEPPM. La viabilidad financiera de la UEN Generación se mantiene bajo el supuesto de que la relación entre el PMBC de EEPPM y el PMBC del mercado nacional sea del 90%, nivel mínimo histórico.

resulta suficiente para atender el servicio de deuda con el BID. La viabilidad financiera del Proyecto depende principalmente<sup>33</sup> de la remuneración de la energía vendida en la bolsa y mediante contratos. Con el objeto de garantizar la viabilidad financiera del Proyecto, la energía producida por EEPPM debe transarse a precios de oportunidad los cuales se ven reflejados en el PMBC.

- 4.9 **Viabilidad financiera UEN Generación Energía.** La UEN Generación Energía a la cual pertenece el Proyecto, es financieramente viable y todos sus resultados financieros, expresados en US\$ millones, así como todos sus indicadores de bondad financiera, mejoran permanentemente con el transcurrir del tiempo tal como puede observarse en el Cuadro IV-1. Además, resultan superiores a los observados durante el quinquenio pasado. Cabe destacar el valor bajo del índice de endeudamiento, que en el largo plazo se reduce a un 21.2%, monto que, a pesar de la deuda originada en Porce III, es inferior al promedio de 28% observado durante el último quinquenio. El crecimiento promedio de la utilidad neta es de 13.8%. El crecimiento medio de la generación interna de fondos es de 8.9% y aumenta significativamente a partir del ingreso a operación de Porce III.
- 4.10 **Viabilidad financiera de EEPPM.** En cuanto a la situación financiera de EEPPM y sus perspectivas, las proyecciones financieras presentan una generación de flujo de caja operacional suficiente para cubrir los compromisos adquiridos a la fecha y honrar el servicio de deuda con el Banco. Durante todos los años de proyección, el flujo operacional después de honrar compromisos y servicio de deuda es suficiente para atender pago de dividendos al municipio y compromisos con filiales. A diciembre de 2004, la caja acumulada asciende US\$ 185 millones. En cuanto a la eficiencia operativa, las proyecciones muestran indicadores estables, con alguna mejora hacia el final del periodo de proyección, explicados principalmente por la entrada en operación de Porce III. En este contexto de viabilidad financiera cabe destacar que EEPPM debe analizar sus negocios de telecomunicaciones y de gas pues son los que presentan debilidades en las proyecciones financieras. Cabe destacar el crecimiento de la utilidad neta que está soportado, principalmente, en el crecimiento de la utilidad neta de la UEN Generación Energía (Cuadro IV-1).
- 4.11 La fortaleza financiera de la UEN Generación Energía y de EEPPM conducen a identificar una baja sensibilidad de sus principales resultados financieros ante cambios importantes en las variables clave. El análisis indica que el valor presente del flujo operacional después de compromisos, estimado en US\$ 1,380 millones en el escenario base, cae hasta US\$ 755 millones cuando se supone que ocurre un escenario de choque consistente en la ocurrencia simultánea de todos los eventos negativos considerados en los distintos análisis de sensibilidad. Por

---

<sup>33</sup> Existen otros ingresos menores por “cargo por capacidad” y servicios auxiliares de generación (regulación de voltaje, de frecuencia, etc).

consiguiente, es posible concluir que EPPM es una corporación sólida que no posee mayor riesgo de carecer de disponibilidad de recursos necesarios para cubrir todos sus compromisos financieros.

Cuadro IV-1: Resultados Financieros Históricos y Projectados  
(US \$ Millones Corrientes)

