



BID

Banco Interamericano
de Desarrollo

Modernización de centrales hidroeléctricas

Identificación de beneficios, barreras y
recomendaciones

Autores:

María Ubierna

Arturo Alarcón

División de Energía

NOTA TÉCNICA N°
IDB-TN-2481

Junio 2022



BID

Banco Interamericano
de Desarrollo

Modernización de centrales hidroeléctricas

Identificación de beneficios, barreras y recomendaciones

Autores:

María Ubierna

Arturo Alarcón

Banco Interamericano de Desarrollo
División de Energía

Junio 2022

**Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo**

Ubierna, María.

Modernización de centrales hidroeléctricas: identificación de beneficios, barreras y recomendaciones / María Ubierna, Arturo Alarcón.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 2481)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Hydroelectric power plants-Maintenance and repair-Latin America-Finance. 2. Hydroelectric power plants-Maintenance and repair-Caribbean Area-Finance. 3. Sustainable development-Latin America. 4. Sustainable development-Caribbean Area. I. Alarcón, Arturo. II. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. III. Título. IV. Serie.

IDB-TN-2481

Palabras Clave: Renovables, hidroeléctricas, eficiencia energética, transición energética, planificación energética, regulación

Códigos JEL: 03, 033, Q25, Q55, Q400, Q410, Q540, Q550, L940

<http://www.iadb.org>

Copyright © [2022] Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



Modernización de Centrales Hidroeléctricas

Identificación de beneficios,
barreras y recomendaciones.

María Ubierna | Arturo Alarcón
Junio 2022



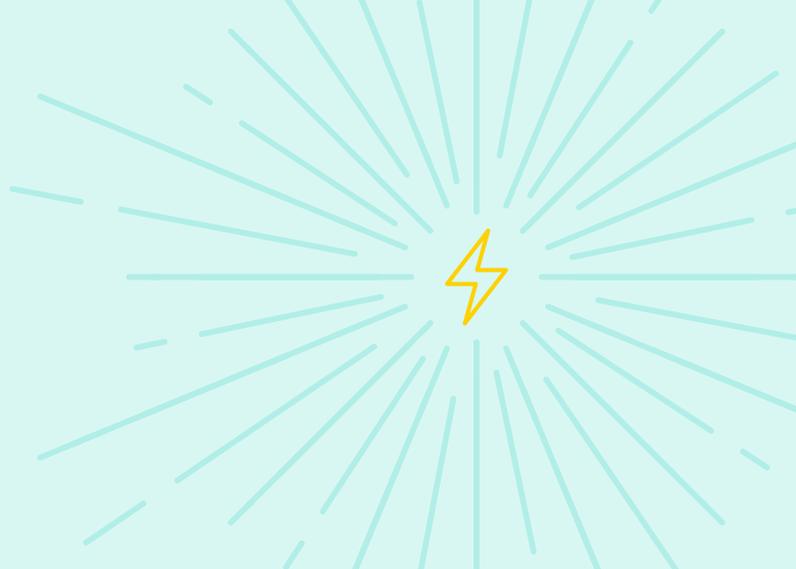
Contenidos



Resumen ejecutivo	3
Introducción	5
Contexto en América Latina y el Caribe	6
Justificación de la modernización	10
Identificación y priorización de necesidades de modernización	14
Costos y beneficios de la modernización	17
Beneficios monetizables	21
Beneficios no monetizables	24
Aspectos estratégicos de una modernización	27
Avances en digitalización	28
Almacenamiento por bombeo	28
Hibridación con otras tecnologías	29
Cambio climático	29
Sostenibilidad ambiental y social	30
Aprovechamiento de presas no hidroeléctricas	30
Riesgos y barreras a la modernización	31
Recomendaciones	36
Anexo A	40
Referencias	42

Este documento fue preparado por María Ubierna y Arturo Alarcón, con base a la revisión de literatura especializada, estudios de caso, y documentos de preparación y evaluación de préstamos para proyectos de modernización de hidroeléctricas financiados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) durante los últimos 15 años. El documento contó con la revisión de Cecilia Correa y Roberto Aiello, especialistas en energía del BID.

Resumen ejecutivo



La hidroelectricidad provee cerca de la mitad de la electricidad en América Latina y el Caribe (ALC). Por ello, la modernización de los activos hidroeléctricos de América Latina y el Caribe es esencial para seguir contando con un suministro de energía renovable de bajo costo. Adicionalmente, en un contexto de transición energética hacia una matriz más descarbonizada, esta modernización está también influenciada por el incremento de las fuentes de energías renovables variables en los sistemas eléctricos, el impacto del cambio climático en la hidrología, y la revolución digital. La modernización brinda la oportunidad (más allá de extender la vida útil) de adecuar las centrales hidroeléctricas a nuevas condiciones de operación en sistemas eléctricos con mayores necesidades de flexibilidad, almacenamiento y confiabilidad.

Un proyecto de modernización debe ir más allá de una simple sustitución de equipos o reparación de obras, y debe tener una visión y análisis holístico para garantizar la operabilidad y relevancia de la central hidroeléctrica en los escenarios futuros. Nuevas líneas de trabajo se pueden abrir al integrar los últimos avances tecnológicos digitales, incorporar tecnologías por bombeo o aprovechamiento hidroeléctrico en otras infraestructuras hidráulicas, y la hibridación con otras tecnologías renovables y de almacenamiento. Los impactos del cambio climático son motivo para profundizar en la seguridad de presas, evaluar la sedimentación de los embalses y mejorar el uso del recurso hídrico, además de mejorar la sostenibilidad general del proyecto.

El análisis para evaluar y priorizar proyectos de modernización de centrales hidroeléctricas debe tener un **enfoque multicriterio**, considerando aspectos técnicos, regulatorios, económicos y financieros, impactos medioambientales y sociales. En este análisis, la evaluación económica de un proyecto de modernización debe ser capaz de capturar todos los beneficios que pueden lograrse con la intervención, para tener una justa valoración que permita tomar decisiones acertadas frente a otras posibilidades de inversión.

Los beneficios económicos de un proyecto de modernización son múltiples. Además de la extensión de vida útil, que es el beneficio más evidente, un proyecto de modernización puede permitir: el incremento de capacidad de generación, el aumento de la energía generada por mayor eficiencia y disponibilidad de la central, mejora en la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico (reducción de la duración y frecuencia de cortes), reducción de costos de operación y mantenimiento, y reducción de la intensidad de emisiones de carbono de la red. Estos beneficios en muchos casos pueden monetizarse, y convertirse en ingresos financieros, o en beneficios económicos cuantificables para la sociedad. Existen otros beneficios que, aunque no son directamente monetizables, deben también considerarse en una evaluación, como ser: el incremento de capacidad de energía renovable y la integración de energía renovable variable en los sistemas eléctricos del país, abordar el legado social y ambiental, acceso mejorado al suministro de electricidad, acción de mitigación de cambio climático, adaptación y resiliencia climática, desarrollo local productivo y alineamiento con los objetivos climáticos y de sostenibilidad.

A pesar de todos estos beneficios, **la modernización de centrales hidroeléctricas tiene barreras para su desarrollo, entre las que se encuentran:** marcos regulatorios obsoletos, capacidad institucional inadecuada, términos y tiempo de la concesión de las centrales hidroeléctricas, conflictos entre los usos competitivos del recurso hídrico, mercados que no valoran los servicios auxiliares, y falta de recursos financieros.



Abordar y resolver estas barreras para impulsar la modernización en América Latina y el Caribe requerirá de la participación de todos los agentes del sector hidroeléctrico tanto planificadores, reguladores, hacedores de políticas, financiadores públicos y privados, así como los operadores hidroeléctricos.

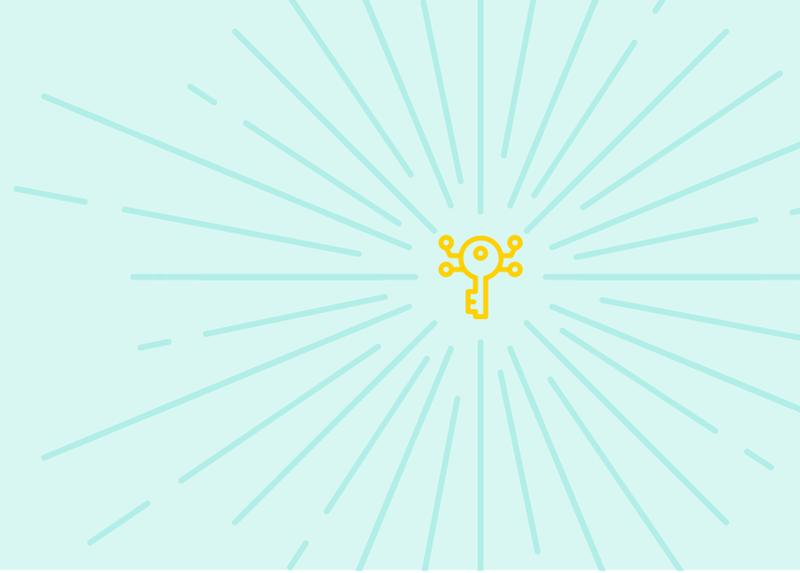
Los entes de planificación pueden contribuir a mejorar la definición de los objetivos de los proyectos de modernización a través de evaluaciones de las necesidades de los futuros sistemas energéticos y de agua. Los estudios de planificación de los sistemas eléctricos de un país deben incluir la estimación de potencial a modernizar, incluyendo la cuantificación de las necesidades de inversión en el sistema, a fin de gestionar el financiamiento oportunamente para estas intervenciones. Al mismo tiempo, los reguladores del sector eléctrico deben generar marcos regulatorios para valorar de forma adecuada la flexibilidad y almacenamiento que las centrales hidroeléctricas, y otras tecnologías, pueden proveer en un sistema con mayor variabilidad, como será el sistema eléctrico del futuro. Un marco regulatorio adecuado puede ser el

principal catalizador de proyectos de modernización. Adicionalmente, la coordinación entre los entes reguladores del sector eléctrico y reguladores del recurso hídrico es clave, y tiene un papel fundamental para incentivar la modernización dentro de las concesiones, simplificar la burocracia de los permisos ambientales, y proveer directrices en la seguridad de presas.

Los organismos multilaterales de desarrollo, además de financiación, pueden dar apoyo técnico y capacitación y facilitar el acceso a fondos climáticos para el financiamiento de los proyectos. A medida que el mercado financiero evoluciona en la región, la emisión de bonos de sostenibilidad, bonos verdes y bonos climáticos puede emplearse como una de las fuentes para el financiamiento para los proyectos de modernización.

Finalmente, **los operadores y propietarios son los principales actores, y su rol es esencial,** comenzando por la adecuada gestión de los activos, y la recopilación y documentación de información de la operación y mantenimiento de las centrales (durante toda su vida útil), para facilitar la identificación de necesidades de modernización. Durante los proyectos de modernización, los operadores deben implementar procesos proactivamente, para optimizar el resultado en términos de transferencia de conocimientos, y garantizar la reducción de costos del proyecto, en términos de los tiempos de parada de la central. Los proyectos de modernización también brindan una gran oportunidad para mejorar otros procesos en la gestión de la central, como por ejemplo la implementación de mantenimiento predictivo, o automatización, la solución de legados medioambiental y social, además de incorporar consideraciones adicionales como hibridación con energías renovables intermitentes, u otras formas de almacenamiento.

Introducción



El objetivo de esta nota técnica es sensibilizar a los responsables de la toma de decisiones en los ámbitos de planificación, regulación, financiamiento y desarrollo de proyectos sobre los beneficios de la modernización de centrales hidroeléctricas en América Latina y el Caribe (ALC). La nota se suma a un [estudio técnico](#) publicado por el BID en 2020, que identificó el potencial y necesidades de inversión en centrales hidroeléctricas en la región.¹ El estudio estimaba una necesidad de inversión total de USD 33 mil millones para modernizar el parque hidroeléctrico existente en los próximos 10-15 años. Esta necesidad de inversión se incrementaría a medida que el parque hidroeléctrico en la región envejece.

Conseguir los objetivos climáticos y de sostenibilidad requerirá de todos los actores, especialmente el sector privado, a fin de movilizar la inversión necesaria en la próxima década, la década de acción.² Las centrales hidroeléctricas existentes tienen un papel fundamental en la descarbonización de los sistemas eléctricos y adaptación al cambio climático. Por ello, los entes públicos reguladores y de planeamiento deben impulsar y favorecer la extensión de su vida útil y su modernización, reconociendo y creando incentivos para retribuir los beneficios que esta infraestructura otorga al sistema. En el caso específico de ALC, la modernización del parque hidroeléctrico existente es aún más urgente, dada la alta contribución de la hidroelectricidad al suministro eléctrico y a la seguridad energética regional.

La nota presenta cuáles son los principales motivos que impulsan la modernización, además de la evidente necesidad de extensión de vida útil, e incluyendo los nuevos requerimientos de los sistemas eléctricos con alta participación de

energías renovables variables. La nota desglosa los beneficios de la modernización de las centrales hidroeléctricas, considerando los cambios que se deben llevar a cabo para cumplir los objetivos climáticos y de sostenibilidad. Si bien los beneficios que pueden monetizarse son los que hacen viables el proyecto, dado un marco regulatorio adecuado, existen también beneficios no monetizables que tienen una contribución socioeconómica muy importante, y deben considerarse en la evaluación de los proyectos.

El planteamiento de la modernización de una central hidroeléctrica abre la oportunidad a intervenciones mayores. Por ejemplo, la digitalización de la central, o las posibilidades de adicionar instalaciones de bombeo para almacenamiento o instalaciones flotantes de energía solar. Por otro lado, conociendo que el régimen hidrológico está sujeto a los cambios climáticos, se debe investigar, evaluar y tomar medidas para incrementar la resiliencia, a través de una mejor gestión de sedimentos y seguridad de presas. Así también, la modernización es una oportunidad para resolver los pasivos medioambientales y sociales.

A pesar de los beneficios identificados para los proyectos de modernización, existen aspectos regulatorios, técnicos, institucionales y financieros que impiden su implementación, y que resultan obsoletos en los nuevos contextos de la red eléctrica. Por ello, **la nota técnica identifica estas barreras, y propone lineamientos para poder facilitar y apoyar la modernización de las centrales en la región.** La nota concluye con recomendaciones a los diferentes grupos de interés para mejor comprender el alcance de las necesidades de los sistemas, de las propias centrales hidroeléctricas y oportunidades, además de superar las barreras expuestas.



