

Modernización de Centrales Hidroeléctricas en América Latina y el Caribe

Identificación y priorización de necesidades
de inversión

María Ubierna
Juan Alberti
Arturo D. Alarcón

División de Energía/
Departamento de Infraestructura
y Energía

NOTA TÉCNICA N°
IDB-TN-02051

Modernización de Centrales Hidroeléctricas en América Latina y el Caribe

Identificación y priorización de necesidades de inversión

María Ubierna
Juan Alberti
Arturo D. Alarcón

Diciembre, 2020

Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo
Ubierna, María.

Modernización de centrales hidroeléctricas en América Latina y el Caribe: priorización
e identificación de necesidades de inversión / María Ubierna, Juan Alberti, Arturo D.
Alarcón.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 2051)

Incluye referencias bibliográficas.

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

IDB-TN-2051

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

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

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2020 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.

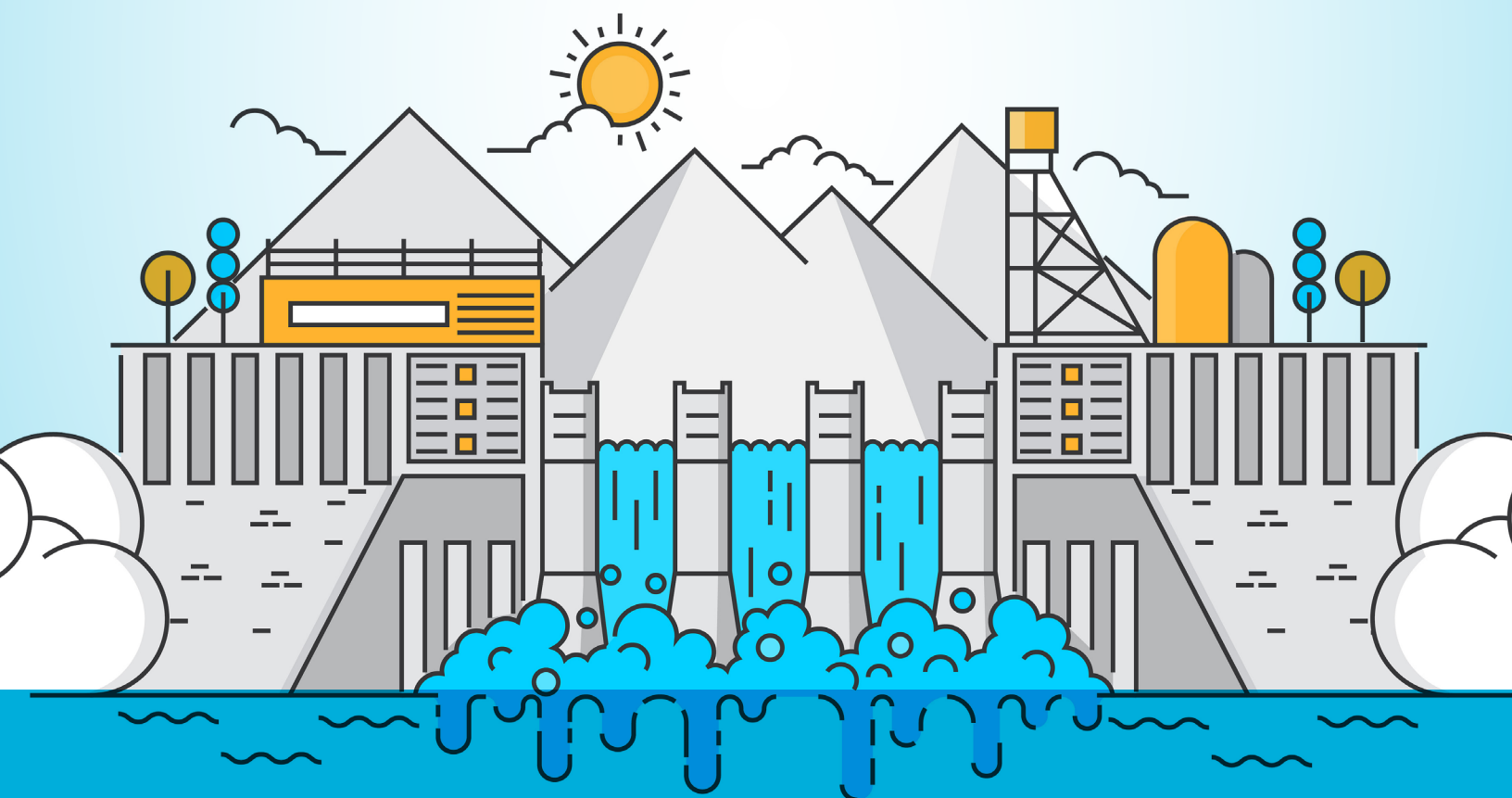
Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