CONCEPTOS	UEN GENERACION ENERGIA				EPPM CONSOLIDADO			
	Total 2000-2004	Total 2005-2009	Variación %	Total 2010-2014	Total 2000-2004	Total 2005-2009	Variación %	Total 2010-2014
Ingresos de Operación	1,364	2,038	49.4%	3,216	4,639	6,901	48.8%	9,131
EBITDA	893	1,450	62.4%	2,483	2,407	3,654	51.8%	5,099
Utilidad Neta	402	846	110.4%	1,574	1,072	2,460	129.6%	4,141
Generación Interna	878	1,185	35.0%	1,843	2,316	3,106	34.1%	3,979
Cambio en Capital de trabajo	15	34	129.8%	73	301	138	-54.3%	141
Flujo Operacional	864	1,152	33.3%	1,770	2,015	2,968	47.3%	3,837
	Promedio 2000-2004	Promedio 2005-2009	Variación %	Promedio 2010-2014	Promedio 2000-2004	Promedio 2005-2009	Variación %	Promedio 2010-2014
Activos	1,803	2,327	29.1%	2,938	4,689	5,870	25.2%	7,655
Pasivos	505	719	42.4%	613	1,325	1,297	-2.1%	1,076
Patrimonio	1,298	1,609	23.9%	2,325	3,364	4,573	35.9%	6,579
EBITDA/Ventas	64.7%	70.9%	N.A	77.0%	51.9%	52.9%	N.A	55.8%
EBITDA/Servicio de la deuda (No. veces)	2.0	4.7	N.A	9.0	2.6	5.3	N.A	14.1
EBITDA/Intereses (No. veces)	7.0	8.9	N.A	32.6	7.5	13.0	N.A	46.3
Índice de endeudamiento (Pasivo/Activo)	28.0%	30.7%	N.A	21.2%	28.4%	22.1%	N.A	14.2%

#### D. Viabilidad técnica<sup>34</sup>

4.12 **Ingeniería.** El Proyecto ha pasado por las fases de reconocimiento, prefactibilidad, factibilidad, actualización de la factibilidad, diseños detallados completos y pliegos de licitación con planos de construcción de obras civiles principales y adquisición de equipos. Los estudios han comprendido, entre otros, los levantamientos topográficos, climatología, hidrología, sedimentos, geología y geotecnia, sismología, diseño geotécnico, estructural, hidráulico, y eléctrico, optimización de las diferentes obras, de los equipos y del sistema de conexión de Porce III al sistema de transmisión nacional. El Proyecto ha contado también con la asesoría especializada de un grupo de consultores individuales de reconocida capacidad profesional. La ingeniería<sup>35</sup> de Porce III se considera sólida y ejecutada de acuerdo con las mejores prácticas.

4.13 **Optimización.** Los diferentes componentes del Proyecto han sido optimizados desde el punto de vista geológico y geotécnico, estructural, hidráulico, constructivo y de costos. Se seleccionó y optimizó: el sitio de la presa y sus características; las obras asociadas a la presa (desviación, descarga de fondo, vertedero y captación); el túnel de aducción, la almenara, las cavernas de la casa de máquinas y de transformadores; la potencia a ser instalada (número y tamaño de las turbinas), unidades generadoras y los transformadores; el túnel de descarga y las obras destinadas a evacuar la electricidad generada..

4.14 **Ejecución.** La estrategia de construcción con su organización por obras y contratos y el respectivo plan de supervisión y control de la ejecución del Proyecto, se consideran apropiados para un proyecto de la magnitud, complejidad y características de Porce III. Los requisitos exigidos en los pliegos de las licitaciones para los oferentes de las distintas actividades, la etapa de

<sup>34</sup> López Rivera, Ramón: "Evaluación Técnica de Porce III", junio de 2005.

<sup>35</sup> Efectuada por EPPM y por el consorcio INGETEC y Klohn Crippen.

precalificación, se consideran adecuados para la ejecución. La experiencia con que cuenta EEPPM para construir, operar y mantener centrales hidroeléctricas, ilustrada con la experiencia reciente y lecciones aprendidas en la construcción de la central Porce II, aunada a su organización institucional y a los recursos físicos y humanos que posee, se consideran suficientes y adecuados para ejecutar satisfactoriamente el Proyecto. El conjunto de todas estas cualidades permite concluir que el plan de ejecución del Proyecto es técnicamente viable.