Contexto en América Latina y el Caribe



Contexto en América Latina y el Caribe



La Agencia Internacional de la Energía Renovable (IRENA por sus siglas en inglés) estima que, **para mantener una temperatura por debajo de los 2°C en 2050, casi dos tercios de la electricidad mundial provendrá de energía solar y eólica**, considerando un escenario de transición energética y desarrollo de tecnologías renovables, eficiencia energética y electrificación. Para ello, la capacidad eólica instalada será superior a 6.000 GW, a nivel global, y la capacidad solar de más de 8.500 GW, mientras que la energía hidroeléctrica duplicará su capacidad actual de 1.330 GW hasta llegar a los 2.500 GW.³ La energía solar y eólica crecerían exponencialmente, y como resultado, la capacidad hidroeléctrica supondría apenas un 13% de las energías renovables, comparado al 60% actual.⁴

Al 2020, la energía hidroeléctrica es la principal fuente renovable en ALC. Si se consideran las tres fuentes renovables principales (hidroeléctrica, solar y eólica), la hidroelectricidad supone el 78%. Al 2030, se estima que la participación de la energía hidroeléctrica supondrá aún más de la mitad de la capacidad de energía renovable, pero su participación relativa caería a un tercio en el 2050, dado el crecimiento eólico y solar. La capacidad hidroeléctrica continuará creciendo, y se instalarían cerca de 50 GW al 2050 (un incremento de cerca de 24% desde 2020), según estimaciones de la International Hydropower Association.⁶ En la [Figura 1](#) se puede ver **la reducción en la participación relativa de la hidroelectricidad, en comparación con las otras dos energías renovables más importantes, solar y eólica.**

Si bien se espera que la hidroelectricidad no crecerá al mismo ritmo que otras fuentes renovables en la matriz, aún tendrá un rol preponderante. **El rol de la energía hidroeléctrica tendrá un cambio cualitativo en las próximas décadas, apoyando la integración de la capacidad renovable variable (solar y eólica) a las redes.** Aunque seguirá proporcionando electricidad de carga base de bajo costo, la energía hidroeléctrica se valorará cada vez más por sus servicios auxiliares de flexibilidad y su capacidad de almacenamiento de energía para dar confiabilidad a los sistemas eléctricos.

La edad del parque hidroeléctrico en la región es relativamente joven, la mitad de la capacidad (104 GW) supera los 30 años y un tercio (62 GW) supera los 40 años, comparado con **la media mundial donde la mitad de la capacidad supera**

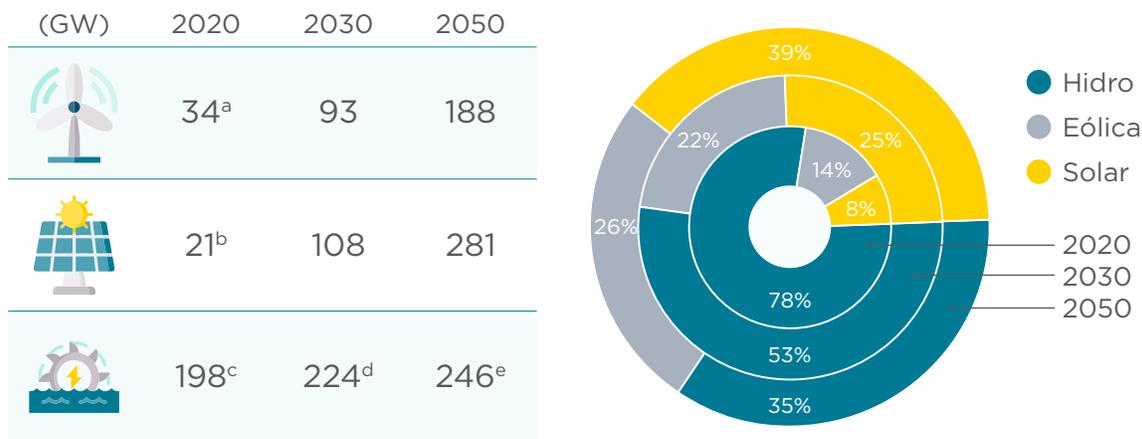


Históricamente, ALC ha sido líder mundial en generación hidroeléctrica. La región tiene la mayor participación de energía hidroeléctrica sobre la generación total de electricidad, con un porcentaje que se ha mantenido por encima del 45% durante las últimas 5 décadas.⁵

El elevado porcentaje de capacidad hidroeléctrica en la matriz eléctrica en ALC es un aspecto positivo, que potencia el futuro de la transición energética hacia energías renovables por los servicios de control de frecuencia y voltaje de la red eléctrica que las hidroeléctricas brindan, y que habilitan mayor participación de energías intermitentes.



FIGURA 1. Porcentaje de capacidad instalada y estimada de eólica, solar y energía hidroeléctrica para 2030 y 2050 en ALC



Fuente: elaboración propia con datos de IRENA, IHA y Statista.

Notes: a. Statista (access 2021). Energy & Environment. Wind Energy in Latin America – Statistics & Facts. <https://www.statista.com/topics/8153/wind-power-in-latin-america/> b. Statista (access 2021). Energy & Environment. Solar Energy in Latin America – Statistics & Facts. <https://www.statista.com/topics/7780/solar-power-in-latin-america/> c. IHA (2021). Hydropower Status Report 2021. International Hydropower Association, London. <https://www.hydropower.org/publications/2021-hydropower-status-report> d. Cálculo del BID de acuerdo con los planes de expansión de los países. e. Cálculo añadiendo a la cifra de capacidad del 2020, la capacidad a futuro de la publicación de International Hydropower Association (IHA) (2021). Hydropower 2050 Identifying the next 850+ GW towards Net Zero.

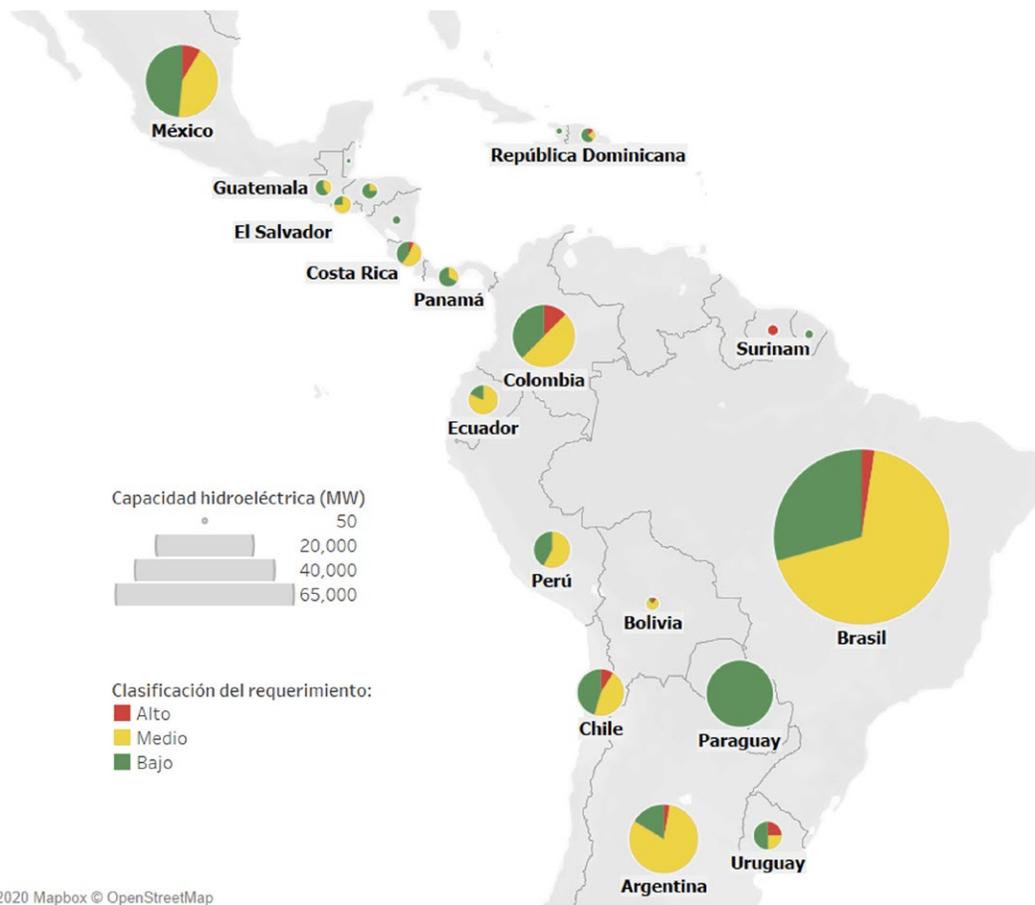
los 40 años.⁷ Un estudio del BID sobre el potencial y las necesidades de inversión en modernización⁸ identificó 15 GW con una alta necesidad de ser modernizados en los próximos 5 años, que corresponden a 18 centrales, mientras que otros 46 GW de 209 centrales podrían requerir inversión para modernizar algunos de sus equipos en los próximos 10-15 años distribuidos como indica la [Figura 2](#). La inversión total para modernizar el parque hidroeléctrico existente en la región en la próxima década se estima en USD 33 mil millones.

La declaración de San José sobre energía hidroeléctrica sostenible,¹⁰ manifiesto final del Congreso Mundial de la Energía Hidroeléctrica 2021, llama a invertir en modernizar el parque hidroeléctrico existente como parte esencial para la transición energética global además de reconocer y compensar los servicios de flexibilidad, fiabilidad y de almacenamiento.

Además del desarrollo sostenible de capacidad adicional en las próximas décadas, cumpliendo los más altos estándares ambientales y sociales, es importante que la región de ALC **enfoque los esfuerzos en mantener y mejorar los activos hidroeléctricos ya existentes**. Solo en Brasil, la modernización de su parque hidroeléctrico podría suponer una ganancia de capacidad adicional de 11 GW.¹¹ La modernización es una oportunidad de renovar y actualizar las centrales a las nuevas condiciones requeridas por los gestores de los sistemas eléctricos, además de **extender su vida útil, asegurar su seguridad y optimizar sus beneficios**. Nueva legislación y regulación sería clave para incentivar y acelerar la modernización del parque hidroeléctrico existente, dando señales claras a los inversionistas sobre la necesidad y beneficios de estos proyectos.



FIGURA 2. Clasificación del requerimiento de modernización de la capacidad hidroeléctrica instalada por país



Fuente: BID⁹





Justificación de la modernización



Justificación de la modernización



El término “modernización” se utiliza en este trabajo como el término general para todo tipo de rehabilitación, renovación, modernización, actualización, automatización o digitalización, que se realiza en los sistemas, equipos e infraestructura civil de un complejo hidroeléctrico.

La razón más usual para un proyecto de modernización es la extensión de la vida útil de una central mediante la sustitución de equipos que ya están obsoletos por equipos de nueva generación, y/o intervenciones en las obras civiles para repararlas. Esta necesidad se identifica normalmente por un incremento en la indisponibilidad de la central, mayores tiempos de paradas, y/o mayores costos de mantenimiento¹², como se explica en la siguiente sección de la nota. En este caso la intervención permite que la central retorne a sus condiciones óptimas de funcionamiento (en términos de eficiencia, y disponibilidad), incluso con algunas ganancias en términos de eficiencia (debidas a mejores diseños, y materiales, y/o sistemas digitales). Estos proyectos de modernización ofrecen oportunidades de intervenciones integrales, como se discutirá más tarde en esta sección.

No obstante, existen otras razones por las cuales se puede acometer un proyecto de modernización, incluso antes de que una central o sus componentes hayan cumplido su vida útil, incluyendo:

- ⦿ Adecuar la central a nuevas demandas de los sistemas eléctricos (en términos de necesidad de flexibilidad, y necesidad de manejo de variabilidad).

- ⦿ Cambio en el régimen de operación de la central, por ejemplo, cambiando de generación de base, a generación de punta.
- ⦿ Mejorar aspectos de seguridad, en términos de manejo de la central, la presa, o automatización.
- ⦿ Cambios en la hidrología, debidos a cambios en el uso de agua, o variaciones climatológicas.
- ⦿ Incremento de demanda, que requiera de un incremento de potencia de la central.
- ⦿ Cambios regulatorios (que brindan oportunidades de nuevas fuentes de ingreso y/o servicios)

Entre estos puntos, y dentro del contexto del sector energético de ALC, **tres tendencias merecen una discusión más amplia con relación a la modernización de centrales hidroeléctricas:**

1. El incremento de las fuentes de energías renovables variables
2. El impacto del cambio climático en la generación hidroeléctrica
3. La revolución digital.

La creciente penetración de energías renovables variables en los sistemas eléctricos ha generado que, en muchos casos, las centrales hidroeléctricas sean las encargadas de proveer de servicios auxiliares esenciales para mantener la confiabilidad de la red, tales como la regulación de voltaje, frecuencia primaria y secundaria y márgenes de reserva. Este cambio hace que **muchas plantas hidroeléctricas no estén operando para el papel para el que fueron diseñadas**, con un régimen de operación más variable y fuera de su punto



óptimo de eficiencia de diseño. En estas circunstancias los equipos electromecánicos tienen un desgaste más acelerado, pierden la eficiencia debido a la operación de baja carga, se reduce el aislamiento del bobinado de estatores a causa de la generación de energía reactiva y se dañan las tuberías de descarga por funcionar fuera de los límites recomendados. Un proyecto de modernización en este contexto debe reevaluar el equipo necesario para las nuevas condiciones operativas, e incluso considerar un rediseño en las turbinas, que pueden requerir una nueva curva de eficiencia.

Con relación al cambio climático, es evidente que en muchas cuencas las centrales deberán operar en condiciones diferentes a las que fueron diseñadas. Por ello, **la modernización deberá incluir un análisis detallado de escenarios de hidrología, a fin de que el diseño sea robusto frente a la incertidumbre que la hidrología plantee.** Asimismo, la modernización ofrece la oportunidad para introducir nuevas tecnologías de medición, monitoreo y pronóstico en la cuenca para mejorar las operaciones. Es imperativo implementar tecnologías para la predicción de caudal dada la incertidumbre añadida por el cambio climático. Los pronósticos de caudales futuros no se pueden basar en datos históricos ya que el cambio climático va a alterar los patrones de precipitaciones. Se espera mayor variabilidad en los flujos hidrológicos con crecidas máximas mayores a las del diseño original y con sequías más pronunciadas. En cuencas con glaciares se esperan mayores caudales por el deshielo de los glaciares, pero una reducción del caudal en el largo plazo por la desaparición de estos. La retirada de los glaciares puede crear riesgos de seguridad para las centrales hidroeléctricas por los desbordamientos repentinos de los lagos glaciales que se formen.

Por lo tanto, **tecnologías que posibiliten un mejor entendimiento y pronóstico de los procesos hidrológicos son fundamentales para las operaciones de los embalses.** Se hace también necesario, revisar y actualizar los planes de seguridad de presas según la información y las proyecciones de los caudales por el cambio climático, y los planes de alerta temprana y de acción de emergencia ante potenciales eventos extremos y riesgos de inundación. A su vez, los embalses hidroeléctricos son claves para proveer servicios de adaptación climática en los sistemas de agua y energía, tanto para el control de inundaciones como gestión de sequías, así como generación pico y auxiliar de energía eléctrica en sistemas energéticos descarbonizados. Para servir a la adaptación climática, se debe asegurar la resiliencia climática de las propias

infraestructuras civiles y operaciones, siguiendo metodologías robustas como la que presenta la Guía de Resiliencia Climática para el sector Hidroeléctrico.¹³

Por otro lado, **la revolución digital abre un sinnúmero de oportunidades en los proyectos de modernización, tal como se discute extensamente en una publicación del BID.**¹⁴ La digitalización más básica contempla la sustitución de sistema de control analógicos o electromecánicos por sistemas digitales, que permite incrementar la eficiencia y seguridad de la operación. Este es ya un elemento básico de cualquier proyecto de modernización. No obstante, las oportunidades van más allá, llegando incluso al desarrollo de gemelos digitales de las centrales, que permiten optimizar la operación y mantenimiento (O&M) de las centrales en tiempo real, coordinando con mediciones y proyecciones de hidrología y otras variables relevantes de los sistemas. El monitoreo de la condición de los elementos de la central, en tiempo real, permite el mantenimiento predictivo e inteligente, reduciendo tiempos de parada, y costos de mantenimiento. Un punto adicional de las nuevas tecnologías digitales es que éstas pueden facilitar el despliegue de otras tecnologías, por ejemplo proyectos híbridos con paneles solares fotovoltaicos flotantes en los embalses hidroeléctricos, o sistemas de almacenamiento con baterías que permiten amortiguar las variaciones, y alargar la vida útil de las turbinas.



