Documento del Banco Interamericano de Desarrollo

**REGIONAL**

**Argentina - Uruguay**

**Modernización del Complejo Hidroeléctrico Binacional Salto Grande**

**(RG-L1124)**

**Plan de Monitoreo y Evaluación**

Este documento fue preparado por el Equipo de Proyecto compuesto 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; Cecilia Seminario (INE/ENE); Claudia Di Fabio; 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); Zachary Hurwitz (VPS/ESG).

Tabla de Contenido

[I. Introducción 3](#_Toc524612144)

[II. Monitoreo 5](#_Toc524612145)

[III. Evaluación 12](#_Toc524612154)

[Anexo I 20](#_Toc524612163)

# Introducción

* 1. El **objetivo general** de la Modernización del Complejo Hidroeléctrico Binacional Salto Grande (RG-L1124) 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. El proyecto tendrá dos componentes:
  2. **Componente I**. Inversiones para la modernización del CHSG (Argentina: US$38 millones; Uruguay: US$38 millones) financiará, entre otros : (i) modernización de reguladores de velocidad de las turbinas; (ii) renovación de sistemas hidromecánicos del vertedero y casa de máquinas: compuertas, rejas de toma y refuerzo estructural de las compuertas del vertedero; (iii) renovación de sistemas de izaje del complejo; (iv) modernización de sistemas auxiliares mecánicos y eléctricos; (v) modernización de sistemas de control; (vi) reemplazo de transformadores principales; (vii) reemplazo de sistemas de comunicación, control, protecciones y compensación de reactiva del cuadrilátero de 500 kV; (viii) modernización de infraestructura civil de la central incluyendo sistemas de auscultación y vigilancia de la presa; (ix) modernización de los sistemas para la gestión ambiental y social; (x) consultoría para el desarrollo de ingeniería conceptual y especificaciones técnicas de equipos, incluyendo turbinas y generadores; e (xi) implementación del plan de gestión de activos.
  3. **Componente II**. Fortalecimiento Institucional, supervisión y gestión del Programa (Argentina: US$2millones; Uruguay: US$2millones) estará destinado a financiar, entre otros: (i) los planes de acción para el fortalecimiento institucional de CTM en materia de capacidades gerenciales, comunicaciones, digitalización y gestión del riesgo; (ii) los servicios de consultoría para la supervisión técnica del Programa y de apoyo técnico especializado para la ejecución; (iii) auditorias las financieras del proyecto y (iv) la evaluación del proyecto.
  4. Para el monitoreo y la evaluación de los resultados esperados del proyecto se utilizarán metodologías Antes y Después, así como el Análisis Económico y Financiero ex post de las obras financiadas por el programa y será una réplica del modelo utilizado ex ante, que se realizó como parte de los estudios de elegibilidad y factibilidad de las mismas.
  5. En la coordinación e implementación del monitoreo y la evaluación del proyecto, la EEP y los especialistas del BID tanto de la Sede como de la Oficina de País. Se podrá contratar el apoyo técnico de especialistas externos.
  6. A continuación, se detallan los impactos esperados de la operación RG-L1124:

| **Indicadores** | **Unidad de Medida** | **Línea de Base** | | **Intermedio** | | **Meta** | | **Medios de Verificación** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Valor** | **Año** | **Valor** | **Año** | **Valor** | **Año** |
| **IMPACTO 1: Incremento de la participación de la energía renovable en las matrices de generación de Argentina y Uruguay.[[1]](#footnote-2)** | | | | | | | | |
| Generación de energía renovable Argentina | % | 31 | 2017 | 41 | 2021 | 45 | 2023 | Informe CAMMESA |
| Generación de energía renovable Uruguay | % | 98 | 2017 | 98 | 2021 | 98 | 2023 | Informe ADME |
| **IMPACTO 2: Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.** | | | | | | | | |
| Emisiones CO2 equivalente evitadas.[[2]](#footnote-3) | TonCO2eq | 0 | 2018 | 76.219 | 2021 | 199.416 | 2023 | Informe de operación CHSG |

Ver Metodologia de Cálculo en Anexo I & II

* 1. La siguiente tabla presenta los productos considerados y sus respectivos costos.

[[3]](#footnote-4)

# Monitoreo

* 1. **Indicadores.** A continuación, se presentan los indicadores definidos para el monitoreo del avance en la implementación de los principales productos del proyecto **Modernización del Complejo Hidroeléctrico Binacional Salto Grande (RG-L1124)** .

**Tabla 1. Indicadores de Producto por Componente**

| **Productos** | **Unidad de Medida** | **Línea de Base** | **Año**  **Línea de Base** | **Año 1** | **Año 2** | **Año 3** | **Año 4** | **Año 5** | **Meta Final[[4]](#footnote-5)** | **Medios de Verificación** | **Comentarios** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Componente 1 – Inversiones para la modernización de la central** | | | | | | | | | | | |
| 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 modernizado. | # sistemas | 0 | 2018 | - | - | - | - | 2 | 2 |  |
| Producto 3: Sistemas de izaje del complejo renovados | # sistemas | 0 | 2018 | - | - | - | 1 | 1 | 2 |  |
| Producto 4: Sistemas auxiliares mecánicos del complejo modernizados | # sistemas | 0 | 2018 | - | - | 1 | 2 | - | 3 |  |
| Producto 5: Sistemas auxiliares eléctricos del complejo modernizados | # sistemas | 0 | 2018 | - | - | - | 1 | - | 1 |  |
| Producto 6: Sistemas de control modernizados | # sistemas | 0 | 2018 | - | - | - | 2 | - | 2 |  |
| Producto 7: Bancos de Transformadores principales remplazados | # de 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 | # N° de 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 |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Componente #2 – Fortalecimiento Institucional y Supervisión** | | | | | | | | | | | |
| Producto 13: Planes de fortalecimiento institucional implementados. | # Planes | 0 | 2018 | 2 | 2 | - | - | - | 4 | Informe Semestral |  |

