

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

**REGIONAL**

**MODERNIZACIÓN DEL COMPLEJO HIDROELÉCTRICO BINACIONAL SALTO  
GRANDE**

**(RG-L1124)**

**PROPUESTA DE PRÉSTAMO**

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Edwin Malagón (ENE/CAR), Jefe de Equipo; Roberto Aiello (ENE/CPR), Jefe de Equipo Alterno; Arturo Alarcón (ENE/CBR); Emilio Sawada, Virginia Snyder, Cecilia Correa, Maria Julia Molina y Cecilia Seminario (INE/ENE); Victoria Zicari (CSC/CUR); Denise Obara (CSC/CAR); Jennifer Doherty (CSD/CCS); Ana Niubo, Brenda Álvarez (VPC/FMP); Abel Cuba; Emilie Chapuis (FMP/CUR); Ady Beitler (INT/TIN); Cristina Marzo (LEG/SGO); y Zachary Hurwitz (VPS/ESG).

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

## ÍNDICE

<b>RESUMEN DEL PROYECTO.....</b>	<b>1</b>
<b>I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS.....</b>	<b>2</b>
A. Antecedentes, Problemática y Justificación .....	2
B. Objetivos, Componentes y Costo.....	11
C. Indicadores Claves de Resultados.....	12
<b>II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS .....</b>	<b>13</b>
A. Instrumentos de Financiamiento .....	13
B. Riesgos Ambientales y Sociales. ....	14
C. Riesgos Fiduciarios .....	15
D. Otros Riesgos.....	15
<b>III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN.....</b>	<b>16</b>
A. Resumen de los Arreglos de Implementación.....	16
B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados.....	18

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

ENLACES ELECTRÓNICOS	
<b>REQUERIDOS</b>	
1.	<a href="#">Plan de Ejecución del Programa (PEP)</a> y <a href="#">Plan Operativo Anual (POA)</a>
2.	<a href="#">Plan de Monitoreo y Evaluación</a>
3.	<a href="#">Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS)</a>
4.	<a href="#">Plan de Adquisiciones (PA)</a>
<b>OPCIONALES</b>	
1.	<a href="#">Análisis Económico Financiero</a>
2.	<a href="#">Estudios para el Diagnóstico de Modernización de la CHSG</a>
3.	<a href="#">Fichas Técnicas de las Intervenciones</a>
4.	<a href="#">Cumplimiento con la Política de Servicios Públicos (PUP) (GN-2716-6)</a>
5.	<a href="#">Anexo Cambio Climático (CC)</a>
6.	<a href="#">Anexo Integración Regional</a>
7.	<a href="#">Análisis de Seguridad de Presas</a>
8.	<a href="#">Reglamento Operativo del Programa (ROP)</a>
9.	<a href="#">Estudio Ambiental y Social</a>
10.	<a href="#">Índices Hydroamp</a>
11.	<a href="#">Filtro de Política de Salvaguardias (SPF)</a> y <a href="#">Formulario de Evaluación de Salvaguardia para la Clasificación de Proyectos (SSF)</a>

ABREVIATURAS	
ADME	Administración del Mercado Eléctrico
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico
CC	Cambio Climático
CHSG	Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande
CO <sub>2</sub>	<i>Carbon Dioxide</i>
CTM	Comisión Técnica Mixta de Salto Grande
CYT	Ciencia y Tecnología
EBP	Estrategia de País
EDENOR	Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima
EDESUR	Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima
EE	Eficiencia Energética
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
EP	Equipo de Proyecto
ER	Energía Renovable
ERNC	Energías Renovables no Convencionales
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GWh	Gigavatio-hora
<i>HydroAmp</i>	<i>Hydro Asset Management Partnership</i>
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
kV	Kilovoltio
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
MW	Megavatio
OE	Organismo Ejecutor
PA	Plan de Adquisiciones
PBI	Producto Bruto Interno
RA	República Argentina
ROP	Reglamento Operativo del Programa
ROU	República Oriental del Uruguay
RSF	Regulación Secundaria de Frecuencia
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económico
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
VPNE	Valor Presente Neto Económico
VPP	Vida Promedio Ponderada

**RESUMEN DEL PROYECTO  
REGIONAL  
MODERNIZACIÓN DEL COMPLEJO HIDROELÉCTRICO BINACIONAL SALTO GRANDE  
(RG-L1124)**

Términos y Condiciones Financieras					
Prestatarios: República Argentina (RA) y República Oriental del Uruguay (ROU)			Facilidad de Financiamiento Flexible <sup>(a)</sup>		
				Argentina	Uruguay
			Plazo de amortización:	25 años	25 años
Organismo Ejecutor (OE): Préstamo Argentina: La Secretaría de Gobierno de Energía a través de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTM) Préstamo Uruguay: CTM			Período de desembolso:	5 años	5 años
			Período de gracia:	5,5 años <sup>(b)</sup>	5,5 años <sup>(b)</sup>
Fuente	Monto (US\$)	%	Tasa de interés:	Basada en LIBOR	
BID (Capital Ordinario) Argentina:	40.000.000	50	Comisión de crédito:	(c)	
BID (Capital Ordinario) Uruguay:	40.000.000	50	Comisión de inspección y vigilancia:	(c)	
			Vida Promedio Ponderada (VPP):	15,25 años <sup>(d)</sup>	15,25 años <sup>(d)</sup>
Total:	80.000.000	100	Moneda de aprobación:	Dólares de los Estados Unidos de América (US\$)	
Esquema del Proyecto					
Objetivo del proyecto/descripción: El objetivo general es contribuir a garantizar la disponibilidad del Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande (CHSG), aportando confiabilidad y eficiencia a la interconexión entre Argentina y Uruguay. El objetivo específico es contribuir a extender la vida útil del CHSG, mediante la modernización de su infraestructura y equipamiento.					
Condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso del financiamiento de cada préstamo: (i) la conformación del Equipo de Proyecto (EP) en el ámbito de la estructura de la CTM y la asignación del personal clave; (ii) la aprobación y entrada en vigencia del <a href="#">Reglamento Operativo del Programa (ROP)</a> , en los términos acordados con el Banco; y (iii) la firma y entrada en vigencia de los convenios entre la CTM y cada país para la transferencia de los recursos de cada préstamo a la CTM (convenios de ejecución con la Secretaría de Gobierno de Energía de la RA y convenio subsidiario con el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) de la República Oriental del Uruguay) en los términos acordados con el Banco (¶3.3). Adicionalmente, véase el Anexo B del <a href="#">Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS)</a> para la condición contractual ambiental previa al primer desembolso de los recursos de cada préstamo.					
Condiciones contractuales especiales de ejecución de cada préstamo: Ver condiciones contractuales especiales de ejecución ambientales y sociales en el Anexo B del <a href="#">IGAS</a> .					
Excepciones a las políticas del Banco: Ninguna.					
Alineación Estratégica					
Desafíos <sup>(e)</sup> :	SI	<input type="checkbox"/>	PI	<input checked="" type="checkbox"/>	EI <input checked="" type="checkbox"/>
Temas Transversales <sup>(f)</sup> :	GD	<input checked="" type="checkbox"/>	CC	<input checked="" type="checkbox"/>	IC <input checked="" type="checkbox"/>

<sup>(a)</sup> Bajo los términos de la Facilidad de Financiamiento Flexible (documento FN-655-1) el Prestatario tiene la opción de solicitar modificaciones en el cronograma de amortización, así como conversiones de moneda y de tasa de interés. En la consideración de dichas solicitudes, el Banco tomará en cuenta aspectos operacionales y de manejo de riesgos.

<sup>(b)</sup> Bajo las opciones de reembolso flexible de la Facilidad de Financiamiento Flexible (FFF), cambios en el periodo de gracia son posibles siempre que la Vida Promedio Ponderada (VPP) Original del préstamo y la última fecha de pago, documentadas en el contrato de préstamo, no sean excedidas.

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

<sup>(d)</sup> La VPP original podrá ser menor de acuerdo a la fecha de la firma del contrato de préstamo.

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

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

## I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS

### A. Antecedentes, Problemática y Justificación

- 1.1 **Sector eléctrico argentino.** La capacidad instalada de generación de energía eléctrica del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) es 36.150 Megavatios (MW)<sup>1</sup>. Entre 2013-2017 la demanda de energía creció en promedio 1,8% anual, alcanzando 132.426 Gigavatios-hora (GWh) y una potencia máxima de 25.628 MW en 2017. La generación de electricidad en 2017 ascendió a 136.466 GWh, correspondiente a 64,9% de energía térmica (principalmente gas natural 55%), 30,3% hidráulica, 4,2% nuclear, 0,5% eólica y 0,01% solar fotovoltaica<sup>2</sup>. La energía es transportada a los centros de consumo a través de 34.313 kilómetros (km) de líneas de transmisión que van desde 33 kilovoltios (kV) hasta 500 kV. El SADI abastece de energía a cerca de 15,8 millones de usuarios<sup>3</sup>, 42% corresponde al sector residencial, 29% a usuarios no residenciales intermedios y 29% a grandes usuarios<sup>4</sup>.
- 1.2 La Secretaría de Gobierno de Energía tiene a cargo la elaboración, propuesta y ejecución de la política nacional en materia de energía<sup>5</sup>. El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) tiene a cargo la regulación de las actividades de distribución y transmisión, las cuales se desarrollan como monopolios naturales<sup>6</sup>; y de la generación que se desarrolla en competencia a través de la participación de los agentes en el Mercado Mayorista Eléctrico, el cual es administrado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). En las tres actividades participan empresas públicas y privadas, y en la generación también las centrales binacionales de Yacyretá<sup>7</sup> y Salto Grande.
- 1.3 **Sector eléctrico uruguayo.** La capacidad instalada de generación de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) uruguayo es 4.244 MW<sup>8</sup>. Entre 2013-2017 la demanda de electricidad creció 1,3% en promedio anual alcanzando 10.784 GWh en 2017, con un máximo de potencia de 1.916 MW. La generación de electricidad en 2017 ascendió a 12.295 GWh, correspondiente principalmente a Energía Renovable (ER), 58% hidráulica, 31% eólica, 2% solar,

---

<sup>1</sup> 22.896 MW de generación térmica, 10.746 MW hidráulica, 1.755 MW nuclear y 753 MW de ERNC (496 MW hidroeléctricas, 227 MW eólica, 22 MW biomasa y 8 MW solar fotovoltaica). [Informe mensual 12-2017](#), CAMMESA.

<sup>2</sup> 69 GWh corresponden a exportaciones, 401 GWh a bombeo, 4.427 GWh a pérdidas y consumos, y se importaron 734 GWh. [Informe mensual 12-2017](#), CAMMESA.

<sup>3</sup> [Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2016, Distribución de Energía Eléctrica Facturada y Cantidad de Usuarios por tipo y por jurisdicción provincial, Ministerio de Energía y Minería.](#)

<sup>4</sup> Demanda por tipo de usuario [Informe anual 2017](#), CAMMESA.

<sup>5</sup> La Ley 24.065 de 1992 rige el sector eléctrico argentino y complementó el régimen jurídico de la Ley 15.336 de 1960.

<sup>6</sup> El ENRE está a cargo de la regulación de la Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima (EDESUR) y Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima (EDENOR) en el área de Buenos Aires. Para el resto de distribuidoras del país existen organismos reguladores provinciales.

<sup>7</sup> El Complejo Hidroeléctrico Yacyretá es una central entre Argentina y Paraguay, en el río Paraná.

<sup>8</sup> 1.538 MW corresponden a hidráulica, 1.437 MW eólica, 627 MW térmica, 229 MW solar fotovoltaica y 413 MW biomasa. [Informe Anual 2017](#), Administración del Mercado Eléctrico (ADME).

7% biomasa; y el restante a energía térmica<sup>9</sup>. El SIN abastece a casi 1,5 millones de usuarios, el consumo residencial corresponde al 42% del total, 22% a usuarios industriales y el restante a otros sectores. La energía se transporta mediante 5.073 km de líneas de transmisión de 63 kV, 150 kV y 500 kV<sup>10</sup>.