Un proyecto de modernización debe comenzar con una planificación temprana, con una visión holística de todo el complejo hidroeléctrico y un equipo integrado por todas las partes interesadas, para evitar imprevistos que puedan causar atrasos y pérdidas de ingresos por falta del servicio.

Debe considerarse que todo proyecto de modernización es una oportunidad para ir más allá del mero reemplazo de componentes, y debe contemplar todas las potenciales optimizaciones en el complejo, aprovechando el tiempo de parada. Un proceso de análisis estructurado permite evaluar la modernización de una manera más estratégica en cuanto, por ejemplo, al rol presente y futuro de la central, la flexibilidad operativa requerida, el enmarque con otros usos competitivos del agua, y la oportunidad de optimizar la operación y el mantenimiento de la central mediante su digitalización.



A pesar de todas las oportunidades identificadas, los objetivos de un proyecto de modernización están normalmente determinados y limitados por los ingresos e incentivos que el marco regulatorio otorgue a las centrales, una vez modernizadas.

Por ejemplo, en países donde los incrementos de capacidad (repotenciamiento) no son reconocidas en los flujos de ingreso (por ejemplo, se paga solo generación de energía, y no capacidad), los proyectos de modernización normalmente se limitan a mantener la capacidad existente. De la misma forma, en países donde no existen mercados de

servicios auxiliares (por ejemplo, manejo de frecuencia), existen menores incentivos para que una central pueda incorporar sistemas digitales que le otorguen la flexibilidad necesaria para proveer estos servicios. Por ello, trabajar hacia la modernización de centrales hidroeléctricas en ALC involucra también a las entidades reguladoras, que deben evaluar las nuevas necesidades de los sistemas eléctricos, y garantizar que los marcos regulatorios proveen incentivos adecuados a los activos que pueden proveer estos servicios.

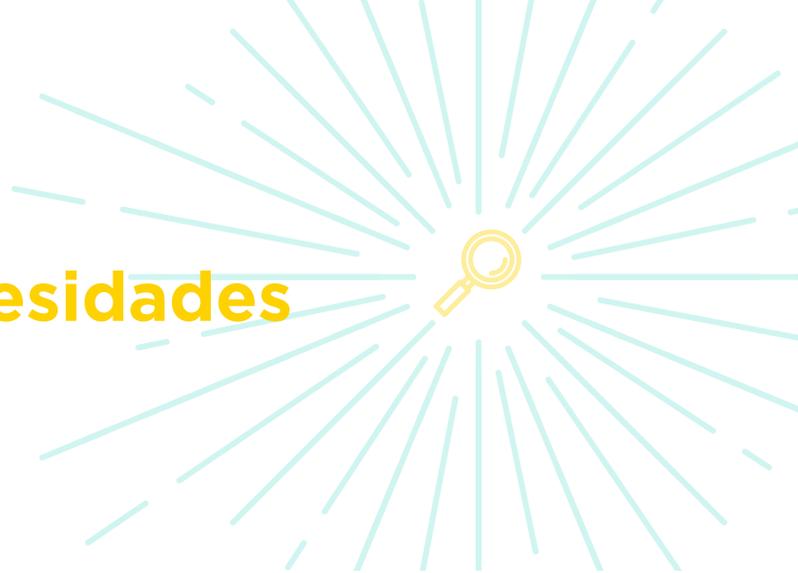




Identificación y priorización de necesidades de modernización



Identificación y priorización de necesidades de modernización



Existen varios factores que pueden determinar la necesidad de modernizar un complejo hidroeléctrico, además del principal que es extender la vida útil.

En cuanto a los equipos turbogeneradores y transformadores, la edad y la probabilidad de falla según la edad y el tipo de unidad da una indicación inicial de cuándo deben de ser renovados. Sin embargo, el envejecimiento de cada equipo depende de varios factores, además de su edad, como ser sus materiales, régimen de operación, mantenimiento, calidad del agua, enfriamiento, entre otros. Sin indicadores de condición más específicos, la operación y el mantenimiento no serán óptimos, resultando en un mayor presupuesto de mantenimiento (sin necesidad), o, por lo contrario, tomando riesgos innecesarios y resultando en la falla de los equipos.

Por lo tanto, se deben implementar estrategias efectivas y duraderas para optimizar la operación y mejorar el mantenimiento para conseguir disminuir los costos asociados a estas labores.

El monitoreo del estado de los equipos debe realizarse desde su entrada en operación, a fin de evitar un deterioro prematuro por ausencia de procedimientos adecuados. La digitalización puede ser un elemento fundamental en la mejora de la O&M. Un manual desarrollado por el Banco Mundial¹⁵ propone, a través de ocho pasos, establecer una estrategia de O&M adaptada a los contextos locales. El manual se desarrolló y se benefició de las lecciones aprendidas de seis estudios de caso de América Latina y África.

La mayoría de los fabricantes de los equipos dan soporte y guía a los operadores, pero también se cuenta a nivel internacional con la guía de la Comisión Internacional de Electrotécnica¹⁶ para mejorar el proceso de decisión en cuanto a la renovación

de los equipos. Para ello, el monitoreo de métricas comunes como las fallas programadas y forzadas, la disponibilidad de capacidad ponderando los datos históricos de la planta, y los costos de operaciones y mantenimiento es fundamental. Existen también softwares especializados para estimar la probabilidad de falla de cada equipo, dada su edad, condición, y estado (por ejemplo, HydroAmp).

En algunos países como Brasil la agencia nacional de energía eléctrica emite unos valores límites para los indicadores de paradas programadas y forzadas (Tasa Equivalente de Indisponibilidad Programada y la Tasa Equivalente de Indisponibilidad Forzada Apurada) según la capacidad instalada de la central. En cualquier caso, si los valores del indicador de paradas forzadas están por encima del 2% son preocupantes y por encima del 3% se debe considerar la rehabilitación de la central, así también si el indicador de fallas programadas supera el 6%, o si ambas combinadas exceden el 9%.¹⁷

El análisis económico es la herramienta principal para valorar la modernización, comparar y priorizar entre varios proyectos. Además de los factores ya mencionados sobre los equipos electromecánicos, se tienen en cuenta el precio de la electricidad generada, el coste de parada, o el precio de adquisición de energía más costosa a sustituir de centrales térmicas o importaciones de otros países. Además, durante las evaluaciones económicas es importante hacer análisis de sensibilidad para identificar cuáles son los parámetros que pueden afectar más la rentabilidad del proyecto y cuantificar el impacto que desviaciones en estos factores podrían tener sobre los resultados esperado. Estos pueden ser desde una más baja eficiencia



esperada, paradas, el incremento o reducción del costo de inversión, el factor de planta, precios de combustibles, o costos de O&M.

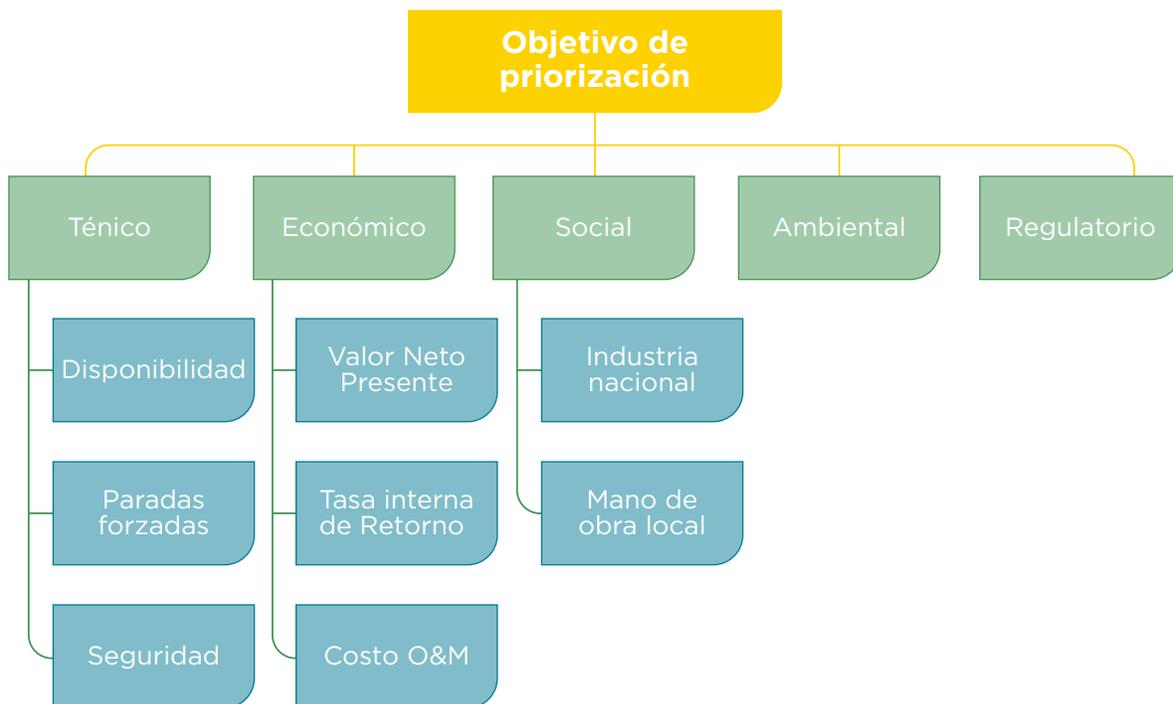
La dificultad del análisis se incrementa si implica evaluar distintos proyectos que tengan propósitos diferentes que no sean comparables entre sí. Ya en el 2004 con el objetivo de impulsar la mejora de presas y plantas hidroeléctricas, el Banco Mundial elaboró un documento marco de toma de decisión para priorizar la financiación de proyectos de modernización. La clasificación final se hacía con un enfoque multicriterio que incluía además de un análisis económico, el nivel de exposición al riesgo, el desempeño social y ambiental, la probabilidad de financiamiento y el tiempo necesario para la implementación.¹⁸ Este tipo de enfoque multicriterio es común en la actualidad, tomando en cuenta aspectos técnicos, regulatorios, económicos y financieros, impactos medioambientales y sociales.¹⁹

Cada criterio principal puede estar conformado por subcriterios y sus indicadores. Por ejemplo, en el análisis multicriterio de la empresa Eletrobras²⁰

mostrado en la **Figura 2**, bajo el criterio técnico se pueden encontrar indicadores de disponibilidad, paradas forzadas y seguridad. El valor presente, la tasa interna de retorno o el coste de mantenimiento son indicadores para el análisis económico. Se incluyen indicadores de los beneficios sociales y medioambientales como el coste estimado de materia y equipamiento adquirido de industria nacional, mano de obra local, o reducción de emisiones de CO₂. Para el análisis multicriterio se asignan diferentes pesos a los criterios según su importancia para la empresa. En este punto es importante capitalizar en el conocimiento de los responsables técnicos de cada área para elegir los subcriterios y pesos para la priorización de los proyectos.

Para la priorización de los proyectos, es importante que el análisis no deje fuera criterios tan importantes como la elegibilidad del proyecto (por indicadores de desempeño de calidad y económicos), los impactos sociales y medioambientales y los aspectos regulatorios.

FIGURA 3. Ejemplo de estructura de criterios y subcriterios para la priorización de potenciales centrales hidroeléctricas sujetas a modernización



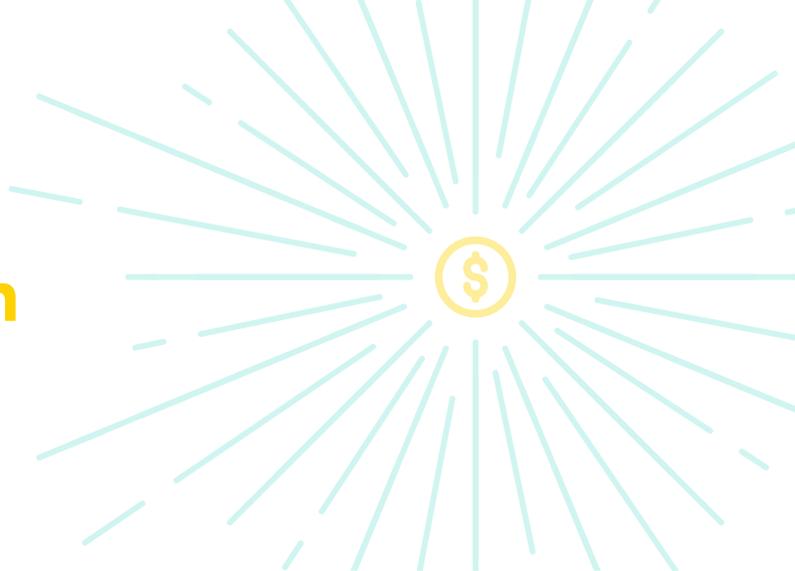
Fuente: basado en el análisis de Eletrobras²¹



Costos y beneficios de la modernización



Costos y beneficios de la modernización



Los costos de un proyecto de modernización se pueden dividir entre costos directos e indirectos.

Los costos directos son aquellos relacionados directamente con la intervención, por ejemplo, estudios, compra de equipos (incluyendo impuestos y seguros), mano de obra, capacitación, compensaciones socioambientales, además del costo de financiamiento. Los costos indirectos se relacionan principalmente con la pérdida de ingresos durante las paradas para la modernización. En el caso de centrales grandes, y de intervenciones que duren varios meses, estos costos no son despreciables, y deben considerarse en cualquier evaluación económica. Una estrategia clave es la coordinación de las paradas con las épocas de menor generación, a fin de minimizar estos costos.

De acuerdo a los costos históricos de modernización de instalaciones eléctricas y electromecánicas de centrales hidroeléctricas en la región, existe una alta correlación lineal entre los costos directos y la capacidad instalada de la central como se muestra en la [Figura 3](#) (con eje logarítmico).²²

También se ha observado que existen economías de escala a la hora de proceder con estas obras de modernización; **es decir, a mayor capacidad instalada (MW) de la central a modernizar menor costo por unidad de generación.** Así las instalaciones electromecánicas pueden ir desde 940 USD/kW para centrales de 100 MW a 250 USD/kW para centrales de 10.000 MW. Lo mismo ocurre con instalaciones eléctricas, pero con un rango mucho menor variando de 100 USD/kW a 20 USD/kW para centrales de 100 MW a 10.000 MW, respectivamente (alrededor del 10% del costo total de las instalaciones electromecánicas).