* 1. El Equipo de Ejecucion del Proyecto será responsable de la consolidación de la línea de base y de los ajustes requeridos a las metas establecidas en la Matriz de Resultados del proyecto.

**Instrumentos para el Monitoreo de los Indicadores y Recopilación de Datos**

* 1. El organismo ejecutor será CTM Salto Grande, y en términos contractuales, para la República Argentina será la Secretaria de Gobierno de Energía a través de CTM Salto Grande, y para Uruguay el organismo ejecutor para República Oriental del Uruguay será la CTM Salto Grande.
  2. La responsabilidad de la ejecución, administración, monitoreo y evaluación del programa será la CTM Salto Grande. Para garantizar el adecuado cumplimiento del programa en materia administrativa, fiduciaria, de adquisiciones, financiera, contable y socioambiental, se establecerá un equipo de trabajo dentro de la estructura de CTM Salto Grande. Para garantizar el adecuado cumplimiento del programa en materia técnica, administrativa, de adquisiciones, financiera y socioambiental, la CTM creará formalmente un Equipo de Ejecución de Proyecto (EPP). 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. El EEP contará con un Coordinador de Monitoreo y Evaluación, quien apoyará al Gerente del Proyecto en la planeación y monitoreo de los proyectos del BID, junto con los demás miembros del EEP. El EEP realizará, entre otras, las siguientes actividades para la planeación del Programa:
  4. Plan de Ejecución de Proyecto (PEP).El PEP establece el calendario de los desembolsos (número y monto de los desembolsos) en función de los indicadores de desempeño, ya incluidos en la Matriz de Resultado, y el tiempo de ejecución del proyecto.
  5. Plan Operativo Anual (POA). El POA consolida todas las actividades que serán desarrolladas durante determinado período de ejecución, por producto y cuenta con un cronograma físico financiero.
  6. La EEP presentará **semestralmente**, como parte integral de los informes semestrales de seguimiento, el PEP y el POA para los siguientes dos semestres, incluyendo las actividades, cronogramas y presupuestos estimados para los proyectos financiados el año consecutivo anterior y aquellos propuestos para el año siguiente.
  7. El PEP y POA del primer año serán incluidos en el informe inicial de la operación que deriva del Taller de Arranque de la operación. Este informe inicial debe contener como mínimo, la siguiente, información: (i) estado de ejecución del proyecto, discriminado por componentes; (ii) el plan de adquisiciones del programa incluyendo presupuesto y proyecciones de desembolsos; (iii) indicadores con metas y resultados previstos; (iv) indicadores de productos para cada componente, de acuerdo con la Matriz de Resultados y el cronograma de su implementación.
  8. Plan de Adquisiciones (PA). Este instrumento tiene por finalidad presentar al Banco y hacer público el detalle de todas las adquisiciones y contrataciones que serán efectuadas en un determinado periodo de ejecución del proyecto. El PA informa sobres las adquisiciones y contratos que se ejecutarán de conformidad con las “Políticas para Adquisiciones de bienes y obras financiadas por el Banco”   
     (GN-2349-9) y las “Políticas para la selección y contratación de consultores financiadas por el Banco” (GN-2350-9) de conformidad con lo establecido en el Contrato de Préstamo. El PA debe ser presentado como parte integral de los informes semestrales de seguimiento, para consideración del Banco, y debe ser actualizado anualmente o cuando sea necesario, durante todo el período de ejecución del proyecto.
  9. En cuanto al monitoreo del proyecto, **los principales medios de verificación corresponden a documentos administrativos y contractuales de CTM Salto Grande**, a saber: (i) informes semestrales de avance de ejecución, (ii) informe de evaluación de medio término, (iii) informes de avance físico y financiero de los proyectos ejecutados.
  10. El Equipo de Proyecto, realizará **Visitas de Inspección** anuales con la finalidad de monitorear las actividades del proyecto. También se apoyará de Misiones de Administración anuales con el objetivo de analizar los avances del proyecto y tratar temas específicos identificados.
  11. Finalmente, durante la ejecución del proyecto, el Equipo Ejecutor del Proyecto presentará anualmente al Banco los reportes financieros auditados del proyecto. Para el efecto contratará la **Auditoría Financiera** correspondiente, en los términos establecidos en las Condiciones Generales del Contrato de Préstamo.