- 1.4 El Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) define la política energética, fija las tarifas, autoriza la instalación de nueva generación, y la importación y exportación de energía, entre otros<sup>11</sup>. La Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua, controla el cumplimiento del marco regulatorio y dispone de sanciones por infracciones al mismo, dicta reglamentos y asesora al MIEM. La Administración del Mercado Eléctrico (ADME) opera y administra el Despacho Nacional de Cargas y el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), de propiedad del estado, se encarga de la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. En el caso de la generación también participan actores privados y la central binacional de Salto Grande.
- 1.5 **Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande (CHSG).** El CHSG está en la frontera entre Argentina y Uruguay sobre el Río Uruguay, a 470 km de Buenos Aires y 520 km de Montevideo. Su capacidad instalada es 1.890 MW con una generación media anual de 8.730 GWh<sup>12</sup>. Tiene 14 unidades de 135 MW cada una con turbinas tipo Kaplan; la primera entró en servicio en 1979 y la última en 1983. Además, tiene un sistema de transmisión (cuadrilátero) de 500 kV, con 345 km de líneas, cuatro estaciones transformadoras, dos en cada país, y una capacidad de transporte de 2.000 mega-voltio-amperios, que permite la interconexión entre ambos países. El embalse tiene un volumen de 5.000 hectómetros cúbicos y un área de 783-km<sup>2</sup>. La infraestructura civil tiene una presa central de hormigón, dos presas laterales de tierra, un vertedero con 19 compuertas, las cuales, junto con un descargador de fondo, pueden evacuar hasta 65.000-metros cúbicos por segundo. Asimismo, cuenta con una red de 60 estaciones hidrometeorológicas que permiten obtener la información para el planeamiento energético y la operación de la central.
- 1.6 **Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTM)**<sup>13</sup>. La CTM es un organismo binacional constituido el 30 de diciembre de 1946 por medio de un Convenio firmado entre la República Argentina (RA) y la República Oriental del Uruguay (ROU) cuyas prioridades son: aprovechar las aguas del Río Uruguay para riego y generación de energía en la zona de Salto Grande<sup>14</sup>, mejorar la navegabilidad y facilitar las comunicaciones terrestres entre ambos países. La CTM tiene

---

<sup>9</sup> 1.462 GWh corresponden a exportaciones y 49 GWh a consumos de generación. [Informe Anual 2017](#), ADME.

<sup>10</sup> Datos de UTE.

<sup>11</sup> La Ley 16.832 de 1997 establece el marco regulatorio y legal para el funcionamiento del sistema eléctrico, junto con los decretos 276/002, 277/002, 278/002 y 360/002 de 2012.

<sup>12</sup> [Brochure Institucional CHSG, 2016](#).

<sup>13</sup> La CTM es un sujeto de derecho internacional y se le otorga tratamiento especial. Posee inmunidad de jurisdicción, la cual se concreta y complementa con la existencia de un órgano jurisdiccional específico, el único competente para actuar en aquellos asuntos en que la CTM fuera parte: el tribunal arbitral internacional de Salto Grande.

<sup>14</sup> [La RA y la ROU aprobaron en 1974 el acuerdo para reglamentar el Convenio de creación de la CTM de 1946](#).

capacidad jurídica para actuar pública y privadamente, gestiona la operación del CHSG y la integran delegados de ambos países de quienes dependen los equipos técnicos y administrativos del organismo. La CTM recibe recursos financieros de cada país para la operación, mantenimiento e inversiones<sup>15</sup>.

- 1.7 **Importancia del CHSG para los sistemas eléctricos interconectados de Argentina y Uruguay.** La energía generada en el CHSG se reparte equitativamente entre ambos países, entregándose a los respectivos operadores CAMMESA y ADME. Entre el 2013 y 2017 la energía del CHSG abasteció el 4% de la demanda eléctrica de Argentina y el 45% de la de Uruguay, por lo que es una de las principales fuentes de energía firme renovable del sistema interconectado. Al contar con el embalse, por su capacidad y su flexibilidad, el CHSG presta otros servicios auxiliares a los sistemas interconectados como la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), que consiste en absorber las variaciones de la demanda para mantener los valores nominales de la frecuencia, fundamental para la operación confiable de los sistemas. En 2016 el CHSG estuvo a cargo de la RSF del sistema interconectado el 64% del tiempo y en 2017 el 50%, siendo la central más importante para esta actividad<sup>16</sup>. Dado que sus unidades de generación tienen una rápida capacidad de arranque y parada con costos bajos, permite disminuir los tiempos de restablecimiento del servicio eléctrico tras una falla total del sistema. La flexibilidad de las centrales hidroeléctricas de gran tamaño, como el CHSG, permite compensar las fluctuaciones de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) variables, como la solar y la eólica, de una forma más económica y eficiente que las plantas térmicas en la medida en que se incrementa su penetración, lo que aumentan el valor de las ERNC<sup>17</sup>. Por lo anterior, la operación confiable del CHSG resulta aún más relevante considerando la alta penetración de ERNC en Uruguay (§1.3), y la meta de la RA para alcanzar una penetración de 20% de ERNC en el 2025 (§1.19), lo que requerirá garantizar la flexibilidad operativa y la capacidad de regulación del sistema.
- 1.8 El cuadrilátero de transmisión de 500 kV (§1.5) además de conectar la generación del CHSG al SADI de Argentina y el SIN de Uruguay, constituye el nodo de interconexión eléctrica entre ambos países y permite que los sistemas se comporten como una sola unidad desde el punto de vista eléctrico, incrementando su robustez y confiabilidad. Por el cuadrilátero circula: (i) energía generada e inyectada por el CHSG; (ii) importaciones y exportaciones de energía entre ambos países; y (iii) flujos de energía propios de cada país provenientes de otras centrales de generación y con destino a diferentes centros de demanda. En el 2017 la energía total que circuló por el cuadrilátero ascendió a 18.259 GWh, de los cuales el 55,6% correspondió a energía generada en el mismo CHSG.

---

<sup>15</sup> Como normativa complementaria, reglamentaria y concordante rigen a la CTM: (i) Acuerdo Reglamentario aprobado por la RA y la ROU en el año 1973; (ii) Reglamento Técnico Administrativo; (iii) Acuerdo de Sede entre la CTM y la RA (ratificado por Ley N° 21.756); (iv) Acuerdo de Privilegios e Inmunidades entre la CTM y la ROU (ratificado por Decreto Ley N° 14.896); y (v) demás decisiones que en el ámbito de sus competencias dicta la CTM, tanto de carácter particular, como de general en uso de su potestad reglamentaria.

<sup>16</sup> La interconexión física de 1.890 MW permite que ambos sistemas se comporten como una unidad desde el punto de vista eléctrico.

<sup>17</sup> Hirth, Lion (2016). [\*The benefits of flexibility: The value of wind energy with hydropower.\*](#)



- 1.9 **Importancia del CHSG para la integración regional.** La misión de la CTM es producir y suministrar energía eléctrica a través del aprovechamiento del Río Uruguay y de una efectiva administración del CHSG, preservando el medio ambiente, contribuyendo al desarrollo socioeconómico y a la integración de Argentina y Uruguay. El CHSG, primer proyecto binacional de este tipo de la región inició el proceso de integración de los sistemas eléctricos en el cono sur, que se profundizó con la entrada de los proyectos binacionales Itaipú (Brasil/Paraguay, 1984) y Yacyretá (Argentina/Paraguay, 1994) en el Río Paraná. El SIN y el SADI además cuentan con interconexiones internacionales con los demás países de la región, Argentina con Brasil, Chile y Paraguay y Uruguay con Brasil. En 2017, a través del cuadrilátero de 500 kV del CHSG, se exportaron 474-GWh desde Uruguay hacia Argentina. En el mismo año Argentina importó 153,6 GWh de Brasil, 35,9 GWh de Chile y 70,3 GWh de Paraguay, y exportó 69,1 GWh hacia Brasil; mientras que Uruguay exportó 988-GWh a Brasil e importó 3 GWh desde ese país<sup>18</sup>. Adicionalmente a la generación y el transporte de energía, el CHSG presta otros servicios a nivel de la Región Binacional de Salto Grande<sup>19</sup>, la cresta de la presa constituye el puente internacional que une las ciudades de Concordia (Argentina) y Salto (Uruguay), y permite el tránsito permanente de personas y mercadería entre ambos países. En 2017, 1.441.058 personas cruzaron la frontera, un 82% más que en 2009<sup>20</sup>; y el 75% de los camiones que utilizan el paso tienen como origen o destino Paraguay<sup>21</sup>.
- 1.10 **Diagnóstico del estado actual del CHSG.** El CHSG presenta un desempeño satisfactorio en términos operativos, con una disponibilidad anual por encima del 93%<sup>22</sup> y un índice de indisponibilidad forzada media del 0,41%<sup>23</sup>. Sin embargo, a medida que las centrales hidroeléctricas envejecen, el riesgo de falla de sus componentes individuales se incrementa por el deterioro natural de los equipos, disminuyendo su disponibilidad, confiabilidad y eficiencia, reduciendo la cantidad de ER que entrega al sistema eléctrico<sup>24</sup>. A efectos de establecer la condición del CHSG, entre 2013 y 2016, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) apoyó a la CTM con la Cooperación Técnica, Estudios de Diagnóstico y Modernización del CHSG ([ATN/OC-13872-RG](#)) para llevar a cabo estudios de diagnóstico y modernización del CHSG, incluyendo: (i) diagnóstico integral de las condiciones operacionales de las instalaciones y equipos, y un plan de inversiones estratégico para el corto, mediano y largo plazo; (ii) estudios hidrológicos de la cuenca del Río Uruguay; y (iii) propuesta para la modernización de la gestión ambiental (ver [Estudios para el Diagnóstico de Modernización del CHSG](#)). El diagnóstico integral se realizó aplicando la metodología de evaluación de la condición del

---

<sup>18</sup> [UTE en cifras, 2017.](#)

<sup>19</sup> La Región Binacional de Salto Grande comprende los Departamentos de Concordia y Federación en la Provincia de Entre Ríos, Argentina; y las ciudades de Salto, Santa Ana, Belén y Villa Constitución en el Departamento de Salto, en Uruguay.

<sup>20</sup> [Dirección Nacional de Migraciones - Argentina. Estadísticas.](#)

<sup>21</sup> Programa de Inversiones para la Mejora de la Integración Territorial entre Argentina y Uruguay. CAF, 2015.

<sup>22</sup> El índice de disponibilidad corresponde a la razón entre el número de horas del periodo menos el número de horas de paradas programadas y forzadas, y el número de horas del periodo. Un factor por encima del 80% se considera aceptable. Goldberg, Joseph; Espeseth Lier, Oeyvind. 2011. [Rehabilitation of Hydropower: An Introduction to Economic and Technical Issues. Water papers; World Bank, Washington, D.C.](#)

<sup>23</sup> El índice de indisponibilidad forzada corresponde al cociente entre el número de horas de paradas no programadas y las horas del periodo.

<sup>24</sup> [Guía de Acción- Rehabilitación de Fuentes Renovables de Energía \(Hidroeléctricas\).](#)

equipamiento de centrales hidroeléctricas *HydroAmp (Hydro Asset Management Partnership)*<sup>25</sup>, la cual establece un índice con valores entre cero y diez con base en parámetros como la edad del equipo, la condición física, el historial de mantenimiento; junto con mediciones, inspecciones y pruebas específicas para cada equipo. Los resultados mostraron que en general el CHSG se encontraba en buenas condiciones operativas, ya que los equipos electromecánicos principales, como las turbinas y los generadores, presentaban una condición razonable, a pesar de su tiempo de funcionamiento. Esto, además de indicar un muy buen mantenimiento, mostró que el reemplazo de estos equipos se podría realizar de manera gradual en el mediano y largo plazo.

- 1.11 Sin embargo, de acuerdo a los [Índices Hydroamp](#), los siguientes componentes presentaban una situación operativa “marginal”, luego de cerca de 40 años en servicio, lo que aumenta el riesgo de fallas en el corto plazo, y de ocurrir, podría requerir de tiempos de mantenimiento más prolongados: transformadores elevadores de potencia (unidades 13 y 14), grúas pórtico y puentes grúas, transformadores de excitación, sistemas de comunicaciones, de teleprotecciones y de telecontrol y transformadores y reactores de las subestaciones. De acuerdo con dicho índice, los siguientes elementos presentaban una condición cercana a “marginal”, por lo que se recomendó realizar mejoras y adecuaciones: compuertas del vertedero, rejas de toma, instalaciones de ventilación, sistema de desagote y drenaje de la central, sistema contra incendio y grupo electrógeno de emergencia. Los reguladores de velocidad, a pesar de presentar una condición razonable, dada su obsolescencia, ofrecen una oportunidad para mejorar la eficiencia del CHSG mediante la incorporación de tecnología digital.
- 1.12 Considerando el tiempo de operación del CHSG desde su construcción (§1.5) y el resultado del estudio diagnóstico, de no llevarse a cabo el proceso de modernización, el riesgo de mayor número de fallas y tiempos más prolongados de mantenimiento llevarían en el corto plazo a un deterioro de la disponibilidad y confiabilidad<sup>26</sup> del CHSG. Lo anterior tendría un impacto significativo sobre los sistemas eléctricos argentino y uruguayo (§1.7), ya que la ER dejada de producir por el CHSG tendría que ser abastecida por energía generada con combustibles fósiles, con un mayor costo e incremento de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), junto con una menor flexibilidad de los sistemas para la regulación de la intermitencia de las ERNC (ver [Anexo Cambio Climático \(CC\)](#)).
- 1.13 En lo relativo a la gestión de la CTM, entre julio y agosto de 2018, se llevó a cabo el Análisis de Capacidad Institucional. En éste se identifican, cuantifican y dimensionan debilidades y áreas a mejorar de la CTM, entre ellos la necesidad de: (i) sistematizar un proceso de análisis de riesgos; (ii) actualizar manuales administrativos y procedimientos de adquisiciones; y (iii) establecer roles, capacitar e incrementar el personal de administración financiera y de contratos.