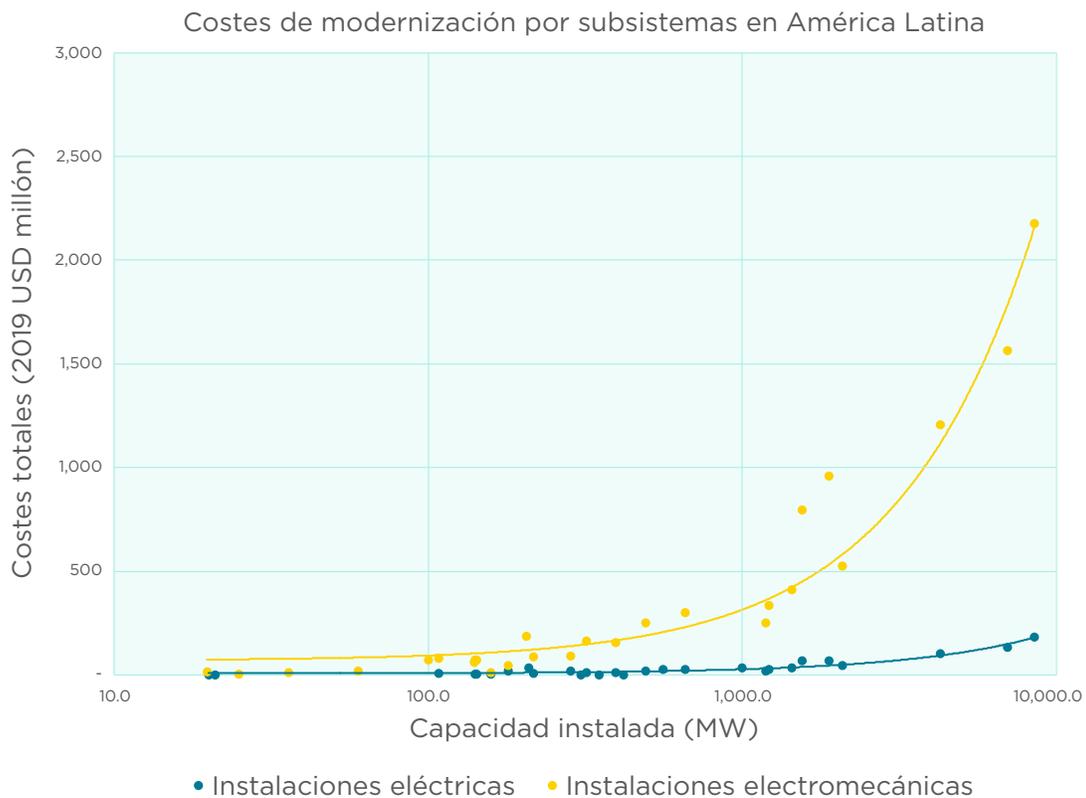
Esta sección recoge los beneficios, tanto monetizables como no monetizables de los procesos de modernización. La información fue recopilada en base las evaluaciones económicas de los proyectos que el BID ha modernizado o ha analizado para su modernización en la región en los últimos 15 años. La [Tabla 1](#) muestran una breve descripción de estos beneficios.^f

f. Cálculos a partir de las funciones de regresión lineales de la gráfica del estudio de modernización del BID.





FIGURA 4. Distribución del costo total (USD 2019) por capacidad instalada para plantas de ALC



Fuente: BID²³



TABLA 1. Lista de beneficios monetizables y no monetizables (1 de 2)^g

Beneficios	Descripción Breve de los Beneficios
Beneficios Monetizables	
Extensión de vida útil e incremento de capacidad (MW)	Capacidad disponible para el sistema a ser remunerada en forma de energía, potencia o por valoración de un servicio.
Incremento generación (MWh) por mayor eficiencia y disponibilidad de la central	Comercialización en el mercado eléctrico de la electricidad generada adicional dada la mayor disponibilidad y aumento de la producción de electricidad gracias a la modernización de los equipos y optimización de las operaciones. Aumento de la energía puesta a disposición en horas pico. Reemplazo de la compra de energía más costosa y potencialmente más contaminante como la térmica en base a combustibles fósiles.
Mejora en la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico (duración y frecuencia de cortes)	Los beneficios se estiman valorando la energía asociada a la reducción de fallas dado el incremento de la confiabilidad. También se podría valorar económicamente la disponibilidad de servicios auxiliares de regulación de voltaje y frecuencia de la red del sistema.
Reducción de costos de operación y mantenimiento	Al modernizar los equipos, se reducen la frecuencia y duración del mantenimiento, y por ende los costos se reducen. Asimismo, el reemplazo de equipos por equipos de mejor diseño/calidad requieren menos insumos de mantenimiento. Con una adecuada capacitación y/o incorporación de nuevas tecnologías también se pueden optimizar los trabajos de O&M y por lo tanto reducir su coste. La sustitución de sistemas y equipos, y la digitalización, reducen los costos de operación.
Mitigación de cambio climático	Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero indirectamente por desplazamiento de fuentes de energía basadas en combustión de combustibles fósiles y al facilitar la descarbonización del sistema con ERV, lo que permite acceso a financiación climática o fondos verdes.
Beneficios No Monetizables	
Incremento de capacidad de energía renovable	La mejora en la capacidad hidroeléctrica adiciona capacidad renovable al sistema consiguiendo matrices energéticas más limpias.
Penetración de Energía Renovable Variable (ERV)	Los servicios adicionales de la energía hidroeléctrica hacen viable la integración de mayor cantidad de ERV en el sistema.

g. Beneficios monetizables se refieren a aquellos que pueden convertirse a un valor monetario en una evaluación económica. No necesariamente se refieren a ingresos financieros por parte del desarrollador del proyecto. Beneficios no monetizables son aquellos cuya cuantificación en términos monetarios es difícil o no imposible.





TABLA 1. Lista de beneficios monetizables y no monetizables (2 de 2)

Beneficios	Descripción Breve de los Beneficios
Beneficios No Monetizables	
Abordar el legado social y ambiental	Los proyectos de modernización permiten a las empresas resolver temas ambientales y sociales que no se consideraron al momento de la construcción, disminuyendo el impacto ambiental y social de la central.
Acceso mejorado al suministro de electricidad	Repercute en la mejora de la calidad de vida de las personas, y para las mujeres beneficiarias pueden suponer una repercusión mayor en su desarrollo.
Mejora de la gestión ambiental y social	Con la implementación de planes ambientales y sociales mejorados. Empleo de mano de obra local y contratistas de equipos nacionales.
Equidad de género	Implementación de estrategias y planes de equidad de género y diversidad a nivel de la central y/o corporativo.
Adaptación y resiliencia climática	Mejora en los servicios de control de inundaciones y mitigación de sequías.
Desarrollo local productivo	Repercusión en el desarrollo local de turismo y actividades productivas en las zonas de afección. Promoción de mano de obra local durante el proyecto de modernización.
Alineamiento con los objetivos climáticos y de sostenibilidad	La modernización contribuye a los ODS 7, 9 y 13

Beneficios monetizables



Los beneficios monetizables de la modernización de una central hidroeléctrica son varios, e interrelacionados entre ellos. **Estos beneficios monetizables nacen de cuatro resultados claves de un proyecto de modernización:**

1. La extensión de la vida útil de la central (más años de generación).
2. Mayor eficiencia de la central (más energía generada con la misma cantidad de agua).

3. Mayor disponibilidad de la central (menores tiempos de parada, por lo que existe mayor energía generada).
4. Menores costos de operación y mantenimiento (menores tiempos de parada, mantenimiento menos frecuentes y más cortos).

Siendo la energía hidroeléctrica una de las energías más rentables y altamente competitiva con una media de 6 céntimos de USD/kWh en ALC,²⁴ la **extensión de la vida útil** es uno de los beneficios principales siendo que las grandes inversiones en



infraestructura civil ya están realizadas. En este caso, el beneficio está dado por la energía adicional que podrá comercializarse durante la vida útil extendida de la central, y otros servicios auxiliares, de existir el mercado (energía reactiva, manejo de frecuencia, etc.).



La renovación de los equipos electromecánicos además de extender la vida útil puede aprovechar la incorporación de tecnologías más eficientes.

El reemplazo de los equipos turbogeneradores por unos de **mayor eficiencia** permite generar mayor energía con la misma cantidad de agua (asumiendo que todos los demás elementos no cambiaron). El potencial de incremento de eficiencia depende de la edad de los componentes, cuáles componentes se renueven y si se reemplazan por otros más modernos como se muestra en las tablas del Anexo A. Por ejemplo, la eficiencia de la turbina puede incrementarse hasta un 3% (turbina de 50 años) si se reemplaza por una más moderna, lo que repercutiría en el mismo incremento de capacidad.²⁵ En el caso de un conjunto turbina-generador, el incremento se estima entre 0,5% a 0,8% de eficiencia por década de antigüedad²⁶. Para verificar el incremento de eficiencia, se deben hacer ensayos de eficiencia y mediciones antes y después de la modernización de las unidades. Un reciente estudio europeo estima que la eficiencia general podría alcanzar 6.3% teóricamente si se modernizan todos los componentes asociados. Sin embargo, no todas las contribuciones son efectivas al mismo tiempo por lo que es más realista considerar una mejora de eficiencia general de 5.5% si los equipos a renovar tienen entre 40 y 50 años.²⁷

Por otro lado, **el aumento de la disponibilidad** se refiere a que el operador puede contar con la central por más horas durante el año. Este incremento de disponibilidad se debe a la instalación de equipos nuevos, con mayor confiabilidad, que tendrán menores tasas de fallas, con mantenimientos (programados y no programados) más cortos. Asimismo, la digitalización de la central puede permitir el mantenimiento predictivo de la central, permitiendo programar las horas de indisponibilidad de la central cuando esta no se requiere en el sistema. El incremento de disponibilidad repercute, a su vez, en dos beneficios monetizables. Por un

lado, la disponibilidad adicional redundará en mayor generación (MWh) que puede ser comercializada, y desplaza otras fuentes de generación en la red que pueden ser más costosas. Por otro lado, la central puede estar disponible en horas pico, lo que significa un potencial beneficio económico por un mayor precio marginal de la electricidad al estar disponible en horas de máxima demanda (horas pico).

El valor económico del aumento de generación, o más bien, el valor económico de la generación perdida si no se realizase la modernización, es uno de los beneficios más directos. Si no se modernizase la central hidroeléctrica, su generación tendría que ser sustituida por fuentes energéticas más caras y contaminante (ej. plantas térmicas). En el análisis económico se deben tener en cuenta los precios internacionales de combustibles fósiles para la generación con plantas térmicas como alternativa a la modernización ya que estas pueden sustituir la generación firme provista por las centrales hidroeléctricas y no así las energías renovables variables.

El incremento de confiabilidad, la reducción de fallas y de los mantenimientos repercute también en **los costos de operación y mantenimiento**, valorados usualmente por unidad generada (USD/MWh). El impacto en los costos de mantenimiento viene de dos factores: (i) la disponibilidad adicional (que incrementa los MWh generados); (ii) la reducción de fallas y paradas programadas y no programadas (que disminuyen los USD gastados en mantenimiento). La utilización de sistemas digitales (en lugar de analógicos), el uso de mejores materiales, y el mantenimiento predictivo, son elementos que también ayudan a reducir los costos de mantenimiento. De la misma forma, los costos de operación se ven afectados positivamente por la mayor disponibilidad (mayores horas de generación) de la central. Adicionalmente, se puede reducir costos de operación también a través de la digitalización. Con la automatización (por ejemplo, instalación del sistema SCADA) de los grupos turbogeneradores, la eficiencia operativa puede acrecentarse en otro 1%.²⁸ Acciones de limpieza, protección y reemplazamiento de las rejillas de las bocatomas de agua también pueden mejorar la eficiencia operativa en otro 1% aumentando el factor de carga.²⁹ Según estimaciones de IEA, el ahorro en los costos de O&M podría suponer el 5% de los costos anuales de generación de electricidad con el despliegue de tecnologías digitales.





El incremento de disponibilidad de la central puede impactar en la mejora de la confiabilidad del sistema de suministro de energía eléctrica.

En este caso, el beneficio debe evaluarse desde el punto de vista del sistema eléctrico en el cual la central funciona, identificando si la modernización de la central permitirá reducir la frecuencia y duración de los cortes de energía en este sistema (versus un escenario en que no se moderniza la central). Este puede ser el caso donde existe racionamiento de energía, o donde la central hidroeléctrica es un elemento principal del suministro. Usualmente la energía de corte se valora a un valor superior al de mercado (Energía no Suministrada - ENS), para considerar todo el impacto económico que causan los cortes.

La aceleración de las instalaciones de ERV en los sistemas eléctricos implica un mayor requerimiento de servicios de regulación de voltaje y frecuencia para garantizar la calidad y confiabilidad del sistema. Las centrales hidroeléctricas tienen un rol fundamental en cuanto a estos servicios por lo que el incremento de la potencia instalada de ERV genera una motivación adicional para la modernización de estas centrales. Si bien estos servicios son cuantificables y monetizables no siempre se traducen en una remuneración para el operador del activo ya que depende de los mercados y marcos regulatorios en cada país.



La generación adicional que puede lograrse a través de una mayor vida útil mayor eficiencia y disponibilidad puede también repercutir en beneficios climáticos monetizables.

Por un lado, el incremento de generación hidroeléctrica puede desplazar la generación de fuentes basadas en combustibles fósiles sujetas a un tipo impositivo sobre sus emisiones ej. la generación termoeléctrica. Y puede repercutir en un beneficio económico directo para el operador de la central hidroeléctrica modernizada ya que el incremento de generación reduce la capacidad

contratada y por lo tanto el costo de compra de energía de fuentes de combustibles fósiles. Por otro lado, los proyectos de modernización al aumentar la generación de electricidad disminuirían la intensidad de emisiones de carbono por unidad generada de la central ($\text{gCO}_2\text{e/kWh}$). La reducción de emisiones por debajo de determinados umbrales podría permitir el acceso a financiación climática o fondos verdes, con mejores condiciones para su financiación o refinanciación. Por ejemplo, el criterio sobre mitigación de Climate Bonds Initiative para proyectos hidroeléctricos es que, si estos han sido construidos o modernizados antes del 2020, sus emisiones deben de ser menores a $100 \text{ gCO}_2\text{e/kWh}$, pero si por el contrario los proyectos han sido construidos o modernizados después del 2020, la intensidad de emisiones debe estar por debajo de los $50 \text{ gCO}_2\text{e/kWh}$.³⁰

En el futuro, nuevos mercados de carbono e impuestos de carbono en la región podrían incentivar la reducción de la huella de carbono absoluta de los proyectos hidroeléctricos y retribuir beneficios económicos a través de la venta de créditos de carbono o la disminución de pago por impuestos por tonelada emitida de carbono equivalente.