Modernización de Centrales Hidroeléctricas en América Latina y el Caribe

Identificación y Priorización
de Necesidades de Inversión

María Ubierna
Juan Alberti
Arturo D. Alarcón



Contenidos

Introducción	1
Marco teórico	6
Metodología	10
Fuentes de información e insumos	16
Potencial de modernización por región	22
Inversión necesaria	36
Limitaciones del estudio	39
Conclusiones	41
Referencias bibliográficas.....	48

Autores

María Ubierna Aparicio es especialista en energía hidroeléctrica y punto focal del equipo de investigación y políticas de la Asociación Internacional de Energía Hidroeléctrica (IHA, por sus siglas en inglés). Trabaja en el desarrollo de estudios para apoyar y avanzar las políticas y prácticas de desarrollo sostenible de la energía hidroeléctrica. María lidera el área de cambio climático, desarrollando evidencia, guías y capacitación sobre mitigación y resiliencia climática. María es ingeniera civil especializada en hidráulica y medio ambiente de España. También, tiene una Maestría en Estudios Avanzados en recursos hídricos sostenibles de ETH Zúrich, Suiza, donde trabajó como asistente de investigación en proyectos para la optimización del nexo agua y energía en centrales hidroeléctricas.

Juan Alberti es un investigador y consultor internacional en desarrollo de infraestructura. Su trabajo se centra en el análisis de políticas públicas, y en la planificación, evaluación y desarrollo de megaproyectos. En los últimos 10 años, ha trabajado en agua & saneamiento, energía, telecomunicaciones y transporte, en varios países de América Latina y el Caribe: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, El Salvador, Jamaica, México, Panamá, Paraguay, Perú, República Dominicana y Uruguay. Su trabajo se centra en la consultoría para instituciones multilaterales de desarrollo, como el Banco Interamericano de Desarrollo, Banco Mundial y Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. Además, cuenta con experiencia previa trabajando para el sector público y privado. Paralelamente, es PhD(c) in Planning Studies, en la University College London, cuenta con un Master of Infrastructure Planning and Management de la University of Washington, un Diploma en Desarrollo y Financiamiento de Infraestructuras de la Universidad Politécnica de Madrid, un Diploma de Posgrado en Dirección de Empresa de la Universidad Pompeu Fabra, y una Licenciatura en Economía de la Universidad ORT Uruguay.

Arturo D. Alarcón es un especialista senior de la División de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo, está basado en Panamá. Se unió al Banco en 2010, y desde entonces trabaja en el desarrollo y supervisión de proyectos de generación, transmisión, distribución, electrificación rural y energías alternativas en Brasil y en la región. Actúa como el punto focal para hidroelectricidad en la división de energía del BID. Arturo tiene un Ph.D. en Ingeniería Eléctrica (enfoque en la planificación de sistemas eléctricos) y una maestría en Sistemas de Potencia y Negocios, ambos de la Universidad de Strathclyde, en Glasgow, Escocia (Reino Unido). Es ingeniero electromecánico de la Universidad Privada Boliviana. Antes de unirse al BID, trabajó como investigador en el Instituto de Energía y Medio Ambiente de la Universidad de Strathclyde en Glasgow (Reino Unido), desarrollando nuevos métodos de planificación para generación renovable y distribuida, redes inteligentes, almacenamiento de energía y sistemas de energía.

Colaboradores y revisores:

Bill Girling, David Samuel, Hector Baldivieso, Leopoldo Montañez

Agradecimientos:

Cristina Díez Santos, Nicholas Troja y Olivia Lipsky, de IHA.