#### **E. Viabilidad ambiental y social<sup>36</sup>**

4.15 La viabilidad ambiental y social se sustenta en: (i) medidas factibles de prevención, mitigación y compensación de los impactos; (ii) buenas prácticas de construcción y medidas específicas de mitigación ambiental que constituyen obligaciones contractuales; (iii) programas de medición sistemática y periódica de variables críticas; (iv) mecanismos que garantizan el cumplimiento de la normatividad Colombiana y de las Políticas de Medio Ambiente y Observancia de Salvaguardias y de Reasentamiento Involuntario del Banco; (v) mecanismos de seguimiento con una estructura organizacional de control, responsabilidades claramente definidas, mecanismos de informes periódicos, mecanismos de verificación independiente e instrumentos de sanción; (vi) planes para dar respuesta a los riesgos durante las etapas de construcción y operación; y (vii) herramientas de capacitación y equipamiento tecnológico que apoyen la gestión ambiental y social. El conjunto de estas acciones está plasmado en un Plan de Gestión Ambiental y Social del Proyecto detallado en el Informe de Gestión Ambiental y Social del Proyecto<sup>37</sup>.

4.16 **Estudios de Impacto Ambiental y Licencia Ambiental.** Los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) para las obras principales y para las líneas de transmisión cumplen con criterios de calidad técnica internacionalmente aceptados, presentan un análisis de los impactos y proponen Planes de Manejo Ambiental que incluyen planes de gestión de riesgos y planes de monitoreo en las fases de ejecución y operación. El EIA correspondiente a las obras principales fue analizado por la autoridad ambiental, que otorgó la licencia ambiental correspondiente en mayo de 2003, luego de que EEPPM cumpliera un amplio programa de información y de consulta a la comunidad afectada. La licencia incluye los permisos, autorizaciones y concesiones para la utilización y el aprovechamiento de recursos naturales. El EIA de las líneas de transmisión fue elaborado durante 2004 y fue sometido a un intenso proceso de información, consulta y concertación. En cumplimiento de la Política de Disponibilidad de Información del Banco, este EIA fue remitido al Centro de Información Pública del Banco el 3 de enero de 2005. El 17 de diciembre de 2004, EEPPM solicitó a

---

<sup>36</sup> De Moya, Carlos. Informes de Evaluación Socio Ambiental, 2004-2005 e IGAS.

<sup>37</sup> Este informe se puede encontrar en: <http://www.iadb.org/projects/Project.cfm?project=CO-L1005&Language=English>

la autoridad ambiental la modificación de la licencia ambiental otorgada para incluir la construcción de las líneas<sup>38</sup>.

- 4.17 **Impactos Potenciales.** La identificación de los impactos socio-ambientales resulta de la revisión de un conjunto importante de estudios realizados, en particular los EIA. Los impactos directos durante la construcción sobre el medio social están relacionados con cambios estructurales a la población afectada directamente, especialmente a las comunidades dedicadas a la minería aurífera y actividades agrícolas o pecuarias. Se afectarán 494 familias, que suman 2.039 habitantes y 650 mineros ocasionales y sin afectación de vivienda, para un total de 2.689 personas. El Programa de Reasentamiento, elaborado siguiendo la Política OP-710 del Banco, está dirigido a minimizar, mitigar y compensar estos impactos. El Proyecto tendrá impactos positivos directos tales como generación de empleo, especialmente de mano de obra no calificada, y demanda de bienes y servicios de producción local. Durante la operación, se producirán impactos positivos indirectos tales como el incremento de los ingresos municipales y de la Corporación Autónoma Regional para el Centro de Antioquia por efecto de las transferencias originadas en la generación de energía previstas en el marco legal.
- 4.18 A nivel físico-biótico, los impactos directos durante la etapa de construcción incluyen la alteración del régimen de caudales del río Porce aguas abajo del sitio de presa, la alteración de la calidad del agua del futuro embalse, fenómenos de erosión e inestabilidad, pérdida y disminución de la cobertura vegetal, y alteración y destrucción de hábitat de fauna terrestre y acuática. Durante la operación, los principales impactos negativos directos incluyen la alteración de la calidad del agua del futuro embalse, la alteración del régimen de caudales del Río Porce y la formación de nuevos hábitat acuáticos.
- 4.19 **Plan de Gestión Ambiental y Social.** Este Plan, detallado en el IGAS, está destinado a asegurar la sostenibilidad socioambiental del Proyecto en el marco de las políticas del Banco y la legislación colombiana mediante la ejecución de medidas y acciones en las siguientes áreas: (i) prevención, mitigación y compensación de los impactos físico-bióticos; (ii) prevención, mitigación y compensación de los impactos sociales; (iii) especificaciones técnicas ambientales y Programas de Implantación de Medidas de Manejo Ambiental (PIMMAs); (iv) monitoreo ambiental y social mediante la toma de mediciones sistemáticas de indicadores clave; (v) seguimiento socio ambiental a través de la supervisión integral y las auditorías socioambientales; (vi) plan de contingencias para responder a emergencias; y (vii) medidas de fortalecimiento institucional.