Presentación de Informes

* 1. Durante la ejecución del programa se prevé la entrega de **Informes Semestrales** para conocer el avance del proyecto. Dichos informes serán elaborados por la EEP y entregados a la División de Energía del BID, a través del Jefe de Equipo, a más tardar 60 días posteriores al cierre de cada semestre e incluye la actualización de la matriz de riesgo.
  2. Este informe tiene por finalidad presentar al Banco los resultados alcanzados en la ejecución del PEP y el PA, así como informar sobre el estado de ejecución de los contratos y programa de inversiones del proyecto. El Equipo Ejecutor del Proyecto deberá presentar al Banco informes de avance semestrales, indicando los avances logrados en cada uno de los componentes y en el desempeño global del proyecto, en base a los indicadores acordados bajo la Matriz de Resultados.
  3. Los informes semestrales deberán incluir, como mínimo: (i) cumplimiento de las condiciones contractuales; (ii) descripción e información general sobre las actividades realizadas; (iii) progreso en relación con los indicadores de ejecución y calendario de desembolsos convenido y cronogramas actualizados de ejecución física y desembolsos; (iv) resumen de la situación financiera del proyecto; (v) descripción de los procesos de licitación llevados a cabo; (vi) evaluación general del desempeño de las firmas contratistas; (vii) informe de gestión socio ambiental del proyecto, incluyendo cronogramas, resultados y medidas implementadas para dar cumplimiento al IGAS, (viii) proyección de ejecución física y financiera del programa, (ix) una sección identificando posibles desarrollos o eventos que pudieran poner en riesgo la ejecución del proyecto; (x) el Plan de Adquisiciones; y, (xi) hallazgos y recomendaciones identificados en el período ejecutado.
  4. Los informes deberán incluir toda la información que sea relevante para reconocer el avance en la medición de los indicadores e identificar necesidades de mejora en el proceso de recolección de información, procesamiento, análisis y reporte de datos.

Coordinación, Plan de Trabajo y Presupuesto del Monitoreo

* 1. El EEP es el responsable, entre otras, de las siguientes actividades, (i) la planificación de la ejecución del proyecto; (ii) la preparación y actualización de los informes semestrales de avance de ejecución, los que incluirán las actualizaciones del PEP, POA y PA; (iii) el acompañamiento y monitoreo del avance de contratos, incluyendo el apoyo en los procesos de contrataciones, la formulación de los informes de acompañamiento y análisis, y la preparación y tramitación de los pagos correspondientes; (iv) la recolección de datos y el seguimiento de los indicadores de productos, resultados e impacto, su procesamiento y análisis; (v) la preparación de los reportes financieros, (vi) la contratación de las auditorías financieras, (vii) la contratación de las evaluaciones intermedia y final del programa; y (viii) el mantenimiento de la información relevante sobre la ejecución y el monitoreo de las actividades del programa y sus recursos; de forma ordenada, accesible y actualizada.
  2. Por su parte el BID, a través del Jefe de Equipo de Proyecto es responsable de coordinar y asegurar que el plan de monitoreo cumple con la calidad técnica y dentro de los tiempos establecidos. Para ello, llevará a cabo reuniones periódicas con los responsables de la ejecución de este plan y de ser necesario solicitará informes o presentaciones de resultados extraordinarios.
  3. Los resultados de los indicadores al final de la ejecución de la operación deberán ser incluidos en el Informe Final siguiendo la guía de Terminación de Proyecto (PCR, por sus siglas en inglés) del Banco.

Tabla 2. Monitoreo - Plan de Trabajo y Presupuesto

| **Principales actividades de seguimiento/Productos por actividad** | **Año 1** | | | | | **Año 2** | | | | | | | | **Año 3** | | | | | | | | | | **Año 4** | | | | | **Año 5** | | | | | | **Responsable** | **Costo** | **Financiamiento** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **T1** | | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | | **T3** | | | **T4** | | **T1** | | | | **T2** | | **T3** | | **T4** | | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | | **T1** | | **T2** | | **T3** | **T4** | **(US$)** |
| **[[5]](#footnote-6)Actividades de Monitoreo[[6]](#footnote-7)** |  | |  |  |  |  |  | |  | | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  | |  | |  | |  |  |  |  |  |
| 1.Taller de Arranque de la Operación |  | |  |  |  |  |  | |  | | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  | |  | |  | |  |  | EEP /  BID | 50.000 | BID |
| 2.Taller de PMR |  | |  |  |  |  |  | |  | | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  | |  | |  | |  |  |
| 3. Taller de temas de gestión financiera |  | |  |  |  |  |  | |  | | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  | |  | |  | |  |  |
| 4. Monitoreo Fiduciario |  | |  |  |  |  |  | |  | | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  | |  | |  | |  |  |
| 5. Taller de Apoyo en Adquisiciones |  | |  |  |  |  |  | |  | | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  | |  | |  | |  |  |
| 6. Reuniones semestrales |  | |  |  |  |  |  | |  | | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  | |  | |  | |  |  |
| 7. Visitas técnicas |  | |  |  |  |  |  | |  | | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  | |  | |  | |  |  |
| 8. Visitas de supervisión social y ambiental |  | |  |  |  |  |  | |  | | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  | |  | |  | |  |  |
| **Componente I – Inversiones para la modernización del CHSG** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de información |  | |  |  |  |  |  | | | |  |  | | | |  | |  | |  | |  | |  |  |  |  |  | |  | |  | |  | EEP | --- | BID |
| **Componente II – Fortalecimiento Institucional y Supervisión** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de información. Procesamiento y análisis de información. |  | |  |  |  |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |  |  |  | |  | |  | |  | EEP | --- | BID |
| Informe de avance semestral del proyecto |  | |  |  |  |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |  |  |  | |  | |  | |  | --- | BID |
| **TOTAL** | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | |  | | |  |  |  | 50.000 |  |

# Evaluación

#### El EEP contratará las evaluaciones externas e independientes de medio término y final. Estas evaluaciones serán financiadas con recursos del proyecto y serán realizadas por consultores individuales o firmas consultoras independientes y calificadas, cuyos términos de referencia deberán contar con la No objeción del BID.