---

<sup>25</sup> Desarrollado por el *Bureau of Reclamation; Hydro-Québec; the Army Corps of Engineers' Hydroelectric Design Center; and Bonneville Power Administration*. El índice establece una condición “correcta” entre ocho y diez; “razonable” entre seis y ocho; con una confiabilidad media; “marginal” entre tres y seis, con una confiabilidad baja; y pobre cuando es menor que tres; que requiere un reemplazo inmediato.

<sup>26</sup> Confiabilidad: es la probabilidad de que un sistema realice su función adecuadamente, durante el período de tiempo previsto, en las condiciones de funcionamiento previstas.

Asimismo, la CTM solicitó al Banco apoyo en las áreas de gestión, riesgos y comunicación entre otras.

- 1.14 **Descripción del proyecto de modernización del CHSG.** La rehabilitación y la modernización de centrales hidroeléctricas permite extender su vida útil y recuperar y mantener sus condiciones iniciales, garantizando su disponibilidad y confiabilidad<sup>27,28</sup>. Adicionalmente, la incorporación de nueva tecnología en este proceso permite mejorar la eficiencia de los equipos<sup>29</sup> y por tanto generar energía adicional, además de reducir los costos de operación y mantenimiento. Para el CHSG su modernización se planteó mediante un plan estratégico de inversiones a ejecutar en un plazo de 25 años y un monto total estimado de US\$960 millones. Considerando los resultados del diagnóstico realizado (§1.10), se definieron dos etapas de implementación de acuerdo con la prioridad de las inversiones identificadas. En la primera se realizarán las inversiones requeridas en el corto plazo (cinco años) por US\$80 millones, que incluyen el reemplazo de equipos cuya condición fue clasificada como marginal, como los transformadores elevadores, o que se encuentran cerca de ella, como las compuertas del vertedero, o que admiten una actualización tecnológica como es el caso de los reguladores de velocidad. Posteriormente, en la segunda etapa se realizará el reemplazo gradual de las turbinas y de los generadores de las 14 unidades. Con la implementación del plan estratégico de inversiones, se espera mantener los indicadores meta de disponibilidad y confiabilidad del CHSG (§1.10).
- 1.15 El proyecto de modernización incorpora un alto grado de innovación y digitalización del CHSG como herramienta para mejorar la toma de decisiones en los procesos de operación y mantenimiento. Este proceso estará acompañado por un plan de fortalecimiento institucional (§1.28) que permita a la CTM desarrollar las capacidades necesarias para la definición y administración de la tecnología a incorporar<sup>30</sup>. Entre la tecnología digital a incorporar están: el sistema de control, automatización y medición, los sistemas de protección del cuadrilátero de transmisión, sistemas de monitoreo para los generadores y para los transformadores en tiempo real, el tendido de fibra óptica a lo largo de las líneas de transmisión, y la introducción del control digital para los reguladores de velocidad con la cual se estima optimizar la operación de las turbinas y obtener un aumento en la generación.
- 1.16 La modernización también presenta una oportunidad para el CHSG en aspectos no técnicos y de relacionamiento con su entorno<sup>31</sup>. La fuerza laboral de la industria hidroeléctrica a nivel mundial cuenta solamente con un 20% de mujeres. De

---

<sup>27</sup> Goldberg, Joseph; Espeseth Lier, Oeyvind. 2011. [\*Rehabilitation of Hydropower: An Introduction to Economic and Technical Issues. Water papers; World Bank, Washington, D.C.\*](#)

<sup>28</sup> Los costos unitarios de inversión de rehabilitaciones son menores a los de una central nueva, entre 500-1.000 US\$/kW frente a >US\$1.300/kW, al tener costos hundidos de obras civiles, así como impactos ambientales y sociales ya mitigados. Normalmente tienen retornos económicos positivos superiores al 20%.

<sup>29</sup> *Rehabilitation and Upgrading Hydro Plants: A Hydropower Technology Round-Up Report, Volume 2, EPRI, Palo Alto, CA: 1999. TR-113584-V2.*

<sup>30</sup> Taller Internacional "[Digitalización en el Sector Hidroeléctrico](#)" 28 y 29 de agosto en CHSG, como parte del plan de digitalización.

<sup>31</sup> Un informe de 2015 del [McKinsey Global Institute](#) indicó que reducir la brecha de género en el lugar de trabajo podría generar US\$28 billones de PBI adicional en el mundo para 2025, equivalente a las economías combinadas de EEUU y China.

manera similar, el CHSG cuenta con un bajo porcentaje de mujeres operarias, ingenieras y/o en cargos de mandos medio y alto (25% son mujeres en cargos jerárquicos y 19% en cargos no jerárquicos)<sup>32</sup>. El proyecto de modernización es una oportunidad para impulsar los esfuerzos que desarrolla la CTM en materia de responsabilidad social e introducir en su agenda de trabajo el diseño de una política de género para su eventual aplicación, complementaria a las acciones que se llevan en la organización. Lo anterior estaría alineado con sus valores y mejoraría la eficiencia en la gestión y operación de la organización. La diversidad enriquece y proporciona calidad a las instituciones, siendo indispensable para el buen desarrollo y desempeño de las organizaciones innovadoras y modernas. La promoción de la igualdad de género en el entorno institucional y empresarial fortalece el capital humano y mejora la calidad de los procesos de gestión, además de los resultados financieros, permitiendo mejorar la vida de todos, hombres, mujeres y familias de la región<sup>33</sup>. Estos esfuerzos estarían alineados con las políticas de Argentina<sup>34</sup> y de Uruguay<sup>35</sup>.

- 1.17 Adicionalmente, y bajo el plan de responsabilidad social existente, el CHSG puede convertirse en un promotor clave en la región para que más niños y niñas se interesen en Ciencia y Tecnología (CYT). A nivel mundial, las niñas comienzan a alejarse de los cursos de CYT desde la escuela primaria y secundaria. Las actitudes sociales y los prejuicios obstaculizan su participación, ya que la CYT suele considerarse un dominio masculino. El Plan Escuelas es una de las actividades más importantes que tiene la CTM, a través de visitas a las escuelas de las comunidades se trabajan los temas de la producción, el uso responsable de la energía y el cuidado del ambiente. La actividad se desarrolla a través de charlas en escuelas primaria, concursos para afianzar los conocimientos y visitas a las instalaciones del CHSG.
- 1.18 **Estrategia de los países en el sector.** En Argentina, el gobierno ha establecido entre sus prioridades y objetivos la recuperación del suministro confiable y uso eficiente de energía, y sostenibilidad del sector en el largo plazo<sup>36</sup>. Entre las medidas implementadas se distinguen, el proceso de revisión integral de las tarifas, mediante la reducción gradual especialmente de los subsidios a la generación de electricidad; el establecimiento de una tarifa social para los usuarios más vulnerables; la revisión de los costos de transmisión y distribución<sup>37</sup>; y la convocatoria a licitaciones para incrementar la capacidad instalada de generación<sup>38</sup>.
- 1.19 En el marco de sus contribuciones determinadas a nivel nacional, Argentina ha propuesto metas de reducción de emisiones de GEI que incluyen un Plan Nacional

---

<sup>32</sup> Datos reportados por la CTM, septiembre de 2018.

<sup>33</sup> [Ernst & Young, Women in Power and Utilities. 2016.](#)

<sup>34</sup> El Programa de Apoyo a Políticas de Igualdad de Género (4622/OC-AR) tiene el objetivo de contribuir a reducir la desigualdad de género en Argentina, promoviendo la efectiva y oportuna implementación de políticas dirigidas a incrementar la igualdad de oportunidades y derechos de las mujeres y niñas.

<sup>35</sup> [Programa Género y Energía.](#)

<sup>36</sup> [Presidencia de La Nación.](#)

<sup>37</sup> En distribución en las áreas de concesión de EDESUR y EDENOR

<sup>38</sup> Estas medidas han permitido mejorar la calidad de la prestación del servicio y terminar en diciembre de 2017 la emergencia eléctrica declarada en 2015.

de Energía y CC<sup>39</sup> con medidas específicas en materia de Eficiencia Energética (EE) y ER<sup>40,41</sup>. El objetivo es alcanzar el 20% de participación de las ERNC en la generación de electricidad antes de 2025.

- 1.20 En Uruguay, el gobierno tiene como objetivo mantener la diversificación de las fuentes de energía, así como acciones para EE, y también ha propuesto metas en el marco de NDC<sup>42</sup>. Como parte de la Política Energética 2005-2030 se impulsa la diversificación de la matriz energética. En 2017 el 85% de la potencia instalada correspondió a ER, siendo 39% ERNC intermitente<sup>43</sup>.
- 1.21 **Estrategia del BID en el sector y en proyectos de integración regional.** El BID tiene amplio conocimiento del sector eléctrico de Argentina y Uruguay y en proyectos de integración en la región. El Banco cuenta con experiencia en el apoyo a países en el diseño e implementación de proyectos hidroeléctricos que han impulsado la integración regional de los mercados energéticos<sup>44</sup>. Particularmente el Banco financió la construcción del proyecto original del CHSG (240/OC-AR<sup>45</sup> y 275/OC-RG<sup>46</sup>). El Banco también financió la construcción de la central hidroeléctrica binacional Yacyretá a través de varios préstamos (346/OC-RG, 555/OC-RG, 583/OC-RG y 760/OC-RG), incluyendo diseño e ingeniería, obras civiles y un programa de relocalizaciones y medio ambiente. En Argentina el BID financió la expansión de la red de transmisión mediante el Programa de Transmisión Eléctrica del Norte Grande (1764/OC-AR, 1764/OC-AR-1) y el Programa de Abastecimiento Eléctrico en las Distintas Regiones del País en el Marco del Plan Federal de Transporte de Electricidad (2514/OC-AR). En Uruguay el Banco financia el Proyecto de Generación Eléctrica Ciclo Combinado Punta del Tigre (2894/OC-UR) y a través de BID Invest financia la expansión de ERNC en ambos países<sup>47</sup>.
- 1.22 **Experiencia del Banco en proyectos de modernización de centrales hidroeléctricas y lecciones aprendidas.** El Banco tiene experiencia en rehabilitación de otras centrales hidroeléctricas en la región, destacándose las de Furnas y Luis Carlos Barreto (2549/OC-BR)<sup>48</sup> en Brasil, Passo Real e Itauba (2813/OC-BR), también en Brasil, Simón Bolívar - Guri (2429/OC-VE) en

---

<sup>39</sup> [Argentina.gob.ar](http://Argentina.gob.ar) - Planes Sectoriales del CC.

<sup>40</sup> [NDC Argentina](#): reducción de emisiones de GEI en 2030 con respecto a *business as usual* al mismo año en 15% de forma incondicional y 30% condicional.

<sup>41</sup> La Ley N.º 27.191 del año 2015 establece el “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica” y determina metas para la participación de las ER a corto, mediano y largo plazo en la matriz energética.

<sup>42</sup> [NDC Uruguay](#): reducción incondicional de intensidad de emisiones GEI por unidad de PBI con respecto a 1990: 24% CO<sub>2</sub>, 57% metano, 48% óxido nitroso.

<sup>43</sup> 34% eólica y 5% solar. Informe anual 2017, ADME.

<sup>44</sup> [El sector hidroeléctrico en Latinoamérica: Desarrollo, potencial y perspectivas](#).

<sup>45</sup> Comprende obras de presa, la central hidroeléctrica y la esclusa de navegación.

<sup>46</sup> Comprende la provisión e instalación del sistema eléctrico y los transformadores de la central, así como la construcción de las líneas y subestaciones del sistema de transmisión.

<sup>47</sup> Recientemente el BID inició la ejecución de operaciones regionales como la Construcción del Túnel Internacional de Agua Negra (Argentina/Chile) (4338/OC-RG; 4339/OC-RG).

<sup>48</sup> [Project Completion Report de Furnas](#) y [Análisis Económico Ex Post de Furnas](#).



Venezuela, Peligre en Haití<sup>49</sup>, Rio Macho en Costa Rica<sup>50</sup>, Carlos Fonseca y Centroamérica en Nicaragua<sup>51</sup> y con la Rehabilitación y Modernización de la Central Hidroeléctrica Acaray (PR-L1156). A través de estos programas y de estudios relacionados<sup>52</sup>, el Banco ha identificado lecciones aprendidas aplicables a este tipo de proyectos, entre ellas están: (i) realizar un diagnóstico previo a manos de expertos para determinar las necesidades específicas de rehabilitación y reducir los riesgos e incertidumbres durante la ejecución; (ii) considerar en la planeación y evaluación los tiempos de parada necesarios para llevar a cabo los trabajos de rehabilitación y el costo de aprovisionamiento de la energía con fuentes más costosas; y (iii) la creación de un equipo de gestión específico para la ejecución del proyecto, independiente de la estructura de la operación y mantenimiento de la planta<sup>53</sup>. Un estudio realizado por el BID presentó evidencia de la efectividad y conveniencia de este tipo de intervenciones como una de las alternativas más costo-eficientes frente a otras, como la construcción de nuevas centrales, para proveer ER sin causar impactos ambientales ni sociales<sup>54</sup>. Concluye que la rehabilitación es una oportunidad para incorporar tecnologías digitales de control y operación más modernas y eficientes, aprovechando mejor los recursos hídricos y aumentando la capacidad de generación.