**Propietarios y operadores que participaron
y contribuyeron al estudio:**

Comisión Técnica Mixta Salto Grande (Argentina y Uruguay),
Energía Provincial Sociedad del Estado (Argentina),
H. Ameghino, AES Argentina,
Hidroeléctrica Piedra del Águila (Argentina),
Comité Nacional de Despacho de Carga (Bolivia),
Empresa de Pesquisa Energética (Brasil),
Eléctrica Puntilla (Chile), Engie (Chile), AES Colombia,
ISAGEN (Colombia), Empresas Públicas de Medellín (Colombia),
Instituto Costarricense de Electricidad (Costa Rica),
Compañía Nacional de Fuerza y Luz (Costa Rica),
Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (El Salvador),
Electricité De France, Comisión Nacional de Energía Eléctrica
(Guatemala), Empresa Nacional de Energía Eléctrica (Honduras),
Usinas y Transmisiones del Estado (Uruguay)

Resumen

La energía hidroeléctrica

es la fuente de energía renovable más utilizada en el mundo, y en América Latina y el Caribe (ALC) **abastece casi el 50%** de la demanda de electricidad.

Las proyecciones actuales estiman que la capacidad hidroeléctrica instalada seguirá creciendo para atender a la demanda eléctrica futura en la región. Este crecimiento debe considerar la modernización del parque existente, y no únicamente concentrarse en el desarrollo de nuevos proyectos. Una parte importante del parque hidroeléctrico latinoamericano se desarrolló hace más de dos décadas, y es por ello de vital importancia identificar las necesidades de modernización de las centrales de la región.

Con el objetivo de arrojar luz sobre este tema, el presente estudio identificó el potencial de modernización de hidroeléctricas en ALC en términos de número de plantas y capacidad instalada, por región y país, contemplando centrales de más de 10 MW y más de 20 años de antigüedad, y estimó la inversión necesaria. Para los cerca de 113 GW analizados en este estudio, los resultados muestran que se requiere una inversión aproximada de USD33 mil millones en modernización, sólo considerando instalaciones eléctricas y electromecánicas. Es evidente que, para atender una inversión de esta magnitud, es necesaria una acción inmediata y coordinada por todos los actores, tanto públicos como privados. Implica un rol activo de los reguladores y entidades de planificación, habida cuenta de las restricciones de financiamiento que pueden surgir por las políticas desarrolladas para atender las consecuencias del COVID19.

La mayor ventaja de los proyectos de modernización es que muchos de los impactos ambientales y sociales ya han sido mitigados. Además, en general, son inversiones de alta rentabilidad, cuya importancia es creciente debido a la necesidad de respaldo de generación firme en los sistemas existentes y en aquellos que están incorporando energía renovable intermitente. Por otro lado, la modernización de centrales gana relevancia al considerar los desafíos para el desarrollo de nuevas centrales hidroeléctricas, particularmente con grandes embalses.

Las centrales hidroeléctricas son fundamentales para el desarrollo sostenible de la matriz eléctrica de la región. Lo son por el suministro energético renovable que proveen, y también por la capacidad tecnológica de proporcionar otros servicios auxiliares, incluyendo: la flexibilidad y generación en punta, regulación de frecuencia, almacenamiento de energía, entre otros, mismos que actualmente permiten la incorporación masiva de fuentes de generación intermitente (solar y eólica). Por ello, los avances que se puedan lograr en los marcos regulatorios para que reconozcan adecuadamente el valor de todos los servicios que las centrales hidroeléctricas entregan al sistema, más allá de la energía, serán esenciales para incentivar inversiones no solo el desarrollo de nuevos proyectos hidroeléctricos, sino también para acelerar la modernización del parque hidroeléctrico existente, fundamental para acompañar la transformación hacia una matriz de generación sostenible.

Palabras Clave: modernización, energía renovable, desarrollo sostenible, centrales hidroeléctricas, eficiencia energética, cambio climático.

Abreviaciones y Acrónimos

ALC	América Latina y el Caribe
ANDE	Administración Nacional de Electricidad
BID	Banco Inter-Americano de Desarrollo
CFE	Comisión Federal de Electricidad
COBEE	Compañía Boliviana de Energía Eléctrica
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad
EPEC	Empresa Provincial de Energía de Córdoba
EPM	Empresas Públicas de Medellín
GW	Gigavatios
IEA	International Energy Agency
IHA	International Hydropower Association
MW	Megavatios
TW	Teravatios
WEC	World Economic Council
WEF	World Economic Forum

- x -



1

INTRODUCCIÓN

La energía hidroeléctrica es la fuente de energía renovable más utilizada en el mundo, y especialmente en América Latina y el Caribe (ALC), donde abastece casi el 50% de la demanda de electricidad, mucho más que el promedio mundial, que es del 16%. A finales del 2019, la capacidad instalada en ALC era de 196 gigavatios (GW) (IHA, 2020).