## **F. Beneficios y beneficiarios**

- 4.20 La energía está estrechamente vinculada con el desarrollo económico y social, como insumo intermedio en el proceso productivo y usos de la población. En el caso de Colombia, el sector es un importante dinamizador de la economía en el

---

<sup>38</sup> Se prevé la aprobación de la modificación de la licencia en el tercer trimestre de 2005.

proceso de aprovechamiento de los recursos disponibles y abastecimiento de las necesidades nacionales. El impacto del proyecto consiste en contribuir a mantener un crecimiento económico sostenido y favorecer la competitividad de la economía. Los beneficiarios del proyecto Porce III serán en general los consumidores de electricidad del país, quienes podrán satisfacer su demanda de electricidad mediante la energía incremental que produce el proyecto. Por otra parte, EEPPM y el sector público se beneficiarán con la implantación de las medidas de desarrollo corporativo que permitirá favorecer la solidez institucional de la Empresa. Este Proyecto no califica como una inversión dirigida a reducir la pobreza o a promover la equidad social (PTI/SEQ).

## **G. Riesgos**

- 4.21 Los **riesgos constructivo e hidrológico**, comunes a obras hidráulicas de la magnitud de Porce III, han sido mitigados mediante estudios suficientes y diseños conservadores para elementos críticos del Proyecto.
- 4.22 El **riesgo contractual**, asociado con el incumplimiento de contratistas se mitiga mediante un proceso estricto de precalificación y será controlado mediante acciones oportunas ante eventuales incumplimientos.
- 4.23 El **riesgo regulatorio**, asociado con cambios normativos, se mitiga mediante mecanismos de consulta pública y participación de los interesados previo a la expedición de nueva regulación, procesos promovidos por el PBL de Servicios Públicos, actualmente en ejecución.
- 4.24 El **riesgo de terrorismo**, asociado con los grupos armados, se mitigará de manera similar a Porce II, con una intensa actividad de apoyo a la población local, promoviendo una imagen favorable de la empresa y de la obra que genere rechazo a los grupos violentos. Adicionalmente, el financiamiento de la seguridad en el área de proyecto cuenta con recursos asignados bajo el rubro ingeniería y administración.
- 4.25 El **riesgo durante la operación**, asociado al estado de las presas, al manejo de los caudales y a eventos sísmicos se controlará mediante la realización durante 2006 de un estudio del estado operativo de las presas existentes y la posterior identificación y puesta en marcha de un plan de contingencias que el mismo estudio identifique.
- 4.26 El **riesgo cambiario**, asociado a que los ingresos de EEPPM se perciben en pesos y la deuda externa se repaga en moneda extranjera se ve mitigado con las operaciones tipo swap realizadas hasta la fecha. Con estas operaciones, EEPPM ha logrado una cobertura peso dólar equivalente al 73.2% de su deuda externa en dólares.
- 4.27 El **riesgo de sostenibilidad financiera e institucional**, asociado a la naturaleza de EEPPM como empresa con múltiples negocios con un único dueño que puede requerir mayores aportes destinados a financiar el plan de inversiones municipal o

decidir otorgar subsidios cruzados entre negocios. Este riesgo se mitiga con la implantación gradual de medidas de desarrollo corporativo que resulten de las actividades incluidas en los planes operativos anuales; también con el requerimiento contractual de que las transacciones financieras entre empresas se realicen en condiciones comerciales de mercado.