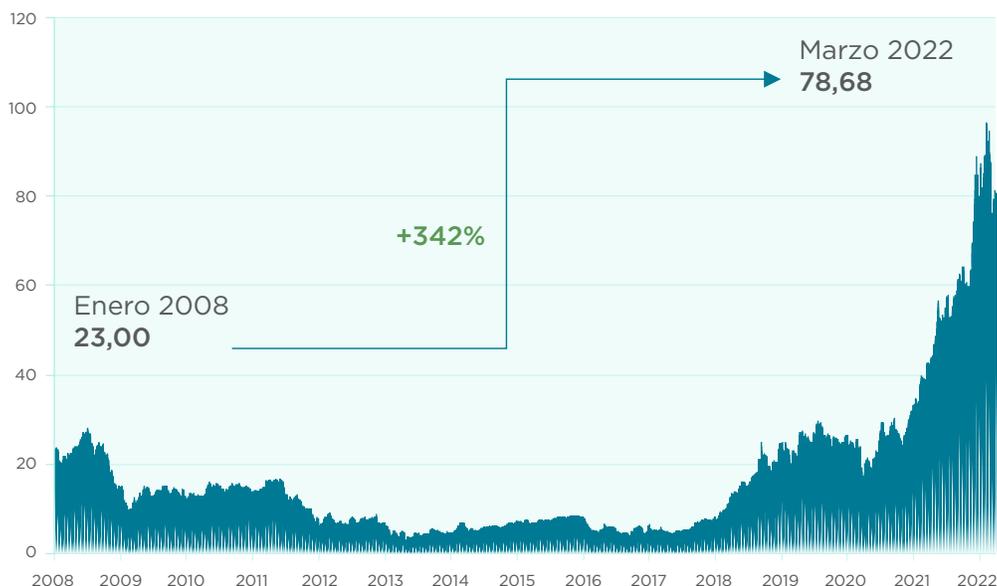
Aunque todavía no es el caso en ALC, por ejemplo, en Europa existen dos tipos principales de fijación del precio del carbono: el mercado de carbono y los impuestos al carbono. En el mercado de carbono, se pueden comprar o vender derechos de emisión o créditos de carbono según el caso. En los últimos años, como se ve en la [Figura 4](#) el precio de carbono en Europa ha tenido una fuerte escalada, superando los USD 90 por tonelada de CO_2 en enero del 2022. La mejora en el turbinado gracias a los nuevos equipos, nuevas normas operativas que reducen las emisiones por difusión de carbono o niveles de toma diferentes para reducir la desgasificación de metano aguas abajo y actividades de remoción de sedimentos en el embalse y captura del metano, contribuyen a reducir la huella absoluta de carbono de los complejos hidroeléctricos.

Un aspecto final que puede evaluarse como un beneficio monetizable es la eventual **repotenciación** de las unidades y/o la **adición de nuevas unidades**, si las instalaciones lo permiten. La repotenciación permitiría contar con mayor potencia instalada (MW). No obstante, esto no necesariamente repercute en mayor generación (MWh), que está definida principalmente por la disponibilidad de agua, eficiencia de las unidades, y la disponibilidad de la central (ya mencionadas). Entonces, un proyecto





FIGURA 5. Evolución de los precios de derecho de emisión de CO₂ en Europa



Fuente: SendeCO₂ (acceso 2021). Precios CO₂, <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>

de repotenciación podría contar con ingresos adicionales particularmente si el marco regulatorio en el que se inserta permite los pagos por capacidad, o si los MW adicionales pueden traducirse en generación incremental, o aportes en hora pico.

Beneficios no monetizables

Muchos estudios de proyectos de modernización reconocen, pero no cuantifican, los beneficios adicionales por mejoras en la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico asociados al incremento de capacidad y generación en la red debido a la renovación de las unidades. Estas ganancias crean oportunidades en otros ámbitos económicos de la sociedad y no siempre se pueden (o es fácil) traducir en valor monetario. Además, un proyecto de modernización puede fortalecer la capacidad y el manejo empresarial de la empresa operadora, con beneficios que van mucho más allá de la central modernizada. De la misma manera, los proyectos de modernización pueden tener impactos en el área geográfica en la que se insertan, con beneficios socioeconómicos locales.

Con el valor agregado de la flexibilidad y de servicios auxiliares a la red, la energía hidroeléctrica posibilita el desarrollo e integración de energías renovable variable (eólica y solar). Un estudio

demuestra que los beneficios de la hidroeléctrica se estabilizan en torno al 20% de penetración de energía eólica. La hidroelectricidad puede mitigar en un tercio la caída del valor de la energía eólica cuando hay una alta penetración de ésta (hasta el 30%).³¹ Respecto a la energía solar, la mayor preocupación y desafío recae en las fluctuaciones de voltaje, con una participación superior al 20% en sistemas centralizados la sobretensión de las líneas de transmisión es uno de los mayores problemas.³²

El legado social y medioambiental por la creación del proyecto hidroeléctrico debe ser abordado en el proyecto de modernización. Este es uno de los desafíos recurrentes que se mencionan en los programas locales de beneficiarios. En lo que sea posible se debe no solo mitigar cualquier impacto, sino que la modernización puede ser una oportunidad para mejorar las condiciones y crear nuevos beneficios. Se deben implementar mecanismos de resolución de conflictos, y también de una distribución adecuada de los beneficios a nivel local siguiendo, las buenas prácticas internacionales para una implementación de éxito.³³ Los beneficios para las poblaciones locales pueden incluir desde servicios públicos de infraestructura, empleo, capacitación, pagos a la comunidad por cuidado del medio ambiente o incrementar la resiliencia climática de la comunidad local.





Un indicador puede ser el **número de personas con acceso mejorado al suministro de electricidad** o con acceso a electricidad debido al incremento en generación y la confiabilidad debido a la modernización de la central hidroeléctrica. Esto particularmente en países donde la cobertura aun no sea elevada, y existan restricciones de suministro. El incremento del acceso requerirá adicionalmente de inversiones en transmisión y distribución. De manera general, se estima normalmente que 1 MW de capacidad firme puede suministrar electricidad a 1000 hogares. Esta cifra depende de los factores de capacidad de la planta, pérdidas de transmisión y distribución, y del consumo final de los hogares. A menor factor de capacidad o mayor consumo, menos personas abastecidas. La ratio para fuentes de energía intermitente como eólica y solar es menor debido al factor de planta, con 1 MW capaz de suministrar alrededor de 350 hogares.³⁴ El número de mujeres beneficiarias por el acceso o la mejora en el suministro de electricidad tiene más repercusiones en la mejora de la calidad de sus vidas, en su desarrollo y la economía local. Y este es posible indicador a incluir en los objetivos de los proyectos de modernización.

Las modernizaciones son además una oportunidad en **tema de género** para promover un cambio en las empresas operadoras de la central y el desarrollo e implementación de planes de acción de género. Se puede promover la participación de más mujeres en las obras mediante la inclusión de pliegos que motiven mayor participación de mujeres. Además, los planes de acción de género pueden incluir la promoción de la participación de más mujeres/niñas en las ciencias, ingenierías y tecnologías mediante programas de educación en las comunidades. La iniciativa del Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP) del Banco Mundial e implementada por la Asociación Internacional de la Energía Hidroeléctrica junto con la Red Global de Mujeres para la Transición Energética (GWNET) buscará formas de promover la igualdad de género en el sector hidroeléctrico y publicará el estudio a finales del año 2022.^h

La búsqueda proactiva para emplear a personas locales apoya el desarrollo local así también la contratación de materiales y equipos de industrias nacionales. También se pueden incluir en este caso indicadores de aspectos de género para aumentar el número de mujeres empleadas tanto directa como indirectamente.³⁵

Como consecuencia de la actualización de los estudios hidrológicos para el proyecto de modernización, las zonas de inundaciones pueden variar y como resultado se puede actualizar los servicios de alerta temprana para **proveer de mejores servicios de adaptación y resiliencia al cambio climático** a las comunidades en la zona de afección de la presa. Para los análisis de costo-beneficio se pueden cuantificar estos servicios, por ejemplo, para el beneficio de control de inundaciones como el costo evitado en la zona de afección. Esto también puede repercutir en otros usos de agua del embalse, como turismo u otras actividades productivas. Un informe del Banco Mundial concluye que el costo adicional de construir resiliencia en los sistemas de energía y agua entre otros es solo el 3% de las necesidades generales de inversión para adaptación, y estima que invertir en infraestructura más resiliente en países de ingresos bajos y medianos rinde un promedio de USD 4 por cada USD 1 invertido.³⁶

La modernización de un complejo hidroeléctrico permite también la **mejora de la gestión de la presa y el embalse**. Durante el estudio del proyecto de modernización pueden realizarse batimetrías, e implementar medidas que permitan la reducción o mejor manejo de los sedimentos (alargando la vida útil del embalse). De la misma forma, se puede evaluar el estado de la presa, mejorar su instrumentación, y gestión de seguridad considerando nuevos escenarios de hidrología. Esto, mejora de la seguridad de presa puede estar sujeta a una evaluación económica, cuantificando los beneficios del incremento de la seguridad de presas y gestión de riesgos.

h. <https://www.hydropower.org/news/new-gender-study-to-explore-womens-employment-in-hydropower>



En las evaluaciones económicas, se debe cuantificar las emisiones evitadas en el caso de modernizar los complejos hidroeléctricos. Aunque este beneficio no sea monetizable (por la inexistencia de mercados de carbono en el país particular u otros motivos), la reducción de emisiones de carbono en los sistemas eléctricos tiene un valor para la sociedad global. La extensión de la vida útil de las centrales hidroeléctricas y el incremento de generación puede desplazar alternativas fuentes de generación basadas en combustibles fósiles como plantas termoeléctricas. Como referencia se pueden tomar los datos de emisiones por tecnología del Quinto Reporte de Evaluación del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC).³⁷ La mediana de emisiones para el ciclo de vida de energía hidroeléctrica es 23 gCO₂e/kWh, mientras que las emisiones de energía basada en carbón o en ciclo combinado de gas son 820 y 490 gCO₂e/kWh respectivamente. Un reciente estudio usando el G-res toolⁱ encontró que la mediana de las emisiones de ciclo de vida de la energía hidroeléctrica son 24 gCO₂e/kWh similar al dado por el IPCC, sin embargo, el rango de emisiones puede variar desde -922 gCO₂e/kWh hasta 4295 gCO₂e/kWh, lo cual refleja la importancia de las estimaciones previas y mediciones y monitoreo de los proyectos hidroeléctricos.³⁸

Finalmente, los proyectos de modernización ayudan a **alcanzar los objetivos y metas climáticos y de sostenibilidad adquiridos a nivel corporativo** e incluso a nivel gubernamental. Así los beneficios contribuyen al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) principalmente: ODS 7 Energía asequible y no contaminante ODS 9 Agua, industria, innovación e infraestructura; ODS 13 Acción por el clima. Si bien estos beneficios no pueden cuantificarse, refuerzan el rol que la modernización de hidroeléctricas tiene en el desarrollo sostenible.



i. GHG Reservoir Tool. <https://g-res.hydropower.org/>

j. Por ejemplo, las compañías COPEL, EDP Brasil o AES Brasil ya han validados sus objetivos climáticos en la iniciativa Science Based Target, referencia mundial para validar los objetivos alineados con la ciencia.

[https://sciencebasedtargets.org/companies-taking-action?region=Latin%20America§or=Electric%20Utilities%20and%20Independent%20Power%20Producers%20and%20Energy%20Traders%20\(including%20fossil%2C%20alternative%20and%20nuclear%20energy\)#table](https://sciencebasedtargets.org/companies-taking-action?region=Latin%20America§or=Electric%20Utilities%20and%20Independent%20Power%20Producers%20and%20Energy%20Traders%20(including%20fossil%2C%20alternative%20and%20nuclear%20energy)#table)





Aspectos estratégicos de una modernización



Aspectos estratégicos de una modernización



Esta sección discute en detalle tendencias que están abriendo nuevos ámbitos de trabajo y análisis en los procesos de modernización de hidroeléctricas, incluyendo **la digitalización, el almacenamiento por bombeo, y la hibridación de centrales hidroeléctricas**. También se incluye una discusión sobre aspectos claves que deben ser considerados en un proceso de modernización, ya mencionados antes, como seguridad de presas, resiliencia climática, manejo de sedimentación, gestión de pasivos ambientales y sociales, y coordinación en los usos de agua.

En el contexto de transición energética y cambio climático, la modernización de una central hidroeléctrica debe ir más allá que una simple sustitución de activos, y debe explorar nuevas líneas de trabajo gracias a los avances digitales, prestando atención a aspectos que pueden ser impactados significativamente por el cambio climático, como la seguridad de presas y la sedimentación. Es estratégico garantizar las operaciones a largo plazo y mejorar la sostenibilidad de las centrales hidroeléctricas.

Avances en digitalización

Durante más de dos décadas, los controladores digitales, las comunicaciones basadas en la tecnología de la información y la ingeniería computarizada fueron lo último en tecnología. Pero, estos quedan desactualizados con los **nuevos avances digitales** de siguiente generación, que se basan en sensores inteligentes, el uso de “Big Data” para el mantenimiento predictivo y la realidad virtual o aumentada. La digitalización utilizando tecnologías de última generación permite mejor coordinación de la generación de varios proyectos, la maximización en esquemas en cascada y la optimización en embalses multipropósitos. Además,

la demanda de soluciones para las actividades de operación y mantenimiento sin personal aumenta constantemente, especialmente en países con un elevado precio de la mano de obra para poder reducir gastos. Prerrequisitos para realizar la O&M de forma remota, son la digitalización, los centros de despacho grupal para la operación y potentes soluciones digitales para el mantenimiento predictivo.³⁹ La digitalización es clave en la estrategia a largo plazo de las actividades de O&M y control del gasto, sin embargo, ALC muestra bajos niveles de inversión en esta área, aunque tiene una tendencia creciente.⁴⁰ Los costos de la digitalización pueden variar dependiendo de las soluciones digitales a implementar. Algunas aplicaciones inteligentes de monitoreo pueden ahorrar hasta USD 4.000 por MW anualmente en actividades de mantenimiento y aumentar la confiabilidad hasta en un 1%.⁴¹ Es importante contar con un Plan de Digitalización y avanzar en un proceso de integración tecnológica que permita que todos los sensores y controladores digitales se comuniquen.