Históricamente, esta tecnología ha sido clave para el desarrollo de los sectores eléctricos de la región, debido a su flexibilidad, confiabilidad, madurez y bajo costo de generación. Actualmente, su relevancia se ha incrementado, dado el desafío de los países de lograr el cumplimiento de los objetivos establecidos en la COP21 sobre la reducción de las emisiones de CO₂. Además de brindar energía renovable, la hidroelectricidad provee respaldo a la instalación de generación intermitente (eólica y solar), y contribuye así a la adaptación y mitigación del cambio climático. Mas aún, las centrales hidroeléctricas con embalse brindan otros beneficios sustantivos, tales como: control de inundaciones, agua para consumo humano y riego, transporte fluvial y creación de empleo en pesca y turismo.

Las proyecciones disponibles para la región señalan que la generación hidroeléctrica continuará siendo esencial para satisfacer la demanda de electricidad en ALC. Estas proyecciones prevén aún un crecimiento en la capacidad instalada hidroeléctrica (en términos absolutos) de entre 2 a 5 GW por año hasta 2040 (dependiendo del escenario planteado¹), aunque con una menor participación relativa en las matrices, dada una mayor participación de fuentes renovables intermitentes. Los escenarios más extremos plantean que las hidroeléctricas llegaran a reducirse hasta un 32% de la matriz, mientras que los más optimistas consideran que hasta 65% de la demanda podría ser cubierta con esta fuente. La proyección de capacidad instalada asume que las centrales hidroeléctricas existentes se mantendrán en funcionamiento, como también la instalación de nuevos aprovechamientos en áreas donde aún es posible hacerlo de forma sostenible.

Las décadas de 1970 y 1980 fueron las más fructíferas para el desarrollo hidroeléctrico latinoamericano, la capacidad se multiplicó por cinco, pasando de 19 GW en 1970 a 93 GW en 1990, debido especialmente a la crisis petrolera de 1973 y al contexto político regional, que permitió la instalación de grandes proyectos con embalses, algunos de carácter binacional. En las décadas siguientes, el crecimiento promedio en la región fue de 3 GW por año, llegando en el presente a 196 GW. Como resultado, la hidroelectricidad predomina en la matriz eléctrica de la región, excepto en el Caribe.

¹ Estas cifras se basan en el análisis de diversas proyecciones de IEA, WEC, WEF, y el BID. Para detalles de los escenarios se sugiere revisar Alarcón, A. (2018).



Figura 1. Hidroelectricidad en América Latina y el Caribe



Capacidad hidroeléctrica para la generación eléctrica (%)

0 100

Al 2020, existen 90 GW de capacidad en centrales hidroeléctricas con más de 30 años de operación. Estas centrales tienen particular importancia porque buena parte de ellas fueron construidas con gran capacidad de almacenamiento, lo que las vuelve esenciales para el funcionamiento de sistemas que tienen una creciente participación de energías intermitentes. Mas aún, teniendo en cuenta las restricciones actuales para la implementación de grandes embalses, esta capacidad de almacenamiento no será fácilmente incrementada por nuevos proyectos hidroeléctricos, cuya característica es más bien de pasada (o a “filo de agua”). Del mismo modo, entre 1990 y 2000, se instalaron 28 GW, con equipos eléctricos y mecánicos que cumplirán su ciclo de vida en los próximos años.

Desde el punto de vista de planificación del desarrollo energético de los países, es de vital importancia conocer las necesidades de modernización² de las centrales hidroeléctricas en la región, tanto en términos de su capacidad, como en términos de las necesidades de inversión. La ventaja de esta clase de inversiones es que muchos de los impactos ambientales y sociales ya han sido mitigados, y las obras civiles suelen tener una vida útil superior a la de los equipos electromecánicos; por tanto, la modernización de una central permite extender la vida útil y/o ampliar la capacidad de un sistema de energía renovable con muy bajo costo e impacto.