- 1.23 **Estrategias del Banco con los países.** El proyecto se alinea con la Estrategia de País (EBP) con Argentina (2016-2019) (GN-2870-1) con el objetivo estratégico: mejora de infraestructura para inversión e inclusión, mediante la modernización de la infraestructura de generación y transmisión del CHSG que contribuirá a mantener la calidad del suministro eléctrico tanto a usuarios residenciales como no residenciales del país. El proyecto se alinea con la EBP con Uruguay (2016-2020) (GN-2836), con el objetivo estratégico de desarrollar la capacidad instalada de generación eléctrica, al conservar la fuente de energía renovable más importante del país y al permitir la penetración de las ERNC. El proyecto está incluido en la Actualización del Anexo III del Informe del Programa Operativo 2018 (GN-2915-2).
- 1.24 **Alineación estratégica.** El proyecto es consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional 2010-2020 (AB-3008), en particular con: (i) productividad e innovación, al promover la modernización de la infraestructura de generación de energía y propiciar el uso de tecnologías digitales para mejorar el rendimiento del complejo y modernizarlo; y (ii) integración económica, al promover la conservación de infraestructura regional. También se alinea con las áreas transversales de: (i) género y diversidad, al buscar promover mayor participación de la mujer en el sector eléctrico; (ii) CC y sostenibilidad ambiental, al conservar una fuente de ER y contribuir a la reducción de emisiones de GEI; y (iii) capacidad institucional, al fortalecer las capacidades de gestión del ejecutor. El proyecto está alineado con: la Estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento

<sup>49</sup> Operaciones: 1296/OP-HA,1681/OP-HA.

<sup>50</sup> Operaciones:1908/OC-CR, 1908/OC-CR-1, 1908/OC-CR-2, 1908/OC-CR-3, 1908/OC-CR-4; 2747/OC-CR, 2747/OC-CR-1, 2747/OC-CR-2.

<sup>51</sup> Operaciones: 1933/BL-NI-1,1933/BL-NI-3,1933/BL-NI-4,1933/BL-NI-5.

<sup>52</sup> [Implementation Completion Report Review Hydropower Rehabilitation and System Control.](#)

<sup>53</sup> “Renovation, Modernization & Upgrading of Hydro Power Plants- Guidelines for Residual Life Assessment & Life Extension, Er. Amrik Singh y Er. Ashok Thapar”; IEA Technical Guidelines for Upgrades of Existing Hydropower Plants. and IEEE -1991; IEEE Guide for the Rehabilitation of Hydroelectric Power Plants,” Energy Development and Power Generation Committee of the IEEE Power Engineering Society.

<sup>54</sup> [Guía de Acción- Rehabilitación de Fuentes Renovables de Energía \(Hidroeléctricas\).](#)

Inclusivo (GN-2710-5), al apoyar la modernización de infraestructura para satisfacer la demanda de energía en forma sostenible; la Estrategia Sectorial de Apoyo a la Infraestructura Competitiva Regional y Global (GN-2565-4), al contribuir con la focalización multinacional y da continuidad a la cooperación regional; y la Estrategia Integrada del BID de Mitigación y Adaptación al CC y de Energía Sostenible y Renovable (GN-2609-1). De acuerdo a la [metodología conjunta de estimación de CC de los bancos multilaterales](#), el 100% de los recursos de la operación se invierten en actividades de mitigación al CC. Esto contribuye a la meta del grupo BID de aumentar el financiamiento climático a un 30% de todas las aprobaciones de operaciones a fin de 2020. El programa contribuirá al Marco de Resultados Corporativos 2016-2019 (GN-2727-6) mediante el indicador sobre la sostenibilidad de la capacidad de generación con fuentes renovables. La operación es consistente con el Marco Sectorial de Energía (GN-2830-5), con el área prioritaria de seguridad energética y sostenibilidad y EE; con el Marco Sectorial de Integración y Comercio (GN-2715-6), el Marco Sectorial de CC (GN-2835-5) al promover las ER y el Marco Sectorial de Género y Diversidad (OP-1291-9) al promover actividades de género en el sector.

- 1.25 **Cumplimiento de la Política de Servicios Públicos (PUP) (GN-2716-6).** De acuerdo a los [análisis realizados para Argentina y Uruguay](#) cumple con las condiciones de sostenibilidad financiera y económica, ya que la generación de energía hidroeléctrica del CHSG reduce los costos de operación de los dos sistemas eléctricos al evitar el uso de tecnologías más costosas (§1.7). La CTM tiene asignado y recibe un presupuesto por parte de los dos países suficiente para cubrir los costos de operación y mantenimiento, y para cumplir con los planes de inversión plurianual<sup>55</sup>. También cumple con la sostenibilidad ambiental al no presentar impactos significativos sobre el ambiente y por el contrario, al contribuir con la reducción de los GEI, mediante la conservación de una fuente importante de ER y permitiendo la penetración de las ERNC variables en los sistemas eléctricos; y a la sostenibilidad social al contribuir a la provisión del servicio público de energía eficiente, confiable y asequible para los usuarios de los dos países. Así mismo, ambos países tienen una institucionalidad adecuada, una clara definición de roles y la participación del sector privado (§1.8; §1.10) que promueven la transparencia en la prestación del servicio eléctrico.

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

- 1.26 **Objetivos.** El objetivo general es contribuir a garantizar la disponibilidad del CHSG, aportando confiabilidad y eficiencia a la interconexión entre Argentina y Uruguay. El objetivo específico es contribuir a extender la vida útil del CHSG, mediante la modernización de su infraestructura y equipamiento. El proyecto tendrá dos componentes:
- 1.27 **Componente I. Inversiones para la modernización del CHSG (Argentina: US\$38 millones; Uruguay: US\$38 millones).** Financiará, entre otros: (i) modernización de los reguladores de velocidad de las turbinas; (ii) renovación

---

<sup>55</sup> En el caso de Argentina el presupuesto se basa en la Resolución de la Secretaría de Energía 1392/10, vigente desde el 1 de marzo de 2010. En el caso de Uruguay la partida para el presupuesto anual se fija en la Ley de Presupuesto Nacional - período quinquenal, con ajustes anuales.

de los sistemas hidromecánicos del vertedero y de las casas de máquinas: compuertas, rejas de toma y refuerzo estructural de las compuertas del vertedero; (iii) renovación de los sistemas de izaje del complejo; (iv) modernización de los sistemas auxiliares mecánicos; (v) modernización de sistemas auxiliares eléctricos; (vi) modernización de los sistemas de control; (vii) reemplazo de los transformadores principales; (viii) reemplazo de los sistemas de comunicación, control, protecciones y de compensación de reactiva del cuadrilátero de transmisión de 500 kV; (ix) modernización de infraestructura civil de la central, incluyendo los sistemas de auscultación y vigilancia de la presa; (x) modernización de los sistemas para la gestión ambiental y social; (xi) estudios para el desarrollo de ingeniería conceptual y especificaciones técnicas de equipos, incluyendo turbinas y generadores; y (xii) implementación de un plan de gestión de activos.

- 1.28 **Componente II. Fortalecimiento institucional, supervisión y gestión del programa (Argentina: US\$2 millones; Uruguay: US\$2 millones).** Estará destinado a financiar, entre otros: (i) planes de acción para el fortalecimiento institucional de la CTM en materia de capacidades gerenciales, comunicación y género<sup>56</sup>, digitalización y gestión del riesgo; (ii) servicios de consultoría para la supervisión técnica de los trabajos y de apoyo técnico especializado para la ejecución del programa; (iii) auditorías financieras del proyecto; y (iv) evaluación del programa.

**Tabla 1: Costos del Proyecto (en Miles de US\$)**

<b>Categoría de Inversión</b>	<b>Argentina BID</b>	<b>Uruguay BID</b>	<b>Total</b>
<b>Componente I. Inversiones para la modernización del CHSG</b>	<b>38.000</b>	<b>38.000</b>	<b>76.000</b>
Inversiones para la modernización del CHSG	38.000	38.000	76.000
<b>Componente II. Fortalecimiento institucional, supervisión y gestión del programa</b>	<b>2.000</b>	<b>2.000</b>	<b>4.000</b>
Fortalecimiento institucional	100	100	200
Supervisión, auditorías y evaluación	1.900	1.900	3.800
<b>Total</b>	<b>40.000</b>	<b>40.000</b>	<b>80.000</b>

### **C. Indicadores Claves de Resultados**

- 1.29 **Resultados esperados.** Como resultado de las inversiones se espera: (i) mantener la disponibilidad y confiabilidad de generación y transmisión de energía del CHSG; (ii) extender la vida útil del CHSG; y (iii) fortalecer la integración y la infraestructura regional. El programa tendrá impacto sobre la participación de la ER en las matrices de los dos países al mantener los niveles promedio de generación del CHSG y al respaldar la penetración de las ERNC intermitentes en los dos sistemas eléctricos, y por tanto evitando la emisión de GEI.
- 1.30 **Beneficiarios del programa.** El proyecto permitirá mantener la operación del CHSG con índices adecuados de disponibilidad y confiabilidad, beneficiando a los 17,26 millones<sup>57</sup> de usuarios de los sistemas eléctricos de Argentina y Uruguay

<sup>56</sup> El BID apoyará a CTM con un diagnóstico y plan de acción de género a través del programa para promover la inclusión de género en el sector de energía (ATN/OC-16266-RG; ATN/OC-16267-RG).

<sup>57</sup> 15,8 millones de usuarios conectados al SADI (Argentina) y 1,46 millones al SIN (Uruguay).



con ER, un servicio de calidad y costo-eficiente. La CTM se beneficiará con el fortalecimiento de la infraestructura que tiene a cargo y el de su personal, mediante el desarrollo de nuevas capacidades para la gestión de infraestructura y proyectos de inversión.

- 1.31 **Viabilidad Técnica y Sostenibilidad.** Para determinar la viabilidad técnica de las inversiones se realizó el diagnóstico integral del CHSG (¶1.10). Las inversiones son sostenibles en el mediano y largo plazo, los equipos e instalaciones modernizados serán incorporados al Sistema de Gestión de Activos (EAM, por sus siglas en inglés), el cual contiene la programación de los mantenimientos predictivo, preventivo y correctivo, y el registro de las intervenciones que realiza el equipo técnico del CHSG. Lo anterior hace parte del proceso de Gestión de Infraestructura definido en su Sistema de Gestión de Calidad, donde participan las Gerencias de Generación, Transmisión, Operación, e Ingeniería y Planeamiento.
- 1.32 **Viabilidad económica y financiera.** Se realizó un [Análisis Económico Financiero](#), considerando los resultados de las inversiones del plan de corto plazo financiadas por el programa, frente a un escenario base en el cual no se realizan tales inversiones y en el cual se reduce la disponibilidad y confiabilidad del CHSG y, por tanto, la generación de energía. Se consideraron los beneficios obtenidos por: (i) la mayor energía generada y entregada a los sistemas de Argentina y Uruguay, o exportada a Brasil, frente al caso base, en particular por la modernización de los reguladores de velocidad, la limpieza de las rejillas de la bocatoma, el reemplazo de transformadores elevadores y la modernización de equipos del sistema de transmisión de 500 kV; (ii) la reducción de costos por mayor control de inundaciones; y (iii) la reducción de costos asociados a las emisiones de *Carbon Dioxide* (CO<sub>2</sub>) de la generación térmica evitada. Considerando lo anterior, el resultado del análisis mostró una Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) del 26% y un Valor Presente Neto Económico (VPNE) de US\$45,5 millones, descontando al 12%. Adicionalmente, considerando que el programa financia el plan de corto plazo, pero incluye inversiones que se relacionan con los planes de mediano y largo plazo para la modernización total del CHSG, se realizó el análisis beneficio-costos del plan total de inversiones dando como resultado una TIRE del 16,5% y un VPNE de US\$156,1 millones, descontando al 12%. Estas cifras se mantienen positivas luego del análisis de sensibilidad, lo que demuestra la robustez de los resultados obtenidos.