#### La evaluación intermedia será contratada por el Equipo Ejecutor del Proyecto y 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 se entregará 120 dìas despues de contratada. El Equipo Ejecutor del Proyecto realizará esta evaluación intermedia para verificar el cumplimiento en la ejecución general del proyecto y el avance hacia la consecución de metas de la Matriz de Resultados.

#### Esta evaluación se realizará siguiendo el formato de PCR e identificará si el proyecto está logrando los resultados últimos previstos y si está avanzando adecuadamente hacia la consecución del objetivo planteado. Además, analizará la estrategia de la operación y su pertinencia para la situación del entorno. Verificará si los supuestos indicados en la Matriz de Resultados se han cumplido. También incluirá un análisis de los arreglos operativos y administrativos empleados y recomendaciones para su optimización. Asimismo, analizará el cumplimiento de los compromisos establecidos en el Contrato de Préstamo, y en el ROP. La evaluación de medio término deberá orientar a los ejecutores del proyecto respecto a ajustes estratégicos y operativos que fuesen necesarios adoptar.

#### La evaluación final determinará el grado de cumplimiento de las metas establecidas en la matriz de resultados y deberá ser presentada antes del cierre financiero de la operación por el Equipo Ejecutor del Proyecto. El Análisis Económico y Financiero ex post se desarrollará siguiendo la misma metodología básica descrita para el ex ante. La evaluación final del programa y el Análisis Económico y Financiero ex post serán realizadas dentro de los 90 días después del último desembolso.

#### La evaluación de la PCR se guía por la Matriz de resultados y si se realizaron ajustes en los resultados, los indicadores de resultados, sus líneas de base o el objetivo dentro de los 60 días posteriores a la fecha en que el proyecto alcanza la elegibilidad, se deben tener en cuenta y estar debidamente justificados en el PCR.

#### La Evaluación Final se realizará en formato de PCR. La misma que deberá estar contratada por el Equipo Ejecutor del Proyecto en el momento de solicitar el último desembolso de los recursos del préstamo. Se deberán seguir las guías de PCR vigentes. Ver [mecanismos de evaluación del BID.](https://www.iadb.org/es/acerca-del-bid/evaluacion-de-los-objetivos-operacionales-del-bid%2C6242.html)

#### **Principales Preguntas de Evaluación**

#### La evaluación del Programa busca responder a las siguientes interrogantes:

#### ¿El Programa contribuye a garantizar la disponibilidad del Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande (CHSG)?; ¿El Programa contribuye a extender la vida útil del CHSG? ¿El Programa mejora los niveles de confiabilidad del servicio eléctrico, en cuanto a tiempo de interrupciones del servicio y frecuencia con la que se dan esas interrupciones?

#### **Metodología de Evaluación de Resultados**

#### La evaluación consistirá en una evaluación de medio término, y una final, esta última incluirá un análisis económico y financiero ex post. El informe final seguirá el formato de la guía PCR. La evaluación ex post permitiría reportar si los beneficios realizados fueron suficientes para recuperar la inversión versus los costos planeados; y además si con los costos incurridos y los beneficios obtenidos con la ejecución del proyecto el mismo generó valor para la sociedad.

#### Los siguientes criterios deberán considerarse para la preparación de la evaluación final.

1. Relevancia: ¿Los resultados del proyecto fueron consistentes con las áreas estratégicas y prioridades de país identificadas?
2. Efectividad: ¿Los resultados del proyecto son consistentes con sus objetivos originales o modificados?
3. Eficiencia: ¿El costo del proyecto fue costo-efectivo? ¿Fue el proyecto la opción menos costosa? Si el proyecto tuvo atrasos, esto afectó su efectividad. Evaluar, los costos incurridos, tiempo de ejecución y resultados alcanzados con relación a otros programas similares.

#### La evaluación de la Relevancia, Efectividad y Eficiencia será lo más objetiva posible e incluirá evidencia empírica suficiente y convincente considerando los aspectos técnicos específicos de la naturaleza del programa. Idealmente, el sistema de monitoreo del programa debe entregar información cuantificable que puede conducir a una sólida evaluación de la eficacia y la eficiencia del programa. Los resultados se clasifican de la siguiente:

#### Excelente (HS). Si los resultados del proyecto se lograron plenamente o se superaron. Los objetivos de indicadores de resultados se lograron plenamente o fueron superados y se pueden atribuir al proyecto.;

#### Satisfactorio (S). Si los resultados del proyecto se lograron en gran parte. Esto significa que los objetivos de los indicadores de resultados se cumplieron en igual o mayor medida que el 80% o más en promedio y se pueden atribuir al proyecto.;

#### Parcialmente Insatisfactoria (PI). Si los resultados del proyecto se lograron parcialmente. Esto significa que el logro promedio atribuible de los indicadores de resultados se cumplió entre el 51% y el 79%;

#### Insatisfactorio (I). Si los resultados del proyecto no se lograron. Esto significa que el logro promedio atribuible de los indicadores de resultados se cumplió en una media igual o menor al 50%.