Almacenamiento por bombeo

La descarbonización de los sistemas eléctricos requiere de flexibilidad y capacidad de almacenamiento de energía para facilitar la integración y expansión de ERV. Si bien el desarrollo de baterías (químicas) a gran escala para proveer de estos servicios está avanzando a pasos agigantados, la dimensión de la problemática ha puesto la **energía hidráulica** por bombeo en el centro de la conversación internacional como solución para proveer a los sistemas con flexibilidad y capacidad de almacenamiento.⁴² En el caso de ALC, las soluciones de almacenamiento por bombeo son conocidas, aunque su aplicación es casi nula en comparación con otras regiones⁴³. En un proceso de modernización, no se puede desechar la posibilidad de estudiar la



viabilidad de modernizar los embalses existentes mediante la adición de turbinas reversibles o construcción de túneles y centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo.⁴⁴ Incluso se podrían reconvertir explotaciones mineras en embalses de almacenamiento.⁴⁵ De esta manera, no es necesario encontrar nuevos enclaves para el desarrollo de proyectos de bombeo con sus consecuentes impactos sociales y medioambientales. Este tipo de intervenciones suelen ser más costosas que una modernización tradicional (dada la necesidad de obras civiles), por lo que para que sean económicamente atractivas, el mercado de electricidad debe diseñar mecanismos para valorar los servicios prestados por esta tecnología. En el pasado, los estudios de factibilidad hechos concluían en la falta de rentabilidad de este tipo de inversiones. Pero dado el contexto actual de transición energética junto con el impulso en regulaciones energéticas que favorezcan y remuneren adecuadamente la energía hidráulica por bombeo, puede resultar en atractivos proyectos de modernización. El BID ha publicado recientemente una amplia discusión sobre el potencial para centrales de almacenamiento por bombeo, y recomendaciones para su implementación en la región⁴⁶.

Hibridación con otras tecnologías

La combinación de operaciones de una central hidroeléctrica con otros proyectos de energía renovable, es decir, la **hibridación** de la central hidroeléctrica abre una senda nueva de beneficios y nuevos ingresos de generación. Por ejemplo, la implementación de paneles solares flotantes en la superficie de los embalses reduce la evaporación hasta un 70% en la superficie cubierta, lo cual significa un aumento de caudal disponible que puede ser utilizado para generación hidroeléctrica u otros usos. Asimismo, la complementariedad entre la producción solar (en días sin lluvia) y la hidroeléctrica (en días con lluvia) puede mejorar el flujo de ingresos y factor de carga de los activos. Un estudio del parque hidroeléctrico europeo estima que un 10% de superficie cubierta aumenta la generación hidroeléctrica en casi un 0.1%.⁴⁷ Por otro lado, puede explorarse la instalación de baterías químicas, que pueden ayudar a amortiguar las variaciones de demanda y mejorar el funcionamiento de las turbinas y generadores, alargando su vida útil. Finalmente, la producción de hidrógeno verde en una central hidroeléctrica (aprovechando la existencia de agua y energía) puede ser también un factor de análisis en la modernización, dado el interés global por esta forma de energía.

Cambio climático

Las presas y otras obras de infraestructura tienen una vida útil muy superior a la de los componentes electromecánicos (50 años o más) y tienen características específicas dependientes del lugar del aprovechamiento hidráulico. Las obras civiles son el componente más relevante para garantizar la **seguridad de las presas** y su operación, y el análisis de su estado, seguridad y rehabilitación debe ser cuidadosamente estudiado caso por caso. Como fundamento, ICOLD es el referente en guías generales de seguridad de presas⁴⁸ donde el criterio esencial es el considerar los daños potenciales que produciría la presa en caso de rotura, para así clasificar la categoría de riesgo y aplicar criterios de seguridad más o menos exigentes según dicha clasificación. Usualmente, cada país tiene su propia normativa y guías técnicas de seguridad de presas. Los avances tecnológicos, como sensores, ayudan a conocer mejor el estado de la infraestructura. En el estudio, se deben integrar consideraciones ambientales y sociales, y de manera vital consideraciones climáticas por los impactos locales y la incertidumbre adicional de las proyecciones de cambio climático, en particular relacionadas con eventos de precipitación extremo para los cálculos de la avenida máxima probable.

A medida que los años pasan, la **sedimentación** en los embalses puede ser importante y afectar la operación y seguridad de los embalses hidroeléctricos. Si la sedimentación es elevada, se recurre a elevar el nivel mínimo de operaciones como medida inmediata para proteger a los equipos de la abrasión de los sedimentos.⁴⁹ En una modernización, se debe tener en cuenta el estado de la sedimentación y el incremento de sedimentos en el régimen hidrológico debido al cambio climático (eventos más frecuentes de precipitación extrema incrementan la erosión y el flujo de sedimentos) para poder integrar soluciones de gestión de sedimentos, como crear un desvío del río para el paso de sedimentos, crear tomas a diferentes niveles, o rehabilitar las compuertas de desagüe.⁵⁰

La **resiliencia climática** debería ser uno de los puntos centrales de la modernización ya que el cambio climático puede reducir la disponibilidad de agua y la generación de energía hidroeléctrica. El análisis de la Agencia Internacional de la Energía predice una reducción media de 7.5% en el factor de planta para las centrales hidroeléctricas de la región durante los próximos 40 años para un escenario de cambio climático por debajo de 2°C.

En escenarios de incremento de temperatura por encima de 4°C, el factor de planta de media podría verse reducido casi en un 10%.⁵¹ No obstante, es necesario recalcar que los impactos del cambio climático son extremadamente localizados, y no se puede generalizar a todas las cuencas. En algunas cuencas se espera incremento de caudales, mientras que en otra disminución. Mediante cambios estructurales u operativos, se pueden reducir los impactos del cambio climático en la operación de las centrales hidroeléctricas.⁵² Más allá de los impactos en la variabilidad del régimen hidrológico, la región experimentará otros efectos múltiples y simultáneos que multiplicará el impacto del cambio climático (e.g. deforestación, fuegos, etc.). Por ello, se deben considerar expandir las redes hidrometeorológicas, implementar servicios de información climáticos, mejorar la gestión de la cuenca y realizar evaluaciones cumulativas de impactos las cuáles ganan en trascendencia.

Sostenibilidad ambiental y social

Los **impactos medioambientales y sociales** que generaron las centrales hidroeléctricas cuando se ejecutaron pueden ser persistentes en el tiempo y el costo adicional de gestionarles puede afectar el coste de producción de la energía hidroeléctrica. Estos pasivos ambientales y sociales cobran cada vez más importancia en el ámbito social y se convierten en un problema de gestión asumido por el estado en muchas ocasiones por falta de definición de un responsable directo. El impacto que más afectación genera en la etapa de operación es la profusión de micrófitos acuáticas debido a la eutrofización en el embalse lo que afecta la calidad de vida de la población acuática. Igualmente, la retención de sedimento tras la presa que a su vez altera el hábitat, es un impacto que va en aumento a lo largo de los años y debe gestionarse.

La evaluación ambiental del proyecto de modernización, puede ser una oportunidad para incluir un estudio acumulativo de impactos ambientales y establecer pasos para su gestión y mitigación.⁵³ La modernización puede incluir características adicionales para unas operaciones sostenibles. Estas pueden ser tecnologías para mejorar las condiciones ecológicas como aireación en el turbinado, tomas de profundidad variable para gestionar mejor la calidad del agua, compuertas de desagüe, o alteración del régimen para proveer el caudal ambiental.

Aprovechamiento de presas no hidroeléctricas

Un aspecto final, que debe considerarse en un proyecto de modernización, es la oportunidad de añadir una central hidroeléctrica a aquellas infraestructuras (represas, presas o diques) que no tengan instalaciones para producir energía hidroeléctrica. El **reacondicionamiento de presas** para la generación de energía hidroeléctrica puede proporcionar una fuente de ingresos para financiar los esfuerzos de la modernización de la presa o hacer que ésta sea más viable económicamente.⁵⁴ Se puede reacondicionar presas de regulación aguas arriba de centrales hidroeléctricas y operar ambas en complejo hidroeléctrico de cascada.^k Este tipo de análisis también puede realizarse en presas que no estén asociadas a un aprovechamiento hidroeléctrico (de riego, de manejo de inundaciones), mejorando de esta forma el aprovechamiento.

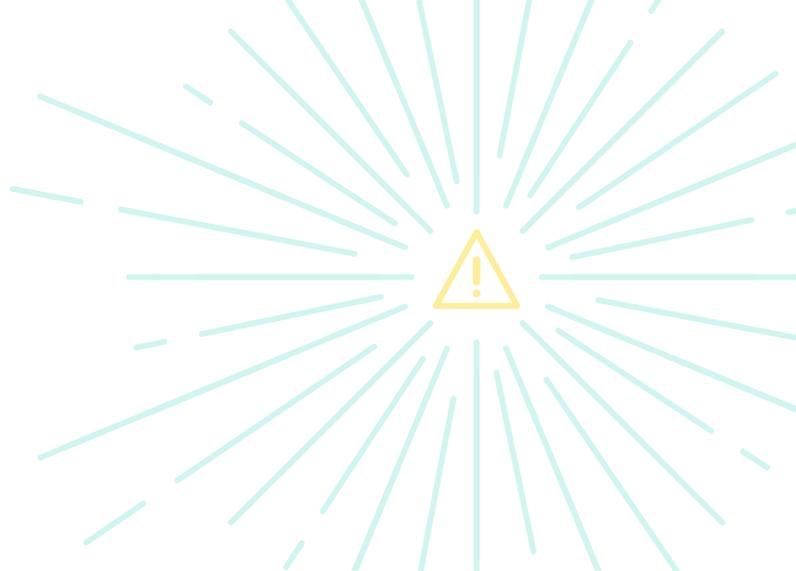
k. Ejemplo de la presa de Yguazú en el complejo hidroeléctrico de Acaray en Paraguay operado por la empresa estatal ANDE.



Riesgos y barreras a la modernización



Riesgos y barreras a la modernización



La modernización de centrales hidroeléctricas tiene múltiples beneficios y en el contexto de descarbonización de los sistemas y de cambio climático, adquiere mayor relevancia y una dimensión más

estratégica. No obstante, existen también riesgos y barreras a considerar al estudiar un proyecto de modernización. La tabla siguiente resume estos riesgos, que se discuten a continuación.

TABLA 2. Riesgos y Barreras



Riesgo/Barrera	Descripción	Acción
Incertidumbre Climática /Hidrológica	Menores caudales, riesgo a la infraestructura.	Análisis de riesgo climático, diseño robusto.
Condición de Obras Civiles	Seguridad de presas, sedimentación, afectan modernización.	Proyectos holísticos de modernización.
Falta de Capacidad Institucional	Mal diagnóstico del estado. Procesos de adquisición complejos. Atrasos.	Realizar diagnósticos. Fortalecimiento operador.
Contratos de Concesión Cerca de su Fin	No se incentiva modernización de activos.	Incluir provisiones de modernización en contratos de concesión.
Competencia por el Uso de Agua	Reducción o imposibilidad de generación.	Generar una gobernanza para el uso de agua.
Diseño de Mercado No Adecuado	No se valora servicios provistos por hidroeléctricas.	Adecuar diseño de mercado para valorar flexibilidad, almacenamiento y potencia firme.
Financiamiento	Insuficiente financiamiento público para modernización.	Atraer sector privado con marco regulatorio adecuado e información.
Calidad del Proyecto	Baja calidad de proyectos dificulta financiamiento. Riesgos financieros de ejecución.	Asistencia técnica. Apoyo con garantías.



Primero, **en un contexto de mayor incertidumbre climática**, es necesario verificar que las modelaciones de riesgo climático no identifiquen riesgos como una drástica reducción media de caudal o cambios en el régimen hidrológico (o una mayor erosión que provoque problemas de gestión de sedimentos como la sedimentación del embalse) tales que amenace la viabilidad del proyecto de modernización. En particular, el diseño y dimensionamiento de un proyecto debe proveer soluciones robustas frente a la incertidumbre. Para ello, será fundamental contar con datos históricos de hidrología, y con proyecciones futuras considerando diversos escenarios de cambio climático.

Segundo, **aunque haya razones para modernizar la central hidroeléctrica**, las condiciones de los embalses asociados, la seguridad de la presa u otras infraestructuras hidráulicas pueden ser una barrera para su modernización. Por ejemplo, haber subestimado la erosión y transporte de sedimentos, un mal estado de la presa, o un mal diseño de las infraestructuras, puede repercutir en que la inversión no sea rentable y la modernización se demore hasta que nuevas soluciones holísticas que incluyan la seguridad de presas o gestión de sedimentos sean propuestas.¹

Por otro lado, **hay ciertos procesos y aspectos** (tanto regulatorios, técnicos, institucionales como financieros) **que están quedando obsoletos** en los nuevos contextos del sector eléctrico y deben ser actualizados para poder facilitar y apoyar la modernización de las centrales en la región. Estas barreras se pueden encontrar a lo largo de toda la implementación del proyecto, desde la planificación hasta la ejecución, como se discute a continuación.

La **falta de capacidad institucional** de parte de operador/propietario en este tipo de proyectos y baja experiencia (reciente) en procesos adquisiciones son una barrera para hacer viable el proyecto. En muchos casos los equipos a cargo de las centrales están familiarizados con su operación y mantenimiento, pero no así con el proceso de adquisiciones a seguir para su modernización. Esto puede impactar en los tiempos de preparación de los pliegos, y en el relacionamiento con los potenciales contratistas. Una segunda barrera que se identifica es que no exista un diagnóstico detallado de la central hidroeléctrica. Esto puede

derivar en riesgos de incertidumbre de la condición del equipo que se trasladan al contratista, que a su vez puede tener como consecuencia modificaciones, paradas, retrasos y sobrecostos en la ejecución del proyecto. Por falta de definición en detalle del alcance, los incumplimientos de contrato, extensiones y sobrecostos se normalizan y pueden crear una percepción negativa de los proyectos de modernización hidroeléctricos.⁵⁵ Como solución, el dueño del proyecto o los financiadores pueden incluir la capacitación del operador/propietario antes de dar comienzo al proyecto en el contrato de financiación, poner mecanismos de control y mejorar los procesos de licitación. También, es recomendable incitar que los operadores o propietarios de la central trabajen desde el inicio con los fabricantes de los equipos para definir los objetivos y las especificaciones de la modernización. Si el alcance del trabajo está claramente delimitado, evitará problemas (ej. retrasos, incurrir costes, etc.) durante la fase de ejecución.⁵⁶

En proyectos operados privadamente a través de concesiones, los términos y tiempo de la concesión pueden ser un factor disuasorio o incentivador para modernizar la central hidroeléctrica.

Para proyectos cerca de finalizar el contrato de concesión, ser capaces de extender la concesión antes de que ésta llegue a su fin puede incrementar las posibilidades de que el proyecto sea modernizado. Conocer de antemano si la concesión se extiende, ayuda a planificar la amortización de la inversión. De igual manera, los términos del contrato de concesión pueden incluir en qué condiciones mínimas de operación y seguridad se debe devolver el activo a su propietario, garantizando de esta manera la modernización del activo.

Con un incremento en la variabilidad hidrológica, es posible que se incrementen los conflictos entre los **usos competitivos del recurso hídrico**, incluyendo el cuidado y protección medioambiental, particularmente en aquellas cuencas sin una gobernanza definida u obsoleta sobre el uso del agua. El reto yace en balancear las necesidades del sector agrícola mayormente – pueden ser también otros usos como el suministro de agua potable, navegación, caudal ecológico o control de inundaciones, etc. – con la conservación y disposición del agua en los embalses para fines hidroeléctricos. Una buena gobernanza del agua ayuda a conocer las restricciones operativas y así prever y

1. Caso de las centrales hidroeléctricas de Ambuklao y Binga (140 MW) en Filipinas. Dada la ausencia de estrategias en la gestión de sedimentos y una subestimación de la deposición, los embalses sufrieron una rápida sedimentación. La implementación de estrategias de gestión de sedimentos fue clave en la modernización para mantener las centrales operativas en el largo plazo.