## II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

### A. Instrumentos de Financiamiento

- 2.1 La modernización del CHSG será financiada mediante dos préstamos de inversión específica, uno para la RA y otro para la ROU, cada uno por US\$40 millones, por un total de US\$80 millones, sin contrapartida local. El plazo de desembolso será de cinco años a partir de la firma y entrada en vigor de cada contrato de préstamo con el siguiente cronograma tentativo de desembolsos:

**Tabla 2. Cronograma de Desembolsos (en miles de US\$)**

<b>Fuente</b>	<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>	<b>Año 4</b>	<b>Año 5</b>	<b>Total</b>
BID - Argentina	3.768	8.404	10.281	9.452	8.095	40.000
BID - Uruguay	3.768	8.404	10.281	9.452	8.095	40.000
<b>Total</b>	<b>7.536</b>	<b>16.808</b>	<b>20.562</b>	<b>18.904</b>	<b>16.190</b>	<b>80.000</b>
	<b>9%</b>	<b>21%</b>	<b>26%</b>	<b>24%</b>	<b>20%</b>	<b>100%</b>

## **B. Riesgos Ambientales y Sociales.**

- 2.2 De acuerdo con la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias (OP-703), se clasifica la operación como Categoría “B”. Los impactos ambientales y sociales de las intervenciones del programa se esperan sean limitados y puedan ser fácilmente mitigados, dado que corresponden al reemplazo de equipos y a la reparación de infraestructura existente dentro de los predios actuales de la CTM, y no contemplan obras ni caminos de acceso nuevos. No hay comunidades indígenas en el área de influencia, la operación no requerirá reasentamientos, ni se alterará el nivel operativo máximo de la cota del embalse actual.
- 2.3 Los riesgos están relacionados con: (i) generación de ruido y polvo; (ii) contaminación del suelo y de recursos hídricos por posibles derrames de residuos líquidos; (iii) accidentes de higiene y seguridad ocupacional; (iv) generación de residuos sólidos, posiblemente asbestos durante el desmontaje de transformadores; y (v) la vulnerabilidad de trabajadores y poblaciones locales aguas abajo debido a inundaciones provocados por posibles fallas de seguridad estructural en la infraestructura existente. Este último riesgo es moderado debido a que dada la edad de la infraestructura existente, esta representa un pasivo ambiental, aunque las actividades de la operación en sí no aumentan el nivel de vulnerabilidad al riesgo de desastre natural. Las intervenciones, por el contrario, mejorarán la seguridad del CHSG.
- 2.4 Para mitigar estos impactos y riesgos, como parte de la preparación del Programa se llevó a cabo un Análisis Ambiental y Social que establece programas de mitigación ambiental y social, incluyendo la gestión de residuos y la higiene y seguridad ocupacional. También fueron desarrollados estudios de Seguridad de Presa siguiendo las mejores prácticas internacionales<sup>58</sup>. Para ello se elaboró un [análisis de la seguridad de la presa](#), un plan de supervisión de los trabajos relacionados con la presa, un plan para la actualización de los planes de operación y mantenimiento, un plan para el mejoramiento de la instrumentación de la presa y una revisión del Plan de Acción Durante Emergencias. Los informes fueron publicados, y se realizaron dos consultas públicas, una en cada país, en cumplimiento con las políticas del Banco<sup>59</sup>.

<sup>58</sup> Se tomó como referencia la Política de Seguridad de Presas del Banco Mundial.

<sup>59</sup> En la ROU la consulta pública se realizó el 3 de setiembre de 2018 y participaron 88 personas. En la RA la consulta se realizó el 4 de setiembre de 2018 y asistieron 65 personas. En ambas ocasiones participaron particulares con actividades situadas en las áreas de influencia directa e indirecta del programa, entidades vecinales y del sector productivo, así como representantes de instituciones públicas y entidades cívicas a nivel local. Los participantes en las consultas se mostraron favorables al proyecto y a las medidas de mitigación propuestas.

## C. Riesgos Fiduciarios

- 2.5 El principal riesgo identificado como Medio-Alto fue la falta de conocimiento y experiencia de la CTM con las políticas y procesos de adquisiciones y de gestión financiera del Banco<sup>60</sup>, lo cual podría generar retrasos en los procesos de licitación. Para mitigar este riesgo el Banco realizará capacitaciones sobre las políticas y procedimientos a CTM, se realizarán capacitaciones en el sistema de registro de operaciones requerido por el MH<sup>61</sup>, se realizará una actualización del manual de procedimientos, se brindará un acompañamiento cercano por parte del Banco durante la elaboración de los primeros pliegos de cada tipo de adquisición y se especificará el flujo de ejecución *ad-hoc* de las necesidades y ritmo de ejecución del proyecto en el [Reglamento Operativo del Programa \(ROP\)](#).

## D. Otros Riesgos

- 2.6 **Riesgo de desarrollo (medio-alto).** Posibles retrasos en la entrega de los productos, afectando los resultados de disponibilidad y confiabilidad del CHSG esperados, por no contar con suficiente personal técnico para la elaboración de los documentos de los procesos de adquisición, el seguimiento de los contratos, y el control de calidad adecuado de los productos. Como medida de mitigación la CTM conformará un Equipo de Proyecto (EP) en su estructura, y se contratará una firma consultora para la supervisión técnica y apoyo a la gestión del programa.
- 2.7 **Riesgo de gestión pública y gobernabilidad (medio-alto).** Posible atraso en la ejecución física y financiera debido a la dificultad en la coordinación en la CTM y con las autoridades de ambos países para la toma de decisiones dada la naturaleza binacional del proyecto. Este riesgo se mitigará mediante el acuerdo y definición de procedimientos claros para la ejecución en el ROP y de la relación con los países en los dos convenios correspondientes donde se designarán todas las atribuciones y obligaciones de ejecución a la CTM como Organismo Ejecutor (OE) del programa.
- 2.8 **Riesgo de sostenibilidad fiscal (medio-alto).** Por parte de Argentina, hay riesgos macroeconómicos asociados a las altas necesidades de financiamiento público y externo, la existencia de excedentes de liquidez por alto stock de deuda de corto plazo del Banco Central y el alto déficit de cuenta corriente. Estos factores hacen al país vulnerable a un eventual mayor endurecimiento de las condiciones financieras y comerciales globales. El gobierno ha tomado medidas significativas para mitigar estos riesgos, empezando por un arreglo *Stand-By* con el Fondo Monetario Internacional (FMI) que cubre las necesidades de financiamiento público y externas en el corto plazo. Como parte de este arreglo se acordó acelerar la consolidación fiscal de modo significativo y cesar el financiamiento monetario al Tesoro, lo que contribuirá al objetivo de desinflación y de reducir la vulnerabilidad financiera. La combinación de políticas fiscal y monetaria duras tendrían impacto contractivo sobre el nivel de actividad en el corto plazo. En Uruguay, también se observan riesgos macroeconómicos que surgen de la nueva coyuntura regional, que atentan contra el crecimiento del próximo año, la inflación y las cuentas públicas. Sin embargo, no se esperarían problemas de liquidez (como

<sup>60</sup> Se realizó un Taller de Gestión de Riesgos para identificar los posibles riesgos y sus medidas de mitigación.

<sup>61</sup> Sistema de Gestión de Unidades Ejecutoras de Préstamos Externos (UEPEX).

consecuencia de los recursos ahorrados que posee el gobierno y el acceso a líneas contingentes de crédito). Estas condiciones, los ajustes y restricciones fiscales en los países pudieran afectar la disponibilidad de recursos para la inversión y los niveles de desembolso anuales requeridos para la ejecución satisfactoria del programa. Al nivel del programa este riesgo se mitigará mediante la gestión oportuna del crédito presupuestario en cada país necesario para la ejecución prevista para cada ejercicio.

### III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN

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

- 3.1 **Mecanismos de ejecución y esquema de implementación.** Los prestatarios de la operación serán la RA y la ROU y el OE será la CTM, (para el préstamo de la RA será la Secretaría de Gobierno de Energía a través de la CTM). La responsabilidad de la ejecución, administración, monitoreo y evaluación del programa será de la CTM. Para garantizar el adecuado cumplimiento del programa en materia técnica, administrativa, de adquisiciones, financiera y socioambiental, la CTM creará formalmente un EP. El personal clave del EP tendrá como mínimo los siguientes perfiles: Gestión de Proyecto, Seguimiento y Evaluación, Técnico, Adquisiciones, Financiero, Ambiental y Social y Legal. Los detalles de la estructura del EP se incluirán en el ROP.
- 3.2 El EP se encargará de la gestión administrativa y operacional del programa incluyendo entre otras actividades: (i) coordinar las contrataciones de obras, bienes y servicios; (ii) solicitar los desembolsos de cada préstamo; (iii) elaborar los planes operativos anuales, el [Plan de Adquisiciones \(PA\)](#), entre otros; (iv) presentar los informes de gestión del programa; (v) acompañar la supervisión y fiscalización de las obras y contratos de servicios; y (vi) actuar como interlocutor con el Banco. El EP se apoyará en los departamentos contables, de adquisiciones, y técnicos ya existentes de la CTM, la cual será encargada de llevar a cabo todos los procesos de adquisiciones y contrataciones durante el periodo de desembolso del programa. Los miembros del EP serán capacitados por el Banco con respecto a las políticas de adquisiciones, procedimientos y documentos vigentes.
- 3.3 **Serán condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso del financiamiento de cada préstamo: (i) la conformación del EP en el ámbito de la estructura de la CTM y la asignación del personal clave; (ii) la aprobación y entrada en vigencia del [ROP](#), en los términos acordados con el Banco; y (iii) la firma y entrada en vigencia de los convenios entre la CTM y cada país para la transferencia de los recursos de cada préstamo a la CTM (convenios de ejecución con la Secretaría de Gobierno de Energía de la RA y convenio subsidiario con el Ministerio de Economía y Finanzas - MEF de la ROU) en los términos acordados con el Banco.** La primera condición se considera esencial para asegurar al Banco que la CTM contará con un equipo adecuado para iniciar la ejecución del programa. La segunda condición es necesaria para garantizar la adecuada ejecución del programa, teniendo en cuenta que la experiencia del Banco en la región indica que la aprobación del ROP previamente al primer desembolso contribuye a la organización interna del OE para la implementación de la operación. La tercera condición se justifica en virtud

de la importancia de formalizar el arreglo jurídico e institucional para la transferencia de los recursos de cada préstamo a la CTM. Para ello se requiere la formalización de las atribuciones y obligaciones de ejecución de la CTM en el marco del programa.

- 3.4 **Operación y mantenimiento.** La CTM deberá: (i) velar por que las obras y los equipos del programa reciban un mantenimiento adecuado conforme a las normas técnicas de aceptación general; (ii) presentar al Banco un informe anual de mantenimiento sobre el estado de las obras y los equipos en el transcurso del primer trimestre de cada año calendario, y hasta el quinto año luego de finalizada la primera obra del programa.
- 3.5 **ROP.** La ejecución del programa se regirá por las disposiciones establecidas en el contrato de préstamo y en el [ROP](#), el cual incluirá, entre otros: (i) los mecanismos de articulación y coordinación entre la CTM y los actores involucrados en la ejecución del Programa incluyendo los mecanismos vigentes de resolución de conflictos de la CTM; (ii) procedimientos para la contratación de las obras, bienes, y servicios de consultoría; (iii) lineamientos para el uso de los recursos y la gestión financiera del programa; (iv) procedimientos para los desembolsos; (v) una descripción detallada de las actividades del programa; (vi) la estructura del EP, identificación de las funciones del personal clave, los vínculos y mecanismos de coordinación con otros sectores de la CTM; y (vii) un capítulo referido al Marco de Gestión Ambiental y Social.
- 3.6 **Plan y Políticas de Adquisiciones.** Las adquisiciones de bienes, obras y servicios de consultoría se realizarán de acuerdo con las Políticas para la Adquisición de Bienes y Obras (GN-2349-9) y las Políticas para la Selección de Consultores financiados por el BID (GN-2350-9). Todas las adquisiciones a realizarse deberán estar incluidas en el [PA](#) del programa aprobado por el Banco mediante el Sistema de Ejecución de Planes de Adquisiciones, y los métodos y rangos en el establecidos, como está descrito en el Anexo III. Para la resolución de eventuales conflictos entre la CTM y contratistas en el marco de las adquisiciones y contrataciones del Programa se aplicará la jurisdicción exclusiva del Tribunal Arbitral Internacional de Salto Grande (§1.6). Los contratos que serán firmados por la CTM con contratistas y proveedores tendrán el enunciado estándar que utiliza la CTM para resolución de conflictos, en el que se establece que necesariamente se debe utilizar la jurisdicción exclusiva del Tribunal Arbitral Internacional de Salto Grande.
- 3.7 **Financiamiento retroactivo.** De acuerdo a la Política del Banco sobre Financiamiento Retroactivo y Adquisiciones Anticipadas (GN-2259-1/OP-507), el Banco podrá financiar retroactivamente con cargo a los recursos de cada préstamo, gastos elegibles efectuados por el prestatario antes de la fecha de aprobación de cada préstamo derivados de bienes, obras y consultorías hasta por la suma de US\$16.000.000 (equivalente a la suma 20% del monto propuesto de cada préstamo), siempre que se hayan cumplido requisitos sustancialmente análogos a los establecidos en el contrato de préstamo. Dichos gastos deberán haberse efectuado a partir del 23 de julio de 2018<sup>62</sup>, pero en ningún caso se

---

<sup>62</sup> Fecha de aprobación por parte del BID del Perfil de Proyecto.

incluirán gastos efectuados más de 18 meses antes de la fecha de aprobación de cada préstamo por el Directorio Ejecutivo del Banco.