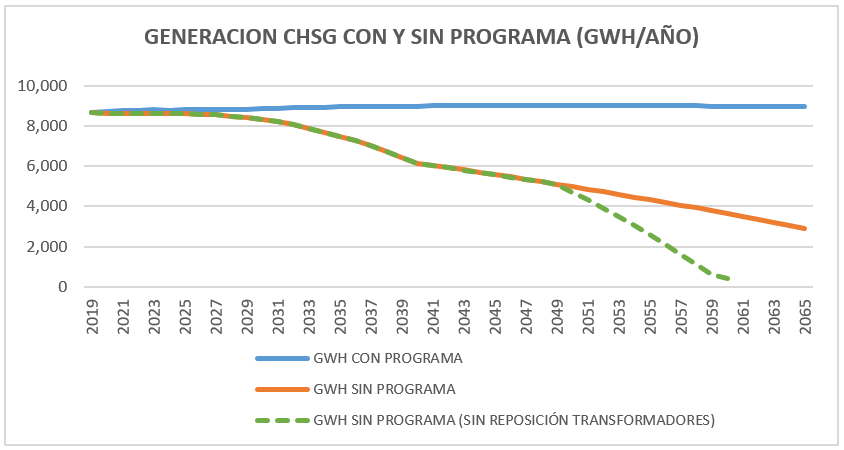
#### **Consideraciones importantes para la evaluacion del proyecto**

Se planea la modernización total del CHSG en dos grandes fases.

La *Fase A* está prevista para ser realizada durante los años 1 a 6 y contempla las siguientes intervenciones: i) Modernización de los reguladores de velocidad de las turbinas, ii) Mantenimiento de las compuertas de vertedero, tomas y sus rejillas e implementación de sistemas de control de flujo de elementos sólidos y sedimentos. iii) Mantenimiento de las grúas mayores y sustitución de las grúas móviles. iv) Mantenimiento de sistemas de compresores, ventilación, drenaje y contra de incendios de la central. v) Adecuación de sistemas contra descargas atmosféricas y mantenimiento integral de tableros y de grupos electrógenos de emergencia. vi) Suministro y montaje de una estación maestra de supervisión y mejoras en sistemas de medición. viii) Suministro y montaje de tres transformadores monofásicos e implementación de sistemas de control de aceite y monitoreo. ix) Montaje de fibra óptica, equipamiento y protección de las subestaciones, sistemas de comunicaciones y reactores. x) Mejoras varias en edificaciones y conducciones de escala de peces y modernización del sistema auscultación de presa y lecturas. xi) Programa hidrológico y ambiental en el embalse, mejoras en plantas de agua potable y aguas residuales. xii) Estudios complementarios.

La *Fase B* está prevista para ser ejecutada durante los años 1 a 30 y con un costo de inversión de USD 880 millones, e incluye la modernización de los grupos turbina – generador, la reposición de los grupos de transformadores principales y otras inversiones.





#### **Metodología de Evaluación Económica Ex Post**

#### Se utilizarán la metodología Análisis Costo-Beneficio ex post para medir los siguientes indicadores de resultado del Programa: (i) Disponibilidad operativa de generación, (ii) Indisponibilidad forzada de generación, (iii) Disponibilidad de transmisión (transformadores del cuadrilátero de 500kV), (iv) Indisponibilidad forzada de transmisión (transformadores del cuadrilátero de 500kV), e (v) Índice de condición HydroAmp. El resto de los indicadores serán evaluados con la metodología antes y después.

#### El análisis económico y financiero expost del programa será una réplica del modelo utilizado ex ante, que se realizó como parte de los estudios de elegibilidad y factibilidad de las mismas. Se prevé la elaboración de este análisis en dos escenarios: i) se medirán y actualizarán los beneficios esperados de la intervención, manteniendo constantes las condiciones y precios tenidos en cuenta en la evaluación ex ante; esto permite medir si con los costos reales incurridos, los beneficios efectivamente realizados y medidos a precios constantes son suficientes para justificar la inversión en términos económicos; ii) en la segunda etapa se considerarán tanto los beneficios como los costos reales del proyecto actualizados a precios vigentes, obteniéndose así una medida actualizada de si el proyecto resulta en una inversión rentable económicamente, dados los costos y beneficios que efectivamente se materializaron. Este análisis en etapas permite aislar el efecto de un posible aumento exógeno de costos del efecto de cambios en los beneficios realizados.

#### La información requerida para la evaluación ex post será recopilada anualmente en el informe semestral de progreso correspondiente al segundo semestre de cada año. Este semestre presentará una síntesis de los indicadores anuales requeridos para la evaluación expost del programa.