International Hydropower Association (access 2021). Sediment Management Case Studies. Philippines – Binga. IHA, London. <https://www.hydropower.org/sediment-management-case-studies/philippines-binga>



garantizar la generación hidroeléctrica. La mone-
tización del uso del agua podría implicar una bús-
queda de una mayor eficiencia productiva de las
centrales hidroeléctricas, contribuyendo a incenti-
var la modernización de estas.⁵⁷

Un adecuado **diseño del mercado** para un sistema
con gran participación de fuentes de energía va-
riable valoraría en mayor medida los servicios adi-
cionales de la energía hidroeléctrica, en cuanto a
flexibilidad y almacenamiento. Algunos mercados
en la región ya han mejorado la granularidad de
los tiempos para asignar los precios ajustándolos
a tasas diarias o incluso horarias. De esta mane-
ra, se pueden remunerar ciertos servicios auxilia-
res que se reconocen en este nivel de granulari-
dad temporal, mejorando las señales económicas
para el aprovechamiento de servicios adicionales
relacionado con la flexibilidad, pero también del
suministro firme de energía. Una situación ideal es
que los servicios auxiliares se vendan a precio de
mercado. Se podría tratar de manera diferente la
generación hidroeléctrica durante los períodos de
mayor demanda, horas pico, ya que su coste es
barato.⁵⁸

**La modernización de hidroeléctricas, especial-
mente aquellas con embalses,** se vería incentivada
por un marco regulatorio que tuviera elementos
para reconocer la capacidad, flexibilidad y alma-
cenamiento tanto de energía como de agua. Por
ejemplo, en los países nórdicos se concede una
licencia o un certificado a los proveedores para
garantizar que los servicios auxiliares reciban una
remuneración adecuada.⁵⁹ El marco regulatorio
en Brasil actualmente desfavorece la inversión en
modernización de las centrales hidroeléctricas,
porque la remuneración sigue un mecanismo de
asignación de energía. Este es un mecanismo de
riesgo compartido donde los productores obtie-
nen una fracción de la ganancia de la producción
de energía hidroeléctrica total basada, no en su
generación real, sino en su participación de la ga-
rantía física total. Este mecanismo se implementó
con el objetivo de minimizar los riesgos hidrológi-
cos (que pueden ser exacerbados con el cambio
climático) pero no incentiva la mejora de la efi-
ciencia en cada central hidroeléctrica individual.⁶⁰

**Los gobiernos pueden implementar políticas o
instrumentos para incentivar las energías renova-
bles** y en particular la modernización con tarifas
de precios especiales para renovables, sistemas

de cuotas en los sistemas, o subsidios y medidas
fiscales relacionadas a equipos y servicios de la
cadena de suministro.⁶¹ En el caso específico de
las centrales hidroeléctricas, la creación de merca-
dos de capacidad, o de licitaciones de capacidad,
permitir a las centrales contar con una fuente de
ingresos de mediano o largo plazo que incentiven
una modernización.

**Se deben considerar otras barreras tradicionales
que impactan directamente el análisis económico
del proyecto de modernización.** Estas considera-
ciones pueden incluir la reducción de las ganancias
por la parada para modernizar, exigencias econó-
micas de contratos de entrega, tasas internas de
retorno a negociar con el financiador, inestabilidad
de la moneda, dificultades para encontrar compra-
dor para la nueva generación de energía, inestabi-
lidad en el valor de compra de la energía, o inesta-
bilidad política y regulatoria.⁶²

Raramente un operador cuenta con los **recursos
financieros** suficientes para financiar un proyecto
de modernización de gran magnitud, siendo ne-
cesario obtener financiamiento. Tradicionalmente,
los bancos o agencias multilaterales de desarrollo
han apoyado al sector. Estos están implementan-
do herramientas para examinar todos los proyec-
tos que financian respecto a riesgos del cambio
climático desde una perspectiva más amplia, no
solo de la resiliencia de los aprovechamientos hi-
droeléctricos sino también de los sistemas a los
que sirven.⁶³ No obstante, el tamaño de inver-
siones necesarios para modernizar el parque hi-
droeléctrico en ALC (USD 33 mil millones, según
una estimación del BID), excede las posibilidades
del financiamiento público o multilateral. Por ello,
es esencial la participación del sector privado. Por
su parte, con el compromiso de descarbonizar
la economía mundial, el sector privado busca in-
versiones en energías limpias. Para movilizar este
capital, un aspecto clave es brindar información
confiable sobre los riesgos climáticos y las oportu-
nidades de la transición energética de las opera-
ciones hidroeléctricas.⁶⁴

Un desafío adicional para el financiamiento recae
en **asegurar la calidad del proyecto, sus fuentes
de ingresos, y que demuestre su capacidad de fi-
nanciación** (“bankability”). Para ello, los financia-
dores tienen un rol importante para incentivar la
continua mejora y asegurar el éxito de la moderni-
zación del proyecto.



Los financiadores pueden:⁶⁵

- ⦿ **Garantizar la calidad del proyecto**, asegurándose que los proyectos cumplan con los más altos estándares de la industria, ej. seguridad y evaluación de impactos, además de abordar los problemas ambientales y sociales heredados.
- ⦿ **Apoyar con garantías**, que permitan mejorar el perfil de crédito, cubriendo el riesgo de liquidez, demoras o incumplimiento de pagos por parte de los clientes de la central hidroeléctrica.
- ⦿ **Subvencionar la contratación de consultores para áreas técnicas, financiera, adquisiciones y legales**. Consultores para hacer el trabajo de preparación, estudios de viabilidad, estudios técnicos, evaluaciones de impacto sociales y ambientales, evaluaciones de riesgo climático, capacitación, etc. Contratar una unidad de gestión del proyecto que acompañe el desarrollo desde el principio, incluida la preparación de la documentación legal y de adquisiciones y proceso de licitación.
- ⦿ **Sufragar la capacitación y el desarrollo de aptitudes de los empleados de la central para las actividades de mantenimiento**. Esto es vital para todo proyecto de modernización para que los empleados operen y mantengan las unidades y la tecnología instalada de forma óptima.
- ⦿ Por último, **apoyar la mejora de** los marcos regulatorios, los contratos de concesiones y las políticas para incentivar la modernización.

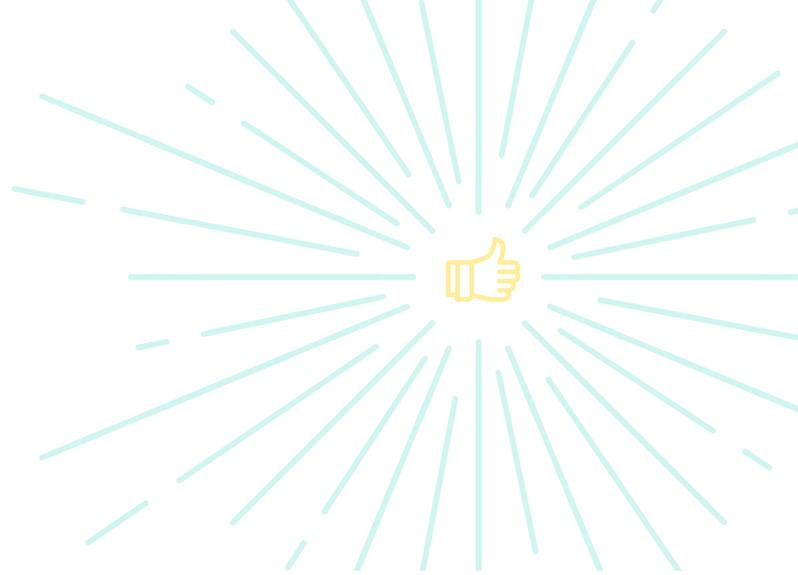




Recomendaciones



Recomendaciones



Esta última sección recoge una serie de recomendaciones para los diferentes actores. Estas recomendaciones nacen del análisis de diversas operaciones financiadas por el BID, además de experiencias recientes en la modernización de hidroeléctricas en ALC y otras regiones.

El objetivo es plantear acciones concretas que permitan crear un marco adecuado, que genere inversiones de modernización para que la región siga contando con su parque hidroeléctrico en óptimas condiciones, en las décadas venideras.

Las recomendaciones están divididas dependiendo de los diferentes actores involucrados, para facilidad de lectura, aunque en muchos casos las mismas pueden aplicar para uno o mas actores.

Estudios del potencial hidroeléctrico en activos existentes

- ⦿ Cuantificar el potencial a modernizar, estimar las necesidades de inversión para la modernización, e incluirlas en los planes de expansión.
- ⦿ Valorar la posibilidad de incluir instalaciones para la generación de energía hidroeléctrica en presas existentes que tienen que modernizarse.

PARA REGULADORES (SECTOR DE ENERGÍA Y AGUA)

Permisos y términos concesionarios

- ⦿ Para centrales hidroeléctricas concesionadas, establecer una regulación adecuada para que los proyectos de modernización se puedan desarrollar e implementar correctamente, en particular en el momento de la renovación de la concesión.
- ⦿ Simplificar la burocracia/permisos ambientales de proyectos de modernización por debajo de un umbral de repotenciación para la concesión de licencias. Pero, tener en cuenta el legado social y ambiental del proyecto para la concesión de licencia.

Valoración de los servicios

- ⦿ Proveer de marcos regulatorios apropiados

PARA LOS ENTES DE PLANIFICACIÓN DE CADA PAÍS

Planificación de las necesidades del sistema

- ⦿ Evaluar las necesidades de almacenamiento a largo plazo del futuro sistema de energía para evitar costos mayores a medida que ingresan más y más energías renovables variables al sistema.
- ⦿ Integrar consideraciones de resiliencia y adaptación climática en los planes de adaptación nacionales para los sistemas de agua y energía, con la modernización de los aprovechamientos hidroeléctricos.

para remunerar los nuevos servicios adicionales por la modernización, por ejemplo, incremento de flexibilidad o de almacenamiento.

- ⦿ Generar marcos regulatorios que valoren la capacidad de generación firme que pueda ser despachada (por ejemplo, a través de contratos de capacidad).

Seguridad de presas

- ⦿ Definir roles claros sobre la responsabilidad de la seguridad de la presa por parte del operador o propietario y el gobierno o regulador.
- ⦿ Actualizar la normativa o guía de seguridad de presas para integrar la gestión de riesgos y la parte técnica e incorporar la perspectiva de cambio climático en los estudios de avenida máxima.

Explotación y usos del recurso hídrico

- ⦿ Mejorar la eficiencia regulatoria y la colaboración entre agencias de energía y agua para el aprovechamiento de energía hidroeléctrica en presas sin aprovechamientos energéticos.
- ⦿ Crear marcos de conservación y uso compartido del recurso hídrico en las cuencas para la gestión óptima en los embalses, y así evitar desafíos en la competición de usos como por ejemplo del sector agrícola con el sector hidroeléctrico.

Fondos climáticos

- ⦿ Evaluación de usos de fondos de inversión climáticos, en particular, explorar la parte de fondos de adaptación y resiliencia para la modernización de centrales hidroeléctricas.
- ⦿ Valorar la reducción de emisiones que la modernización de hidroeléctricas puede generar, a fin de facilitar la gestión de fondos climáticos.

Apoyo técnico y capacitación

- ⦿ Proveer financiamiento concesional para estudios de modernización de las centrales hidroeléctricas en la región.
- ⦿ Creación de un fondo regional para asistir a los gobiernos o entidades planificadoras en etapas tempranas de identificación, evaluación y priorización de proyectos.
- ⦿ Brindar capacitación y formación a los profesionales de operadores y propietarios y del gobierno sobre los diferentes aspectos a considerar en una modernización. Además de fomentar el intercambio de conocimiento entre operadores y países.

PARA LOS OPERADORES Y PROPIETARIOS

PARA ORGANISMOS (MULTILATERALES) DE DESARROLLO

Financiamiento

- ⦿ Contemplar modelos de financiamiento innovadores para proyectos de larga duración, y fomentar la colaboración público-privada para adaptar el perfil de riesgo del proyecto.
- ⦿ Realizar evaluaciones económica ex post y evaluaciones de impacto para recoger lecciones aprendidas y mejorar los procesos de financiación de proyectos de modernización de hidroeléctricas.

Estudios del proyecto de modernización

- ⦿ Considerar sistemáticamente la posibilidad del incremento de capacidad de generación, y la creación de nuevas instalaciones al evaluar el proyecto de modernización.
- ⦿ Identificar y aprovechar períodos de tiempo favorables, por ejemplo, cuando el impacto y el costo del cierre son mínimos, para la implementación del proyecto de modernización.
- ⦿ Considerar en la evaluación financiera que una duración prolongada de un proyecto de modernización no debe verse necesariamente como un factor disuasorio, ya que el proyecto puede comenzar a generar ingresos adicionales durante el curso de su implementación.

- ⊙ Realizar una evaluación económica que incluya todos los beneficios del proyecto de modernización, más allá de la generación de energía (beneficios como incremento de confiabilidad del sistema, reducción de costos de O&M, reducción de emisiones).
- ⊙ Aprovechar el proceso de modernización para mejorar otros aspectos operativos de las centrales como por ejemplo temas de inclusión y equidad de género.
- ⊙ Analizar si existen pasivos ambientales y sociales que puedan resolverse durante la modernización.
- ⊙ Considerar las proyecciones de hidrología bajo diferentes escenarios de cambio climático, al momento de dimensionar y planificar la modernización.
- ⊙ Explorar los beneficios adicionales con medidas no estructurales, como la optimización de la gestión del agua bajo proyecciones de cambio climático.

Equipo y procesos previos a la modernización

- ⊙ Establecer un equipo de proyecto de modernización que sea adicional al equipo de operación y mantenimiento de la planta.
- ⊙ Ajustar y flexibilizar los procesos de adquisición considerando las incertidumbres que existen en un proceso de modernización.
- ⊙ Incluir en los contratos de provisión de equipos la capacitación de los operadores de la planta.
- ⊙ Establecer procedimientos para la coordinación entre los procesos que seguirán durante la operación de la planta y los nuevos asociados a la modernización.
- ⊙ Evaluar la participación de los fabricantes tanto en el diseño como en la implementación de la modernización, para aumentar la transferencia de conocimientos, el rendimiento de la unidad y reducir los costos.
- ⊙ Incluir la revisión de las obras civiles, seguridad de presas, y sedimentación como parte del alcance de un proyecto de modernización.
- ⊙ Analizar la repercusión, incremento de capacidad y beneficios de proyectos híbridos, como placas fotovoltaicas flotantes en los embalses hidroeléctricos.

Gestión de los activos (antes y después de la modernización)

- ⊙ Realizar un monitoreo adecuado de la condición de los activos, a fin de facilitar el diseño de un proceso de modernización.
- ⊙ Una vez realizada la modernización establecer un nuevo y sólido programa de mantenimiento para garantizar la sostenibilidad de los beneficios obtenidos.
- ⊙ Evaluar la implementación de mantenimiento predictivo, aprovechando las nuevas tecnologías digitales.