- 3.8 **Auditoría.** Durante el plazo de desembolsos del programa, la CTM presentará al Banco los estados financieros auditados anuales del programa dentro de los 120 días posteriores al cierre del respectivo ejercicio fiscal. La auditoría será efectuada por una firma de auditores independientes aceptable al Banco, la cual será seleccionada de acuerdo con las políticas y procedimientos del Banco. La determinación del alcance y otros aspectos relacionados se regirá por la Política de Gestión Financiera para Proyectos Financiados por el Banco (OP-273-6) y la Guía de Estados Financieros y Auditoría Externa. Los costos de auditoría serán financiados con recursos de cada préstamo y la contratación de la auditoría del programa estará a cargo de la CTM.

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

- 3.9 **Monitoreo.** El esquema de monitoreo incluye misiones de administración, vistas de inspección, informes de progreso semestrales y auditorías anuales externas. La CTM, a través del EP, realizará el seguimiento general del programa, basado en las metas establecidas en la Matriz de Resultados y utilizando el [Plan Operativo Anual \(POA\)](#), el cual se actualizará anualmente. El [Plan de Ejecución del Programa \(PEP\)](#) detallará el progreso de las actividades realizadas y además incluirá el calendario de ejecución para los años pendientes del plazo de desembolso del préstamo. La CTM será responsable de preparar los informes semestrales, y presentarlos en marzo y septiembre de cada año. El Banco organizará reuniones con la CTM para analizar el progreso del programa y supervisará la ejecución a través del especialista sectorial.
- 3.10 **Evaluación.** La evaluación del programa incluye una evaluación intermedia y final, financiadas con recursos de cada préstamo. La evaluación intermedia será realizada a los 36 meses contados a partir de la vigencia del contrato o cuando se haya desembolsado el 50% de los recursos del préstamo, lo que ocurra primero; y la evaluación final y la evaluación económica ex post serán realizadas dentro de los 90 días después del último desembolso (ver [Plan de Monitoreo y Evaluación](#)).



Matriz de Efectividad en el Desarrollo		
Resumen		RG-L1124
<b>I. Prioridades corporativas y del país</b>		
<b>1. Objetivos de desarrollo del BID</b>	Sí	
Retos Regionales y Temas Transversales	-Productividad e Innovación -Integración Económica -Equidad de Género y Diversidad -Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental -Capacidad Institucional y Estado de Derecho	
Indicadores de desarrollo de países	-Acuerdos de integración regional, subregional y extra regional e iniciativas de cooperación apoyadas (#) -Líneas de transmisión y distribución de electricidad instaladas o mejoradas (km)*	
<b>2. Objetivos de desarrollo del país</b>	Sí	
Matriz de resultados de la estrategia de país	GN-2870-1; GN-2836	AR: Desarrollo de capacidades y marcos regulatorios que permitan: (a) ampliar la capacidad de generación eléctrica, especialmente con ER; (b) fortalecer el sistema de transmisión eléctrica, especialmente para facilitar el desarrollo de los proyectos de ER y optimizar el SADI; (c) mejorar la EE en línea con los objetivos de desarrollo sostenible; y (d) proyectos de integración energética. UR: Apoyar acciones que contribuyan a la diversificación de las fuentes energéticas con énfasis en proyectos de ER, medidas de EE y minimización del impacto ambiental, así como en el área transversal de CC que incluye la inversión en infraestructura resiliente al clima en transporte, energía y vivienda, fomento de ER y reducción de la vulnerabilidad de sectores afectados por el clima.
Matriz de resultados del programa de país	GN-2915-2	La intervención está incluida en el Programa de Operaciones de 2018.
Relevancia del proyecto a los retos de desarrollo del país (si no se encuadra dentro de la estrategia de país o el programa de país)		
<b>II. Development Outcomes - Evaluability</b>		<b>Evaluable</b>
<b>3. Evaluación basada en pruebas y solución</b>		<b>10.0</b>
3.1 Diagnóstico del Programa		3.0
3.2 Intervenciones o Soluciones Propuestas		4.0
3.3 Calidad de la Matriz de Resultados		3.0
<b>4. Análisis económico ex ante</b>		<b>10.0</b>
4.1 El programa tiene una TIR/VPN, o resultados clave identificados para ACE		3.0
4.2 Beneficios identificados y Cuantificados		3.0
4.3 Supuestos Razonables		1.0
4.4 Análisis de Sensibilidad		2.0
4.5 Consistencia con la matriz de resultados		1.0
<b>5. Evaluación y seguimiento</b>		<b>8.5</b>
5.1 Mecanismos de Monitoreo		2.5
5.2 Plan de Evaluación		6.0
<b>III. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación</b>		
<b>Calificación de riesgo global = magnitud de los riesgos*probabilidad</b>		<b>Medio</b>
Se han calificado todos los riesgos por magnitud y probabilidad		Sí
Se han identificado medidas adecuadas de mitigación para los riesgos principales		Sí
Las medidas de mitigación tienen indicadores para el seguimiento de su implementación		Sí
<b>Clasificación de los riesgos ambientales y sociales</b>		<b>B</b>
<b>IV. Función del BID - Adicionalidad</b>		
<b>El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales</b>		
Fiduciarios (criterios de VPC/FMP)	Sí	Administración financiera: Presupuesto, Contabilidad y emisión de informes. Adquisiciones y contrataciones: Sistema de información.
No-Fiduciarios		
La participación del BID promueve mejoras adicionales en los presuntos beneficiarios o la entidad del sector público en las siguientes dimensiones:		
Antes de la aprobación se brindó a la entidad del sector público asistencia técnica adicional (por encima de la preparación de proyecto) para aumentar las probabilidades de éxito del proyecto	Sí	RG-T2256 y RG-T2923.

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

El objetivo general del proyecto es contribuir a garantizar la disponibilidad del Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande (CHSG), aportando confiabilidad y eficiencia a la interconexión entre Argentina y Uruguay. El objetivo específico es contribuir a extender la vida útil del CHSG, mediante la modernización de su infraestructura y equipamiento.

La documentación es sólida—se provee un resumen del sector eléctrico argentino y uruguayo, de las principales características del CHSG, y el rol de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTM), la cual es un organismo binacional a cargo de la gestión y operación del CHSG. Se resalta la importancia del CHSG para los sistemas eléctricos interconectados de ambos países y para la integración regional. Basado en un diagnóstico integral del CHSG y un análisis de capacidad institucional de la CTM, se identificaron y cuantificaron las deficiencias de componentes clave del complejo y las debilidades y áreas de mejora de la CTM. El diagnóstico integral concluye que el reemplazo de equipos se puede realizar gradualmente en el mediano y largo plazo.

Esta operación apoya con la primera fase de modernización del CHSG. La solución propuesta está claramente vinculada con los problemas identificados. La matriz de resultados (MR) refleja los objetivos del proyecto y muestra una lógica vertical clara para cada uno de los dos componentes. Los indicadores de nivel inferior reflejan el diseño de los componentes. La MR incluye indicadores SMART a nivel de producto, resultados, e impacto, con sus respectivos valores de línea de base, metas, y medios para coleccionar la información.

Se realiza un análisis de Costo-Beneficio. Los costos y beneficios se identifican y cuantifican de forma apropiada. Los supuestos asumidos son razonables y soportados con datos administrativos históricos o literatura relevante. El análisis arroja una tasa interna de retorno económico (TIRE) de 26% y un valor presente neto económico (VANE) de US\$45.5 millones. Se realiza un análisis de sensibilidad bajo escenarios alternativos modificando 14 variables principales que pueden afectar los costos y beneficios. El escenario conservador encuentra una TIRE de 15% con un VANE de US\$11 millones.

El plan de monitoreo y evaluación propone una evaluación usando un análisis de costo-beneficio ex-post, el cual se complementa con una evaluación de Antes-y-Después.

Los riesgos identificados en la matriz de riesgo parecen razonables y se clasifican como de riesgo Bajo (6) y Medio-Alto (5). Los riesgos de clasificación Medio-Alto incluyen actividades de mitigación, responsable(s) e hitos disparadores.

**MATRIZ DE RESULTADOS**

<b>Objetivo del Proyecto:</b>	El objetivo general es contribuir a garantizar la disponibilidad del Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande (CHSG), aportando confiabilidad y eficiencia a la interconexión entre Argentina y Uruguay. El objetivo específico es contribuir a extender la vida útil del CHSG, mediante la modernización de su infraestructura y equipamiento.
-------------------------------	--

**IMPACTO ESPERADO**

Indicadores	Unidad de Medida	Línea de Base		Intermedio		Meta		Medios de Verificación	Comentarios
		Valor	Año	Valor	Año	Valor	Año		
IMPACTO 1: Incremento de la Participación de la Energía Renovable (ER) en las Matrices de Generación de Argentina y Uruguay									
Generación de ER Argentina	%	31	2017	41	2021	45	2023	Informe CAMMESA	El proyecto contribuirá a alcanzar las metas de participación de las ER
Generación de ER Uruguay	%	98	2017	98	2021	98	2023	Informe ADME	El proyecto contribuirá a mantener la participación de ER, considerando generación térmica de respaldo requerida, en línea con las previsiones oficiales.
IMPACTO 2: Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en los Dos Países									
Emisiones CO <sup>2</sup> equivalente evitadas <sup>1</sup>	TonCO <sup>2</sup> eq	0	2018	76.219	2021	199.416	2023	Informe de operación CHSG	

<sup>1</sup> Asegurar la generación de energía firme renovable del CHSG reduce la necesidad de utilizar plantas térmicas para generación de electricidad.



**RESULTADOS ESPERADOS**

Indicadores	Unidad de Medida	Línea de Base		Intermedio		Meta		Medios de Verificación	Comentarios
		Valor	Año	Valor	Año	Valor	Año		
RESULTADO 1: Mantener la Disponibilidad y Confiabilidad de Generación y Transmisión de Energía del CHSG									
1.1 Disponibilidad operativa - generación <sup>2</sup>	%	93,4%	Promedio histórico	91,05	2021	91,05	2023	Informe de operación CHSG	Con el programa se espera mantener los niveles de disponibilidad y confiabilidad de CHSG, los cuales desmejorarían en caso de no llevarse a cabo la modernización.
1.2 Indisponibilidad forzada - generación	%	0,41	Promedio histórico	0,41	2021	0,41	2023		
1.3 Disponibilidad transmisión - transformadores del cuadrilátero de 500 kV	%	99,08	Promedio histórico	99,6	2021	99,6	2023		
1.4 Indisponibilidad forzada transmisión - transformadores del cuadrilátero de 500 kV	%	0,001	Promedio histórico	0,001	2021	0,001	2023		
RESULTADO 2: Extender la Vida Útil del CHSG									
2.1 Índice de Condición <i>HydroAmp</i>	#	7,2	2018	7,2	2021	9,4	2023	Informe anual CTM	Metodología <i>HydroAmp</i> . M&E.
RESULTADO 3: Fortalecimiento de la Integración Regional									
3.1 Iniciativas de Integración Regional Apoyadas – fortalecimiento de CTM como entidad binacional	#	0	2018	1	2021	1	2023	Evaluación Intermedia	

<sup>2</sup> La disponibilidad operativa de generación se reducirá temporalmente durante la ejecución por efecto de las intervenciones del programa, al requerir de paradas programadas adicionales de las unidades de generación. Se espera la recuperación a los niveles históricos se dé un año después de concluido el programa.

**PRODUCTOS**

Productos	Unidad de Medida	Línea de Base	Año Línea de Base	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Meta Final	Medios de Verificación	Comentarios
<b>Componente I. Inversiones para la Modernización del CHSG</b>											
Producto 1: Reguladores de velocidad modernizados	# unidades	0	2018	-	-	5	4	5	14	Informe Semestral	
Producto 2: Sistemas hidromecánicos del vertedero y de las casas de máquinas modernizados	# sistemas	0	2018	-	-	-	-	2	2		
Producto 3: Sistemas de izaje renovados	# sistemas	0	2018	-	-	-	1	1	2		
Producto 4: Sistemas auxiliares mecánicos modernizados	# sistemas	0	2018	-	-	1	2	-	3		
Producto 5: Sistemas auxiliares eléctricos modernizados	# sistemas	0	2018	-	-	-	1	-	1		
Producto 6: Sistemas de control modernizados	# sistemas	0	2018	-	-	-	2	-	2		
Producto 7: Bancos de transformadores principales reemplazados	# bancos	0	2018	-	-	-	1	-	1		
Producto 8: Sistemas de comunicación, control, protecciones y compensación del cuadrilátero de transmisión de 500 kV renovados.	# sistemas	0	2018	-	-	-	-	5	5		
Producto 9: Sistemas de infraestructura civil de la central mejoradas	# sistemas	0	2018	-	-	-	4	-	4		
Producto 10: Acciones de mejoras de la gestión ambiental y social implementadas	# acciones	0	2018	-	-	-	3	-	3		
Producto 11: Estudios para la rehabilitación del grupo turbina-generador completados	# estudios	0	2018		-	-	2	-	2		
Producto 12: Plan de gestión de activos implementados	# planes	0	2018	-	1	-	-	-	1		

Productos	Unidad de Medida	Línea de Base	Año Línea de Base	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Meta Final	Medios de Verificación	Comentarios
<b>Componente II. Fortalecimiento Institucional, Supervisión y Gestión del Programa</b>											
Producto 13: Planes de fortalecimiento institucional implementados (1. Gerencia; 2. Comunicación y Género; 3. Digitalización; 4. Riesgo)	# planes	0	2018	2	2	-	-	-	4	Informe Semestral	<i>Pro-Gender</i>