#### **Lógica vertical**

#### El equipamiento e instalaciones del CHSG previo el inicio del Programa se encuentran en un estado de obsolescencia y en el fin de su vida útil luego de 40 años de operación, lo cual incrementa la probabilidad de falla del CHSG y reduce la confiabilidad de la operación. Su reemplazo y modernización permitirán contribuir a la extensión de la vida útil del CHSG y a mantener la disponibilidad y confiabilidad al reducir la probabilidad del número de fallas. Mantener los índices de disponibilidad y confiabilidad permitirá al CHSG generar energía renovable de acuerdo con las necesidades de los sistemas eléctricos de Argentina y Uruguay y con las condiciones hidrológicas de cada periodo de tiempo, manteniéndose dentro de los valores medios de generación que ha tenido desde su puesta en marcha. Así mismo la disponibilidad y la confiabilidad del CHSG permitirán prestar servicios auxiliares a los dos sistemas, como la regulación secundaria de frecuencia, requeridos para compensar las variaciones tanto en la demanda de energía como las de la generación intermitente de las fuentes de energía renovable no convencional solar y eólica. Por lo tanto, la modernización del CHSG es fundamental para alcanzar las metas de penetración de la energía renovable en los dos países, tanto por el mantenimiento de su propia generación, como por el respaldo para la penetración de las energías renovables no convencionales, y por ende evitar la emisión de Gases de Efecto Invernadero de la generación térmica requerida en ausencia de la generación renovables.

#### **Principales Indicadores de Resultados**

Tabla 3. Indicadores de Resultados

| **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[[7]](#footnote-8) | % | 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 del 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 500kV | % | 99,08 | Promedio histórico | 99,8 | 2021 | 99,8 | 2023 |
| 1.4 Indisponibilidad forzada transmisión - transformadores del cuadrilátero de 500kV | % | 0,001 | Promedio histórico | 0,001 | 2021 | 0,001 | 2023 |
| **RESULTADO 2: Extender la vida útil del CHSG.** | | | | | | | | | |
| 2.1 Índice de Condición HydroAmp | # | 7,2 | 2018 | 7,2 | 2021 | 9,4 | 2023 | Informe anual CTM | Metodología HydroAmp. 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 |  |

#### **Información de los Resultados**

#### El Informe Final será elaborado por la EEP, financiado por el préstamo con recursos del BID y entregado a la División de Energía del BID, a través del Jefe de Equipo, como parte del proceso de cierre del programa.

#### Este informe siguiendo el formato PCR será sometido a aprobación por parte del BID.

#### Los resultados de la evaluación final y del análisis económico y financiero ex post serán publicados en la página web del BID con previo consentimiento de CTM Salto Grande, mientras que los informes de progreso serán publicados confidencialmente en ezShare.

#### **Coordinación, Plan De Trabajo Y Presupuesto De La Evaluación**

#### La EEP es la responsable de la realización de las actividades de evaluación, lo cual incluye asegurar la recolección de los datos, su procesamiento y análisis, así como el reporte los avances.

#### Por su parte el BID, a través del Jefe de Equipo de Proyecto es responsable de coordinar y asegurar que el plan se cumpla con la calidad técnica y el tiempo establecidos. Para ello, llevará a cabo reuniones periódicas con los responsables de la ejecución de este plan y de ser necesario solicitará informes o presentaciones de resultados extraordinarias.

#### A continuación, se presenta el Plan de Trabajo para la Evaluación del programa, el cual incluye las principales actividades y sus respectivos productos, el plazo de cumplimiento, el responsable y el costo, identificando la fuente de financiamiento.

#### **Tabla 4. Evaluación - Plan de trabajo y Presupuesto**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Principales actividades de evaluación** | **Año 1** | | | | **Año 2** | | | | **Año 3** | | | | **Año 4** | | | | **Año 5** | | | | **Res-ponsable** | **Costo** | **Financia-miento** |
| **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **(US$)** |
| **Componente I – Inversiones para la modernización del CHSG** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de datos finales, visitas de campo |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | EEP | 8.000 | BID |
| **Componente II – Fortalecimiento Institucional y Supervisión** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de datos de finales, visitas de campo |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | EEP | 8.000 | BID |
|  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Procesamiento y Análisis de información |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | EEP | 0 | BID |
| Evaluación de medio termino |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | EEP | 35.000 | Salto Grande |
| Taller preparación informe final |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | EEP | 19.000 | BID |
| Misión de supervisión final |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 10.000 | BID |
| Análisis Costo Beneficio Ex Post |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | EEP | 20.000 | Salto Grande |
| Informe final de evaluación de proyecto |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | EEP | 50.000 | Salto Grande |
| **TOTAL** | | | | | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |  | 150.000 |  |

1. Auditorias

#### Informes financieros auditados del programa: El Prestatario, por intermedio de la EEP, deberá presentar dentro del plazo de ciento veinte (120) días siguientes al cierre de cada ejercicio económico del Equipo de Ejecución del Proyecto y durante el Plazo Original de Desembolso o sus extensiones, los informes financieros auditados del Programa, debidamente dictaminados por una firma de auditoría independiente aceptable al Banco, la cual será contratada por la EEP o el Banco (en este segundo caso, a solicitud del Prestatario), con cargo a los recursos del Programa, a más tardar cuatro (4) meses antes del cierre de cada ejercicio económico del Prestatario o en otro plazo que las partes acuerden, sobre la base de los términos de referencia que serán acordados con el Banco. El último de estos informes será presentado dentro de los ciento veinte (120) días siguientes al vencimiento del Plazo Original de Desembolso o sus extensiones.

#### Los informes auditados serán efectuados por una firma de auditores independientes aceptable para el BID, de acuerdo con Normas Internacionales de Contabilidad y las Normas de Información, y los términos de referencia previamente aprobados por el BID. El costo de estos servicios se financiará con recursos del programa. Para obtener más detalles acerca de la auditoría del Programa, ver explicación adicional en el Anexo III: Requisitos y acuerdos fiduciarios.