Consideraciones estratégicas, ambientales y climáticas

- ⊙ Evaluar la digitalización de los sistemas de la central hidroeléctrica además de evaluar el avance hacia una digitalización completa e integrada con otras centrales y el sistema eléctrico.



Anexo A



TABLA 3. Resumen de los beneficios debidos a la extensión de vida útil



Año de Puesta en Marcha de la Unidad o Última Rehabilitación

Ganancia Tecnología	Year	2010	2000	1990	1980	1970	1960	1950	1940	1930	1920	1910	1900
Eficiencia de la turbina	%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Capacidad de la turbina	%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Eficiencia del generador	%	0.0%	0.2%	0.3%	0.5%	0.6%	0.8%	0.9%	1.1%	1.3%	1.4%	1.6%	1.7%
Capacidad del generador	%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	7.5%	7.5%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%
Disponibilidad de unidades	%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Antigüedad de la unidad desde la fecha de puesta en marcha o última rehabilitación

Degradación Recuperación	Age	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110
Eficiencia de la turbina	%	0.0%	0.4%	0.8%	1.3%	1.7%	2.1%	2.5%	2.9%	3.4%	3.8%	4.2%	4.6%
Capacidad de la turbina	%	0.0%	0.4%	0.8%	1.3%	1.7%	2.1%	2.5%	2.9%	3.4%	3.8%	4.2%	4.6%
Eficiencia del generador	%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Capacidad del generador	%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Disponibilidad de unidades	%	0.0%	0.3%	1.1%	2.5%	4.4%	6.9%	10.0%	13.7%	17.9%	22.7%	28.1%	34.1%

Fuente: Goldberg, 2011⁶⁶



TABLA 4. Resumen de los beneficios debidos al reemplazo de los equipos turbogeneradores por nuevos equipos más modernos

Año de Puesta en Marcha de la Unidad o Última Rehabilitación

Ganancia Tecnología	Year	2010	2000	1990	1980	1970	1960	1950	1940	1930	1920	1910	1900
Eficiencia de la turbina	%	0.0%	0.0%	0.1%	0.2%	0.5%	1.0%	1.7%	2.6%	3.9%	5.6%	7.6%	10.2%
Capacidad de la turbina	%	1.5%	0.0%	3.0%	4.5%	6.0%	7.5%	9.0%	10.5%	12.0%	13.5%	15.0%	16.5%
Eficiencia del generador	%	0.2%	0.2%	0.3%	0.5%	0.6%	0.8%	0.9%	1.1%	1.3%	1.4%	1.6%	1.7%
Capacidad del generador	%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	7.5%	7.5%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%
Disponibilidad de unidades	%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Antigüedad de la unidad desde la fecha de puesta en marcha o última rehabilitación

Degradación Recuperación	Age	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110
Eficiencia de la turbina	%	0.0%	0.6%	1.2%	1.8%	2.4%	3.0%	3.6%	4.2%	4.8%	5.4%	6.0%	6.6%
Capacidad de la turbina	%	0.0%	0.6%	1.2%	1.8%	2.4%	3.0%	3.6%	4.2%	4.8%	5.4%	6.0%	6.6%
Eficiencia del generador	%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Capacidad del generador	%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Disponibilidad de unidades	%	0.0%	0.3%	1.1%	2.5%	4.4%	6.9%	10.0%	13.7%	17.9%	22.7%	28.1%	34.1%

Fuente: Goldberg, 2011⁶⁷



Referencias



1. María Ubierna, Juan Alberti, Arturo D. Alarcón. (2020). Modernización de centrales hidroeléctricas en América Latina y el Caribe: priorización e identificación de necesidades de inversión. Nota técnica del BID; 2051. <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Modernizacion-de-centrales-hidroelectricas-en-America-Latina-y-el-Caribe-Identificacion-y-priorizacion-de-necesidades-de-inversion.pdf>
2. UN (acceso 2021). Decade of Action. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/decade-of-action/>
3. IRENA (2019). Global energy transformation: The REmap transition pathway (Background report to 2019 edition). International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-The-REmap-transition-pathway>
4. IHA (access 2021). Facts about hydropower. <https://www.hydropower.org/iha/discover-facts-about-hydropower>
5. Yépez-García, R. A., Hallack, M., Ji, Y., & López Soto, D. (2018). The Energy Path of Latin America and the Caribbean. IDB Monograph 683.
6. IHA (2021). Hydropower 2050. Identifying the next 850+ GW towards Net Zero. International Hydropower Association, London. <https://www.hydropower.org/publications/hydropower-2050-identifying-the-next-850-gw-towards-2050>
7. E. Quaranta, G Aggidis, R. M. Boes, C. Comoglio, C. De Michele, E. R. Patro, E. Georgievskaia, A. Harby, I. Koungias, S. Muntean, J. Pérez-Díaz, P. Romero-Gomez, M. Rosa-Clot, A. J. Schleiss, E. Vagnoni, M. Wirth, A. Pistocchi (2021). Assessing the energy potential of modernizing the European hydropower fleet. Energy Conversion and Management 246 (2021) 114655 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890421008311>
8. Ibid. 1
9. Ibid. 1
10. IHA (2021). San José Declaration on Sustainable Hydropower. International Hydropower Association, London. <https://www.hydropower.org/publications/san-jose-declaration-on-sustainable-hydropower>
11. Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2019. Repotenciación e modernização de usinas hidrelétricas. Ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada. EPE-DEE-088/2019-r0
12. Manoel Fernandes Martins Nogueira, Arturo D. Alarcón. (2019) Impacto de las paradas en la generación hidroeléctrica de Brasil. Nota Técnica del BID; 1595. <https://publications.iadb.org/es/impacto-de-las-paradas-en-la-generacion-hidroelectrica-de-brasil>
13. IHA (2019). Hydropower Sector Climate Resilience Guide. International Hydropower Association, London <https://www.hydropower.org/publications/hydropower-sector-climate-resilience-guide>
14. Alexander Arch, Rodrigo Cortijo, Eliana Romero, Ebru Canga, Patrick Furrer, Stephen Woodhouse, Horst Dulle, Thomas Koller; editor, Arturo Alarcón. (2019). La revolución digital de la energía hidroeléctrica en los países latinoamericanos / Nota técnica del BID; 1761. <https://publications.iadb.org/es/la-revolucion-digital-de-la-energia-hidroelectrica-en-los-paises-latinoamericanos-0>
15. World Bank Group (2020). Operation and Maintenance Strategies for Hydropower: Handbook for Practitioners and Decision Makers. World Bank, Washington, DC. © World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/33313> License: CC BY 3.0 IGO.
16. International Electrotechnical Commission (IEC) (2017). Standard 62256:2017 Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines - Rehabilitation and performance improvement. IEC, ISBN 978-2-8322-5201-7 <https://webstore.iec.ch/publication/28850>



17. Ibid. 12
18. C. Barus, L. Bellet, J.M Devernay, H. Jacquet-Francillon (2004). Framework for policy and decision making on dams and hydro plant rehabilitation and uprating (R&U). France, World Bank project. https://www.un.org/esa/sustdev/sdissues/energy/op/hydro_bellet_paper.pdf
19. World Hydropower Congress (2021). Modernization session. Perspectives from IDB, AfDB and AfDB. International Hydropower Association, London.
20. Banco Interamericano de Desarrollo (BID), (2021). Metodología de Priorización Multicriterio. Aplicación a proyectos de modernización de ELETROBRAS. Cooperación Técnica BID.
21. Ibid. 20
22. Ibid. 1
23. Ibid. 1
24. IRENA (2020). Global Renewables Outlook. Energy Transformation. Latin America and The Caribbean. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_GRO_R06_LAC.pdf?la=en&hash=1493165ED11340CC1F2681321F8D-24754F0292C6
25. Goldberg, Joseph; Espeseth Lier, Oeyvind. 2011. Rehabilitation of Hydropower: An Introduction to Economic and Technical Issues. Water papers; World Bank, Washington, DC. © World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/17251> License: CC BY 3.0 IGO
26. Ibid. 11
27. Ibid. 7
28. BID (2018). Evaluación Económica y Financiera de la Modernización del Complejo Hidroeléctrico Salto Grande (ATN/OC-16557-RG). Informe Final.
29. Ibid. 28
30. Climate Bonds Initiative (2021). Hydropower Criteria. The Hydropower Criteria for the Climate Bonds Standard & Certification Scheme. CBI, London. <https://www.climatebonds.net/standard/hydropower>
31. Lion Hirth (2016). The benefits of flexibility: The value of wind energy with hydropower. Applied Energy, Volume 181, Pages 210-223. ISSN 0306-2619. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.07.039>.
32. Semich Impram, Secil Varbak Nese, Bülent Oral (2020). Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey, Energy Strategy Reviews, Volume 31. 100539, ISSN 2211-467X. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100539>.
33. IFC (2020). Capturing Hydropower's Promise. Report Series. A Guide to Local Benefit Sharing in Hydropower Projects. International Finance Corporation, Washington D.C.
34. Koomey, Jonathan & Calwell, Chris & Laitner, John & Thornton, Jane & Brown, Richard & Eto, Joseph & Webber, Carrie & Cullicott, Cathy. (2002). SORRY, WRONG NUMBER: The use and misuse of numerical facts in analysis and media reporting of energy issues. Annu. Rev. Energy Environ. 27. 119-58. 10.1146/annurev.energy.27.122001.083458. https://www.researchgate.net/publication/228789218_SORRY_WRONG_NUMBER_The_use_and_misuse_of_numerical_facts_in_analysis_and_media_reporting_of_energy_issues#pf4
35. IFC (2020). Capturing Hydropower's Promise. Report Series. A Guide to Local Benefit Sharing in Hydropower Projects. International Finance Corporation, Washington D.C. <https://commdev.org/publications/capturing-hydropowers-promise-case-studies-on-local-benefit-sharing-in-hydropower-projects/>
36. Hallegatte, Stephane; Rentschler, Jun; Rozenberg, Julie. (2019). Lifelines: Tomando acción hacia una infraestructura más resiliente. Sustainable Infrastructure. Washington, DC: World Bank. © World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/31805> License: CC BY 3.0 IGO.
37. Schlömer S., T. Bruckner, L. Fulton, E. Hertwich, A. McKinnon, D. Perczyk, J. Roy, R. Schaeffer, R. Sims, P. Smith, and R. Wiser, 2014: Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
38. M. Ubierna, C. Diez, S. Mercier-Blais (2021). Chapter 5 Water Security and Climate Change: Hydropower Reservoir Greenhouse Gas Emissions. A. K. Biswas and C. Tortajada (eds.) Water Security Under Climate Change. Water Resources Development and Management. Springer Nature Singapore Pte Ltd. <https://doi.org/10.1007/978-981-16-5493-0>
39. Andritz (access 2021). New Life for Hydro Assets. Modernization and Renovation of Hydropower Plants. <https://www.andritz.com/resource/blob/31840/5cab-6294379100be61fdd75aa590769f/hydro-service-rehab-en-data.pdf>



40. Ibid. 14
41. GE (access 2017). Dam Powerful: These Engineers are Connecting Hydropower to the Internet. <https://www.ge.com/news/reports/dam-powerful-ge-connect-ed-hydropower-internet>
42. International Forum on Pumped Storage Hydropower (access 2021). <https://pumped-storage-forum.hydropower.org/>
43. Arturo Daniel Alarcon Rodriguez, Juan Alberti, Cecilia Correa, Edwin Malagón, Emilio Sawada, Héctor Baldivieso, Gabriel dos Santos Cruz Rocha. (2021). Analysis of the Policy and Market Framework for Hydro Pumped Storage in Latin America and the Caribbean. International Forum on Pumped Storage Hydropower.
44. Adams, T. B. (2018). Feasibility of Retrofitting Existing Hydropower Infrastructure for Use in Renewable Energy Storage. Massachusetts Institute of Technology.
45. International Forum on Pumped Storage Hydropower (2021). Innovative Pumped Storage Hydropower Configurations And Uses. Capabilities, Costs & Innovation Working Group. IFPSH, London.
46. Saravia, Fredy; Romero, Eliana; Cortijo, Rodrigo; Nater, Martin; Iparraguirre, Diego; Saavedra, Jorge. (2022). Centrales hidroeléctricas reversibles: identificación de potencial y necesidades regulatorias en Latinoamérica. Nota Técnica BID.
47. Ibid. 7
48. ICOLD (1987). Bulletin 59. Dam Safety Guidelines. ICOLD
49. International Hydropower Association (IHA) (access 2021). Sediment Management Case Studies. Colombia, Chivor. <https://www.hydropower.org/sediment-management-case-studies/colombia-chivor>
50. International Hydropower Association (IHA) (access 2021). Sediment Management Strategies. <https://www.hydropower.org/sediment-management/sediment-management-strategies> HydroSediNet (2021). The home of sediment management. <https://www.hydrodedi.net/sediment-transport>
51. IEA (2021), Climate Impacts on Latin American Hydropower, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/climate-impacts-on-latin-american-hydropower>
52. Ibid. 13
53. Caraballo Urango, Martha Elieth (2019). Propuesta metodológica para la valoración de pasivos ambientales acumulativos en una central hidroeléctrica superior a 1000 megavatios en Colombia. Universidad distrital Francisco José de Caldas, Bogotá. <https://repository.udistrital.edu.co/bitstream/handle/11349/22162/CaraballoUrangoMarthaElieth2019.pdf?sequence=1>
54. C. Hansen, M. Musa, C. Sasthav, S. DeNeale (2021). Hydropower development potential at non-powered dams: Data needs and research gaps. Renewable and Sustainable Energy Reviews 145 (2021) 111058
55. BID (2020). Informe de Terminación de Proyecto. Programa de Apoyo al Sector Eléctrico, Nicaragua.
56. Ibid. 25
57. Ibid. 11
58. Gomes, Elisa de Podestá. (2013) Potencial de reposición de usinas hidrelétricas no Brasil e sua viabilização. Universidade Estadual de Campinas.
59. Ibid. 57
60. Nedellec, Océane (2021). Master Thesis. Viability Assessment of Modernizing Hydropower plants in Brazil. EDHEC Programme Grande École.
61. Cid A. Horta, Danielle R. da Silva, Hendrick M. Zárate, José H. Gabetta, Manoel F. Martins, Osvaldo Pereira. (2009). Rehabilitación de fuentes renovables de energía (hidroeléctricas): “Una oportunidad par a proveer energía renovable a la matriz energética”. Reporte Final. BID
62. Ibid. 60
63. World Bank Group. 2021. Resilience Rating System: A Methodology for Building and Tracking Resilience to Climate Change. World Bank, Washington, DC. © World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/35039> License: CC BY 3.0 IGO.
64. Open Hydro (2021). Incentivising project-level climate disclosure: a way forward for hydropower climate action. Open Hydro, London. https://openhydro.net/wp-content/uploads/2021/10/Background-Paper_final.pdf
65. Ibid. 19
66. Ibid. 25
67. Ibid. 25