## ACUERDOS Y REQUISITOS FIDUCIARIOS

<b>País:</b>	República Oriental del Uruguay (ROU) y República Argentina (RA)
<b>Programa:</b>	Programa de Modernización del Complejo Hidroeléctrico Binacional Salto Grande
<b>Organismo Ejecutor (OE):</b>	<b>Préstamo Argentina:</b> Ministerio de Hacienda mediante la Secretaría de Gobierno de Energía a través de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTM). <b>Préstamo Uruguay:</b> CTM
<b>Preparado Por:</b>	Ana Niubó, Brenda Alvarez (FMP/CAR), Emilie Chapuis y Abel Cuba (FMP/CUR)

### I. RESUMEN EJECUTIVO

- 1.1 El Complejo Hidroeléctrico Salto Grande (CHSG) está operado por la Comisión Técnica Mixta (CTM), organismo binacional creado por los gobiernos de Argentina y Uruguay. CTM gestiona la operación del CHSG y está integrada por delegados de ambos países de quienes dependen los cuerpos técnicos y administrativos del organismo. Es un Organismo Internacional con capacidad jurídica y de gestión para en el cumplimiento de su cometido y está identificada como el ejecutor del presente Préstamo, para lo cual definirá dentro de su estructura organizacional institucional un Equipo de Proyecto (EP).
- 1.2 CTM definió un plan de inversiones por US\$960 millones para los siguientes 25 años, de los cuales el Banco contribuirá para los próximos cinco con un préstamo por US\$80 millones; no se prevé recursos de contraparte local ni financiamiento de otro multilateral. Para el efecto, el Banco evaluó la capacidad del organismo para planificar, ejecutar e implementar el control de los recursos mediante la aplicación del SECI y determinó que el OE cuenta con adecuada capacidad operativa, técnica y administrativa para ejecutar el Programa de manera satisfactoria.
- 1.3 CTM no tiene experiencia gestionando operaciones financiadas por el BID con garantía soberana<sup>1</sup>.

### II. CONTEXTO FIDUCIARIO DEL ORGANISMO EJECUTOR

- 2.1 El OE del proyecto será para la RA la Secretaria de Gobierno de Energía a través de CTM y para la ROU será CTM). CTM está integrada por Delegaciones de Argentina y Uruguay que conforman el Plenario de la Comisión, conviven el Organismo específicamente como dirección con sus áreas de apoyo directo, con las áreas que tienen a su cargo la tarea de producción y transmisión de energía eléctrica, así como la administración y ejecución de las decisiones políticas y administrativas del Plenario.

---

<sup>1</sup> CTM tuvo experiencia con el BID hace más de 30 años (240/OC-RG y 275/OC-RG) bajo políticas y procedimientos del Banco sustancialmente diferentes a los que rigen actualmente.

- 2.2 El presupuesto de funcionamiento de CTM está estructurado en gastos comunes y no comunes, cuyo financiamiento proviene de cada Gobierno, siendo los primeros financiados de forma simétrica (50% de Argentina y 50% de Uruguay). El financiamiento de los gastos no comunes responde a las necesidades que, de forma independiente, se acuerde con cada Gobierno. El presente Programa está definido dentro del presupuesto de gastos comunes.
- 2.3 La gestión presupuestal y financiera de CTM corresponde a la Gerencia Contable, y la gestión de contrataciones corresponde a la Gerencia de Recursos. Todos los procesos están soportados por un sistema de Planificación de Recursos Empresarios (ERP), cuyo seguimiento es ejercido a través de un sistema de expedientes electrónicos.
- 2.4 El sistema ERP, que es parametrizable en todos sus módulos, permite la adaptación que eventualmente se requiera para la gestión de los requerimientos del Banco, anotados como parte de este acuerdo, específicamente en materia de adquisiciones, presupuestación, contabilidad y solicitudes de desembolsos.
- 2.5 La Evaluación de Capacidad Institucional (ECI) practicada estableció que CTM cuenta con políticas, procedimientos, procesos fiduciarios definidos y formalizados, apoyados en sistemas informáticos. Asimismo, estableció que el personal de CTM relacionado con esas funciones cuenta con experiencia en el desarrollo de sus funciones.

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

- 3.1 La ECI de CTM identificó que posee una capacidad de desarrollo satisfactoria para la gestión fiduciaria de la operación. El riesgo fiduciario es bajo.
- 3.2 No obstante, en base al ejercicio de gestión de riesgos y dado que CTM no cuenta con experiencia en las políticas y procedimientos del Banco, ni en la ejecución de programas financiados por organismos internacionales, y que deberá gestionar el proyecto con los recursos de ambos préstamos, la capacidad en los aspectos fiduciarios (financieros y de adquisiciones) se califican como de riesgo medio.

**Tabla 1. Resumen de Riesgos**

Capacidad Institucional y Riesgo Fiduciario			
<b>Capacidad Institucional</b>		Satisfactoria	<b>Herramienta:</b> SECI
<b>Riesgo Fiduciario</b>		Bajo	<b>Herramienta:</b> SECI
<b>Riesgo Fiduciario</b>		Medio	<b>Herramienta:</b> GRP y opinión de CTM
Tipo de riesgo <sup>2</sup>	Riesgo	Calificación	Acciones de Mitigación
Fiduciarios	Si hay falta de conocimiento y experiencia de CTM con las políticas y procesos de adquisiciones del Banco y de gestión financiera, se podrían retrasar los procesos de licitación.	Medio-Alto	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacitaciones en políticas de adquisiciones del banco y gestión financiera</li> <li>• Capacitaciones en el sistema de registro de operaciones requerido por el MH3</li> <li>• Actualización del manual de procedimientos</li> <li>• Acompañamiento cercano durante la elaboración de los primeros pliegos de cada tipo de adquisición</li> <li>• Especificación del flujo de ejecución ad-hoc de las necesidades y ritmo de ejecución del proyecto en el ROP.</li> </ul>

#### IV. ASPECTOS A SER CONSIDERADOS EN ESTIPULACIONES ESPECIALES A LOS CONTRATOS

- 4.1 A fin de agilizar la negociación del contrato por parte del EP y principalmente de los aspectos legales se incluyen a continuación aquellos acuerdos y requisitos que deberán ser considerados según corresponda en las estipulaciones especiales o en el Anexo Único, y que pueden actualizarse o modificarse durante la ejecución del programa, si corresponde, y previa documentación y autorización por parte del Banco:
- 4.2 Condiciones de ejecución: (i) la tasa de cambio a ser aplicada para la rendición de cuentas será la estipulada en el Artículo 4.10 inciso (b) (ii) del Contrato de Préstamo; y (ii) dentro del plazo de 120 días siguientes al cierre de cada ejercicio económico de CTM durante el plazo para desembolsos del financiamiento, se presentarán al Banco los estados financieros auditados del Programa, debidamente dictaminados por una Firma de Auditoría Independiente aceptable al Banco y con términos de referencia acordados con el Banco. El último informe será presentado dentro de los 120 días siguientes a la fecha estipulada para el último desembolso del financiamiento.

#### V. GESTIÓN DE LAS ADQUISICIONES

- 5.1 **Ejecución de las adquisiciones.** Se aplicarán la Política para la Adquisición de Bienes y Obras financiadas por el Banco (GN-2349-9) y la Política para la Selección y Contratación de Consultores financiados por el Banco (GN-2350-9). De los subsistemas nacionales aprobados por el Banco será utilizado el sistema informativo. Se dará difusión internacional a todos los procedimientos de

<sup>2</sup> Gestión Pública y Gobernabilidad; Gestión Financiera (GF); Adquisiciones (AD).

<sup>3</sup> Sistema de Gestión de Unidades Ejecutoras de Préstamos Externos (UEPEX).

adquisiciones. Para fines del programa, la CTM podrá utilizar su sistema o subsistema de adquisiciones.

- 5.2 **Adquisiciones de Obras, Bienes y Servicios Diferentes de Consultoría:** Los contratos de Obras, Bienes y Servicios Diferentes de Consultoría generados bajo el proyecto y sujetos a Licitación Pública Internacional (LPI) se ejecutarán utilizando los Documentos Estándar de Licitaciones (DELs) emitidos por el Banco. Las licitaciones sujetas a Licitación Pública Nacional (LPN) se ejecutarán usando Documentos de Licitación Nacional acordados con el Banco. La revisión de las especificaciones técnicas de las adquisiciones durante la preparación de procesos de selección es responsabilidad del especialista sectorial del proyecto. No se prevé realizar contrataciones directas.
- 5.3 **Selección y Contratación de Consultores:** Los contratos de Servicios de Consultoría generados bajo el proyecto se ejecutarán utilizando la Solicitud Estándar de Propuestas (SEPs) emitida por el Banco. La revisión de términos de referencia para la contratación de servicios de consultoría es responsabilidad del especialista sectorial del proyecto. No se prevé realizar contrataciones directas.
- 5.4 **La selección de los consultores individuales:** Se hará teniendo en cuenta sus calificaciones para realizar el trabajo, sobre la base de comparación de calificaciones de por lo menos tres candidatos. La revisión de los términos de referencia para la contratación de servicios de consultoría es responsabilidad del especialista sectorial del proyecto.
- 5.5 **Adquisiciones Anticipadas (GN-2259-1/OP-507):** el Banco podrá financiar retroactivamente con cargo a los recursos de cada préstamo, gastos elegibles efectuados por el prestatario antes de la fecha de aprobación de cada préstamo derivados de bienes, obras y consultorías hasta por la suma de US\$16.000.000 (equivalente a la suma 20% del monto propuesto de cada préstamo), siempre que se hayan cumplido requisitos sustancialmente análogos a los establecidos en el contrato de préstamo. Dichos gastos deberán haberse efectuado a partir de la fecha de aprobación del perfil de proyecto del 23 de julio de 2018<sup>4</sup>, pero en ningún caso se incluirán gastos efectuados más de 18 meses antes de la fecha de aprobación del préstamo por el Directorio Ejecutivo del Banco.
- 5.6 **Financiamiento retroactivo.** De acuerdo a la Política del Banco sobre Financiamiento Retroactivo y Adquisiciones Anticipadas (GN-2259-1/OP-507), el Banco podrá financiar retroactivamente con cargo a los recursos de cada préstamo, gastos elegibles efectuados por el prestatario antes de la fecha de aprobación de cada préstamo derivados de bienes, obras y consultorías hasta por la suma de US\$16.000.000 (equivalente a la suma 20% del monto propuesto de cada préstamo), siempre que se hayan cumplido requisitos sustancialmente análogos a los establecidos en el contrato de préstamo. Dichos gastos deberán haberse efectuado a partir del 23 de julio de 2018, pero en ningún caso se incluirán gastos efectuados más de 18 meses antes de la fecha de aprobación de cada préstamo por el Directorio Ejecutivo del Banco.

---

<sup>4</sup> Fecha de aprobación por parte del BID del Perfil de Proyecto.

- 5.7 Montos Límites para Licitación Internacional y Lista Corta con Conformación Internacional (miles US\$):** Estos montos fueron definidos para garantizar un nivel de ejecución eficiente y satisfactorio de la operación, teniendo en cuenta el criterio binacional de la operación, complejidad técnica de adquisiciones del proyecto y capacidad de ejecución de CTM.

**Tabla 2. Montos Límites para Licitación Internacional y Lista Corta con Conformación Internacional**

Obras			Bienes			Consultoría	
Licitación Pública Internacional	Licitación Pública Nacional	Comparación de Precios	Licitación Pública Internacional	Licitación Pública Nacional	Comparación de Precios	Publicidad Internacional Consultoría	Lista Corta 100% Nacional
≥25.000.000	<25.000.000 ≥350.000	< 350.000	≥ 1.500.000	<1.500.000 ≥100.000	<100.000	>200.000	≤1.000.000

**Tabla 3. Adquisiciones Principales**

Actividad	Método de Selección	Fecha Estimada de convocatoria / invitación	Monto Estimado 000'US\$
<b>Bienes</b>			
Proyecto de modernización, provisión, montaje y puesta en marcha de reguladores de velocidad	LPI	Abril 2019	12.600.000,00
Sustitución de las grúas móviles y del equipamiento de traslación y manipuleo de productos del Complejo	LPI	Abril 2019	1.950.000,00
Suministro y puesta en marcha del nuevo sistema de automatización y control del CHSG de acuerdo con la Consultoría PROY0091	LPI	Noviembre 2020	6.300.000,00
Renovación del sistema de control, protección y medición de las cuatro estaciones del cuadrilátero y del sistema de potencia de la red de media tensión de las SSEE SGA y SGU	LPI	Noviembre 2020	8.800.000,00
Suministro en obra, montaje y puesta en marcha de inductores 100 MVAR para estaciones de maniobra	LPI	Abril 2019	4.500.000,00



Actividad	Método de Selección	Fecha Estimada de convocatoria/invitación	Monto Estimado 000'US\$
<b>Obras</b>			
Proyecto y construcción sistema contención de derrames de aceite en recintos de transformadores de central y transformadores y reactores de estaciones de maniobras.	LPN	Junio 2019	1.540.000,00
<b>Servicios de no consultoría</b>			
Servicio de renovación integral compuertas radiales del vertedero	LPI	Mayo 2021	7.710.000,00
Montaje de cable de guardia con fibra óptica (OPGW) en líneas de 500KV bajo modalidad trabajo con tensión (TCT)	LPI	Noviembre 2019	2.900.000,00
<b>Firmas</b>			
Consultoría para el proyecto de integración tecnológica del sistema automatización, control, protección, medición y comunicaciones del Complejo	SBCC	Marzo 2019	480.000,00
Consultoría de apoyo a la unidad ejecutora, coordinación general de las intervenciones, asistencia técnica especializada e inspección de las intervenciones en fábrica y en obra	SBCC	Abril 2019	3.500.000,00
Complementación de los estudios para definir la alternativa de rehabilitación del grupo turbina-generador a ser implementada y preparación de los TdR para adquirir la primera turbina	SBCC	Julio 2020	2.000.000,00

Nota: Se gestionará a través de SEPA con un solo plan de adquisiciones.