#### El presupuesto asignado para auditorías es de US$150 mil, monto financiado con recursos BID del Préstamo.

# Anexo I

**Metodologías de cálculos de Indicadores para Matriz de Resultados**

A continuación, se presentan los indicadores que se incorporaron a la matriz de resultados para

generación y transmisión respectivamente. Cabe aclarar que los mismos corresponden a los definidos dentro del marco CIER (Comisión de Integración Eléctrica Regional) y permiten no sólo realizar el análisis de la gestión, sino que también son valiosos para el benchmarking con otras empresas de Generación y Transporte de Energía Eléctrica.

***Terminología:***

***Disponibilidad:*** es la proporción de tiempo en que un dispositivo está en servicio en el tiempo requerido o listo para entrar en servicio (así no se requiera).

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

***horas disponibles***: es el tiempo en horas durante el cual las unidades tienen aptitud para operar en forma inmediata con capacidad total o limitada vinculada al sistema. Incluye los estados de Disponible Conectado y Disponible Desconectado.

***horas disponibles*** = (horas totales del período – horas de desconexión).

***horas de Desconexión Forzada:*** es el total de horas por Desconexión Forzada por Causa

Persistente (debiendo intervenir personal de Mantenimiento), por Causa Fugaz (sin intervención de personal de Mantenimiento). La Desconexión Forzada es causada por falla o defecto de un componente ocasionando la salida del mismo en forma inmediata o a la brevedad posible. Una Desconexión Forzada generalmente resulta de condiciones de emergencia, inherentes al componente, requiriendo que éstos sean retirados de inmediato, automáticamente o tan solo luego que las operaciones de maniobra se hayan ejecutado.

******

***Unidad Año Reportada (UAR)***: es el número de unidades año referido al período estadístico

que será analizado. El mínimo período estadístico es de un año.

***horas totales del período***= horas del período \* UAR

***Datos:***

La información necesaria para poder realizar el cálculo de los indicadores es:

a) Fecha/hora de inicio y fecha/hora de fin en el cual el equipamiento está indisponible

b) Tipo de desconexión: son las causas por las cuales el equipamiento queda indisponible.

Las condiciones para que ello ocurra son las siguientes: Desconexión Forzada causa Fugaz, Desconexión Forzada causa Persistente, Desconexión por Condiciones externas, Desconexión Programada Mantenimiento Correctivo, Desconexión Programada Mantenimiento Predictivo y Desconexión Programada Otras Aplicaciones.

*SG – GOPE - CP*

***Disponibilidad Operativa - Generación:***

Es la proporción en porciento entre el tiempo en el cual las unidades generadoras están

operando satisfactoriamente, o listas para ser ingresadas en operación (si fuese solicitado) y el

período de análisis.

******

***Indisponibilidad Forzada - Generación:***

Es la proporción en porciento entre el tiempo en el cual las unidades generadoras están

desconectadas de manera forzada y el período de análisis.

******

***Disponibilidad OperativaTrafos Subestación - Transmisión:***

Es la proporción en porciento entre el tiempo en el cual los transformadores de las

Subestaciones están operando satisfactoriamente y el período de análisis.



Actualmente SG cuenta con 3 transformadores en 150 kV distribuidos en las Subestaciones de

Salto Grande Uruguay y San Javier y con 4 transformadores en 132 kV distribuidos en las

Subestaciones de Salto Grande Argentina y Colonia Elía (UAR = 7).

***Indisponibilidad Forzada Trafos Subestación - Transmisión:***

Es la proporción en porciento entre el tiempo en el cual los transformadores de las

Subestaciones están desconectados de manera forzada y el período de análisis.



**ANEXO II– Cálculo de Índice HydroAMP**

La evaluación de la vida útil del equipamiento del CHSG se realiza mediante el método establecido en la guía *``Hydropower Asset Managment Using Condition Assessments and Risk-Based Economic Analyses*´´ denominado hydroAMP. Este análisis tiene como principales objetivos la evaluación del equipamiento hidroeléctrico y el establecimiento de las prioridades de inversiones. Dicha herramienta ha sido desarrollada por cuatro organizaciones, el *Bureau of Reclamation, Hydro-Quebec, U.S. Army Corps of Engineers y Bonneville Power Administration*, creando un marco común de gestión de activos. Para mayor detalle, en la siguiente dirección, se puede descargar la guía completa: <http://operations.usace.army.mil/hydro/pdfs/bmp-HydroAMP.pdf>