**5.8 Supervisión de Adquisiciones.** Las adquisiciones serán supervisadas de manera ex ante con excepción de las comparaciones de precios y consultoría individual, las que se realizarán de manera ex post. Las visitas de revisión ex post se realizarán, cada 12 meses. Los reportes de revisión ex post incluirán al menos una visita de inspección física, escogida de los procesos de adquisiciones sujetos a la revisión ex post. Al menos el 10% de los contratos revisados se inspeccionarán físicamente durante el programa.

**Tabla 4. Límites para Revisión Expost**

Comparación de precios	Consultoría Individual
<100.000	<50.000

- 5.9 **Disposiciones especiales. Mecanismos de Prevención de Prácticas Prohibidas:** los prestatarios y el organismo ejecutor deberán informar prontamente al banco sobre cualquier alegación o sospecha de prácticas prohibidas relacionadas con el proyecto, según lo establecido en las Políticas de Adquisiciones del Banco, Políticas para la Adquisición de Bienes y Obras (GN-2349-9) y Políticas para la selección de Consultores (GN-2350-9).
- 5.10 **Registros y Archivos.** Las documentaciones de los procesos de adquisiciones estarán en las oficinas de CTM como responsable de las adquisiciones del Programa. Para las revisiones ex-post se mantendrán los registros y archivos debidamente ordenados, clasificados y actualizados de toda la documentación que generan los procesos de adquisiciones y contrataciones.
- 5.11 **Resolución de Conflictos.** CTM es un sujeto de derecho internacional. En esa calidad se le otorga tratamiento especial, entre los cuales posee inmunidad de jurisdicción que se concreta y complementa con la existencia de un órgano jurisdiccional específico, el único competente para actuar en aquellos asuntos en que CTM fuera parte: el tribunal arbitral internacional de Salto Grande. Se aplicará la jurisdicción exclusiva del Tribunal Arbitral Internacional de salto grande para la resolución de eventuales conflictos entre la DTM y contratistas en el marco de las adquisiciones y contrataciones del programa que serán financiadas por los dos préstamos del BID. Los contratos que serán firmados por CTM con contratistas y proveedores tendrán el enunciado estándar que utiliza CTM para resolución de conflictos que pudieran surgir, en el que se establece que necesariamente se debe utilizar la jurisdicción exclusiva del Tribunal Arbitral Internacional de Salto Grande para la resolución de conflictos

## **VI. GESTIÓN FINANCIERA**

- 6.1 **Programación y presupuesto.** El presupuesto anual de CTM se asigna a través de la ley de presupuesto de cada país.
- 6.2 CTM desarrolla un proceso de planificación anual y plurianual a partir de los requerimientos de cada área técnica que la compone: Generación, Operación, Trasmisión, Ingeniería, Gestión de Recurso y Contabilidad y Finanzas. El proceso se instrumenta con base a un Manual de Presupuestos, que define los procedimientos y actividades durante el segundo semestre de cada año derivando en la aprobación del presupuesto.
- 6.3 La planificación anual es en base al Plan Estratégico General, que en los últimos años se concentró principalmente en el mantenimiento de las operaciones del complejo.

- 6.4 La planificación anual se refleja en el presupuesto de CTM que es aprobado por su Directorio, cuya asignación interna es autónoma dado su carácter de organismo internacional con independencia jurídica y funcional de ambos países.
- 6.5 Se halla en proceso de gestión la exención del IVA para las compras realizadas por CTM en Argentina. No obstante, en caso de no prosperar la misma CTM preverá la asignación presupuestal suficiente para cubrir los gastos relacionados con el impuesto.
- 6.6 Contabilidad y sistemas de información. El proceso económico financiero que comprende a los subprocesos presupuestal, financiero y contable que aplica CTM tiene como respaldo el manual de procedimientos correspondiente.
- 6.7 El sistema de información que soporta los procesos descriptos es el *K2B Future Proof*, que es un sistema de gestión ERP. Dicho sistema cubre la mayoría de las funciones informáticas asociadas a los siguientes procesos:
- i. Abastecimiento de bienes y servicios (solicitud, adquisición, recepción y almacenamiento de bienes).
  - ii. Económico y financiero (pagos, cobros, contabilidad, presupuestación, sueldos).
- 6.8 Los módulos en operación son: Solicitudes, Compras, Contratos, Almacenes, Cuentas por Pagar, Cuentas por Cobrar, Contabilidad, Presupuesto, Tesorería, Activo Fijo, Reportes e indicadores. Todas las transacciones y registraciones hechas en el ERP están integradas y siguen un diseño por procesos.
- 6.9 El responsable funcional del sistema ERP es la Gerencia General, la que asegura una correcta integración de sus funciones y resolución de conflictos de interés.
- 6.10 Las transacciones del Programa serán incorporadas en los estados financieros de CTM, en cuentas expresamente asignadas. Deberán determinarse las cuentas contables que serán asignadas para la ejecución y registro del Programa de manera que la información relacionada con el mismo sea clara y fácilmente identificable.
- 6.11 La contabilidad del programa estará a cargo de la Gerencia Contable de CTM. Adicionalmente, debido a requerimientos del MH de la RA, se utilizará para el registro de las operaciones el sistema UEPEX.
- 6.12 Los Estados Contables de CTM son preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera. Los estados financieros de propósito especial del Programa en base caja serán elaborados de conformidad con lo establecido en la Guía de gestión financiera OP-273-6 y el Instructivo de Informes Financieros y Auditoría Externa. Los informes financieros requeridos serán: (i) Estado de Efectivo Recibido y Desembolsos Efectuados, y (ii) Estado de Inversiones Acumuladas.
- 6.13 **Desembolsos y flujos de caja.** La modalidad de desembolsos será principalmente la de anticipos, basada en las necesidades reales de liquidez,

sustentadas en una adecuada proyección financiera y de desembolsos. Preferentemente estos anticipos serán semestralmente, una vez que se haya hecho la rendición de cuentas de por lo menos el 80% del monto anticipado. Se requerirá la presentación de los formularios de rendición y la planilla de planificación financiera. Eventualmente, CTM podrá utilizar la modalidad de pago directo a proveedores, siempre que se hallen domiciliados fuera de Argentina y Uruguay y por montos previamente acordados con el Banco. Para la tramitación de las solicitudes de desembolsos se utilizará el sistema *e-Disbursements*. El tipo de cambio para convertir los pagos efectuados en moneda local a la moneda del préstamo será el de la fecha efectiva de pago.

- 6.14 **Préstamo ROU:** Se abrirán las siguientes cuentas: (i) el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) abrirá una cuenta en el Banco Central del Uruguay (BCU) en dólares americanos a nombre del Programa donde recibirá los desembolsos del Banco, será para uso exclusivo de la Programa y tendrá carácter nominativo (no se pueden efectuar pagos); y (ii) CTM abrirá dos cuentas específicas del Programa en el Banco de la República Oriental del Uruguay (BROU), que se constituirán en cuentas pagadoras, la primera en dólares y la segunda en pesos uruguayos, a las cuales podrá solicitar transferencias de la cuenta del BCU indistintamente de acuerdo a sus necesidades de liquidez. Para la tramitación de los desembolsos, CTM remitirá las respectivas solicitudes al Banco a través del MEF, quien efectuará el registro respectivo y canalizará la solicitud con la mayor celeridad posible. La participación del MEF no tiene carácter de revisión previa ni control de la ejecución.
- 6.15 **Préstamo R.A.:** Se abrirán las siguientes cuentas: (i) MH abrirá una cuenta en dólares estadounidenses a nombre del Programa donde recibirá los fondos de la operación y será para uso exclusivo de la Programa; (ii) CTM abrirá dos cuentas para uso exclusivo del programa: 1. Cuenta en dólares donde CTM recibirá los fondos de la operación que fueron acreditados previamente en la cuenta del MH; y 2. Cuenta en pesos argentinos donde CTM podrá pesificar los fondos, en caso de ser necesario.
- 6.16 **Control interno.** CTM cuenta dentro de su estructura organizacional con una Unidad de Auditoría Interna denominada Auditoría General Financiera Administrativa que reporta a la Gerencia General. En sus funciones ejerce el control administrativo y contable de todos los aspectos relacionados con su desenvolvimiento económico, financiero y patrimonial”. La metodología de trabajo y la estructura de los informes responden a las Normas de Auditoría Interna del Instituto de Auditores Internos de Argentina. Se coordinará con la auditoría interna para que incorpore en su plan de trabajo la revisión del programa durante la vida del proyecto.
- 6.17 **Control externo e informes.** El control externo del Programa se encargará a una firma de auditores externos independientes aceptable al BID. La contratación quedará a cargo de CTM y la firma podrá ser la misma que audita los Estados Financieros de CTM, con miras a tener una visión integral de control sobre CTM y la administración de ésta sobre el Programa. El proceso de contratación seguirá los lineamientos de la Guía Operativa OP-273-6, que establece que los términos de referencia deberán ser acordados previamente con el Banco y tanto éstos como la solicitud de propuesta deberán contar con la no objeción previa del BID.

Para garantizar la efectividad de la labor de auditoría, la firma responsable deberá estar contratada a más tardar en el mes de septiembre del ejercicio fiscal en ejecución y sujeto a ser auditado.

6.18 Los informes por la auditoría financiera anual y la evaluación del control interno deberán presentarse por cada ejercicio durante la etapa de desembolsos, hasta el 30 de abril del año siguiente. Asimismo, el informe de auditoría financiera de cierre del Programa será presentado dentro de los 120 días posteriores a la fecha de último desembolso. Los costos de auditoría serán financiados con recursos del préstamo BID.

6.19 **Supervisión.** El siguiente cuadro presenta el plan de supervisión fiduciaria.

**Tabla 5. Plan de Supervisión Fiduciaria**

Actividad de Supervisión	Naturaleza y alcance	Frecuencia	Responsable	
			Banco	Otro
<b>Operacionales</b>	Revisión del informe de progreso	Semestral	Equipo fiduciario y sectorial	MH RA
	Revisión de cartera con el ejecutor	De acuerdo a la programación acordada entre el MH RA y el Banco y el MEF y el Banco	Jefe de Operaciones, Equipo fiduciario y sectorial	CTM/BID/MH RA/ MEF ROU/Jefatura de Gabinete RA
<b>Financiera</b>	Actualización de programación de flujo de efectivo y desembolsos	Con cada solicitud de anticipo cuando las circunstancias del programa lo requieran	Especialistas fiduciario y operativo	CTM
	Visitas de supervisión	Anual	Especialista fiduciario	CTM EEP
	Auditoría financiera	Anual	Especialista fiduciario	CTM/auditor externo
<b>Cumplimiento</b>	Cumplimiento condiciones previas	Una vez	Equipo fiduciario y sectorial /Analista de operaciones	CTM / BID
	Proforma y Asignación presupuestaria	Anual	Especialista fiduciario	CTM
	Presentación de informes financieros auditados	Anual	Especialista fiduciario	CTM/Auditor

6.20 **Mecanismo de ejecución.** El [ROP](#) incorporará los detalles de la ejecución del programa.

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-\_\_\_/18

Regional. Préstamo \_\_\_\_/OC-RG a la República Argentina. Modernización del Complejo  
Hidroeléctrico Binacional Salto Grande

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República Argentina, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución del programa "Modernización del Complejo Hidroeléctrico Binacional Salto Grande". Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$40.000.000, que formen parte de los recursos del Capital Ordinario del Banco, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen del Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el \_\_ de \_\_\_\_\_ de 2018)

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-\_\_\_/18

Regional. Préstamo \_\_\_/OC-RG a la República Oriental del Uruguay. Modernización del  
Complejo Hidroeléctrico Binacional Salto Grande

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República Oriental del Uruguay, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución del programa “Modernización del Complejo Hidroeléctrico Binacional Salto Grande”. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$40.000.000, que formen parte de los recursos del Capital Ordinario del Banco, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen del Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el \_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2018)