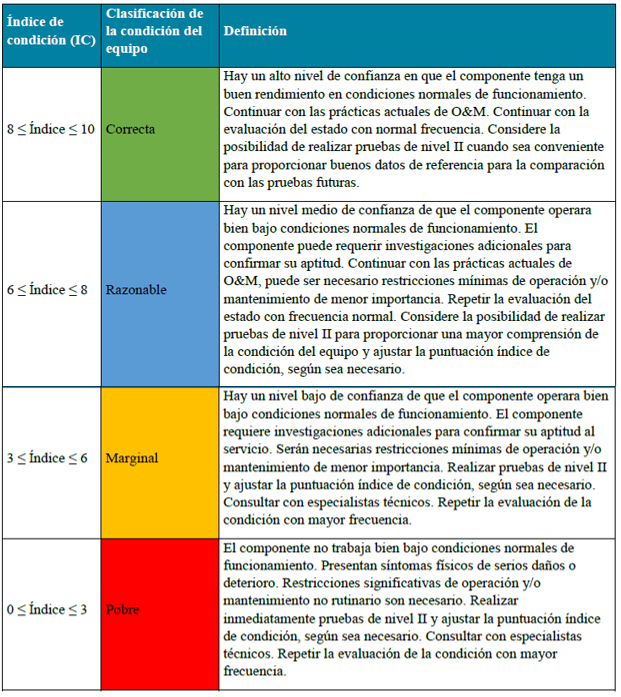
El método de evaluación comprende de 2 niveles complementarios.

A. Evaluación de nivel I: se basa en resultados que se obtiene normalmente de las actividades de mantenimiento de rutina. En general, son utilizados los siguientes indicadores de condición

* Inspecciones
* Ensayos
* Historial de operación y mantenimiento
* Antigüedad o cantidad de operaciones

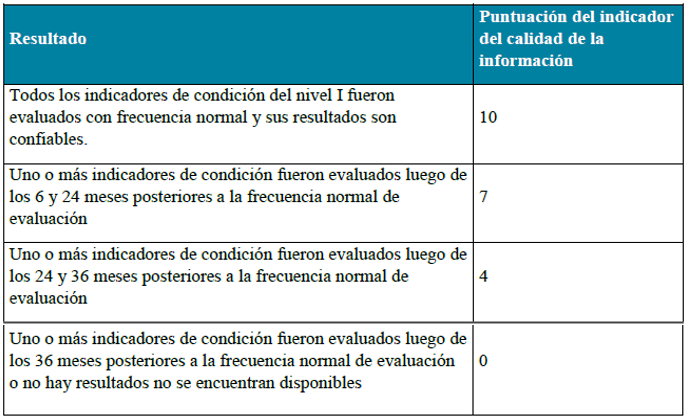
Dichos indicadores de condición intentan reflejar los niveles de aceptación a nivel industrial para equipos de diseño similar, fabricación, o años de operación en ambientes similares.

Obtenido los indicadores de condición, se efectúa un promedio ponderado con cada indicador de condición para calcular el índice de condición de equipo, cual toma valores entre el 0 y el 10.



*Tabla II.1 – Índice de condición, clasificación de la condición del equipo y definiciones*

Adicionalmente, se utiliza un indicador independiente que refleja la calidad/confianza de la información utilizada para la evaluación de la condición del equipo. Puede darse el caso de que la información sea antigua, no estar disponible o de integridad cuestionable.



*Tabla II.2 – Puntuación de la calidad de la información y definiciones*

La puntuación relativa a la calidad de información con la que se evalúan los indicadores de condición es dependiente de la disponibilidad de pruebas o ensayos. Se considera que por encima de tres años la calidad de información tiene un valor nulo, aconsejándose que para validar la información y por ende el índice de condición se efectúen ensayos de los parámetros que determinan el índice.

B. Evaluación de nivel II: Esta evaluación se utiliza para ajustar o redefinir los índices de condición evaluados en el nivel I, como consecuencia de que el equipamiento haya resultado con bajo índice de condición. El ajuste de los índices obtenidos en el nivel I, no se obtiene de las actividades de mantenimiento de rutina y generalmente requiere de equipamiento especializado.

Con el fin de evaluar y obtener el incide de condición del Complejo Hidroeléctrico Salto Grande, se efectúa el estudio de la condición del equipamiento a nivel I.

La Tabla II.3 muestra los valores obtenidos en la evaluación realizada en el año 2016 para los productos considerados utilizando el método HydroAMP (año base). Se muestra además las estimaciones de los índices en los años 2021 y 2023 y la ponderación considerada para obtener el índice global del estado del equipamiento a intervenir.



1. El proyecto contribuirá con la ampliación de la capacidad de generación con ER en Argentina, mientras que, en Uruguay, visto el alto porcentaje de ER en la matriz, el proyecto colaborará a que éste se mantenga. [↑](#footnote-ref-2)
2. Asegurar la generación de energía firme renovable del CHSG reduce la necesidad de utilización de plantas térmicas para generación de energía eléctrica. [↑](#footnote-ref-3)
3. Notar que la table considera año de proyecto y no año calendario. Fuente: PEP. [↑](#footnote-ref-4)
4. [↑](#footnote-ref-5)
5. [↑](#footnote-ref-6)
6. El financiamiento para el seguimiento del programa el cual incluye horas hombre y viajes está incluido en el presupuesto de financiamiento de la EEP. Para el caso del BID, los gastos de seguimiento (viajes) están incluidos en los presupuestos de supervisión anuales. Los talleres de capacitación en temas fiduciarios serán cubiertos con recurso de apoyo a la ejecución del equipo fiduciario en CAR. [↑](#footnote-ref-7)
7. La disponibilidad operativa de generación (1.1) se reducirá temporalmente durante la ejecución por efecto de las mismas intervenciones del Programa, al requerir de paradas programadas adicionales de las unidades de generación, por lo que se espera que la recuperación a los niveles históricos se dé un año después de concluido el Programa. [↑](#footnote-ref-8)