Asimismo, la modernización de los equipos de control permite aprovechar las últimas tecnologías digitales, lo que a su vez hace posible:

-  optimizar la operación y mantenimiento de las centrales, incrementando su eficiencia y reduciendo los costos de generación; e
-  incrementar la flexibilidad operativa de las centrales, mejorando su capacidad para proveer servicios auxiliares que benefician la penetración de fuentes intermitentes de energía renovable en el sistema.

2 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 una central hidroeléctrica para extender su vida útil, aumentar su eficiencia y / o producción. Esto incluye proporcionar un mayor rendimiento de generación e incrementar la resiliencia y adaptación al cambio climático de las centrales.

En este contexto, es de vital importancia conocer las necesidades de modernización de las centrales hidroeléctricas de la región. El incremento del uso del recurso hídrico para responder a la demanda eléctrica se debe sustentar en la modernización del parque hidroeléctrico existente, en paralelo al desarrollo de nuevos proyectos. Para atender ese objetivo general, el presente estudio plantea dos objetivos específicos: (i) identificar el potencial de modernización en términos de número de plantas y capacidad instalada por país; y (ii) estimar la inversión necesaria para esta modernización. Con base en los resultados, se presentan algunas recomendaciones de políticas para impulsar la modernización de las hidroeléctricas existentes en la región.



2

MARCO TEÓRICO

La región de América Latina y el Caribe utiliza, en términos relativos, más hidroelectricidad que cualquier otra región del mundo, tanto si se mide en relación a la energía primaria, como a otras formas de electricidad (Rubio & Taffunel, 2014). Algunos autores sugieren incluso que la hidroelectricidad podría ser expandida de forma significativa para atender las políticas climáticas, y permitir de forma efectiva la inclusión de las energías renovables no convencionales (Van der Zwaan et al. 2016).




No obstante, debido a los desafíos ambientales y sociales, así como las altas necesidades de inversión inicial que presenta el desarrollo de nuevos proyectos hidroeléctricos, varios países de la región han priorizado el desarrollo de proyectos eólicos y solares. Estas fuentes renovables no convencionales tienen una alta complementariedad con la hidroelectricidad (BID, 2020), y requieren al mismo tiempo de la flexibilidad que los embalses hidroeléctricos proveen al sistema. Por ello, para que esta estrategia de diversificación sea sostenible, los países deben asegurar, por un lado, el mantenimiento de las centrales existentes, y por el otro la extensión de la vida útil y modernización del parque hidroeléctrico que ya cumplió su vida útil, particularmente aquellas centrales que tienen una alta capacidad de almacenamiento de energía. Se espera que la demanda eléctrica regional alcance más de 2.970 TWh en 2040, prácticamente duplicando los 1600 TWh de 2018, y cubrir dichas necesidades se presenta como un enorme desafío (Balza, Espinasa & Serebrisky, 2016). El suministro eléctrico futuro difícilmente podrá atenderse de forma eficiente y sostenible sin una correcta gestión de los activos ya existentes, además de la evidente necesidad de desarrollo de nueva infraestructura. Por ello, en los planes de expansión de los sistemas de potencia, se hace urgente considerar las inversiones para atender la modernización de la capacidad instalada hidroeléctrica.

En primer lugar, la modernización implica retener y preservar lo que ya está funcionando y, en segundo, generar posibles aumentos incrementales en la capacidad y/o eficiencia en las centrales de generación existentes, a un costo y tiempo razonables. Al respecto, la minimización de impactos sustantivos ambientales y sociales es una gran ventaja de esta clase de intervenciones (Goldberg y Lier, 2012). Además, un informe reciente de la IEA (2020) sugiere que la energía hidroeléctrica ha demostrado ser extremadamente resiliente al nuevo marco dado por el COVID-19. A juicio de los autores de dicho trabajo, los proyectos de modernización representan una oportunidad en este nuevo contexto por la generación adicional de empleos calificados, por promover la generación de electricidad con bajas emisiones de carbono y por respaldar operaciones más flexibles (IEA, 2020).

No obstante, independientemente de las cuestiones coyunturales, lo cierto es que, como defienden Sheinbaum-Pardo & Ruiz (2011), un futuro energéticamente sostenible en la región es efectivamente posible, pero requiere de un conjunto de acciones de política que promueva las fuentes renovables y aumenten la eficiencia. La modernización de las

centrales hidroeléctricas, además de extender la vida útil de los activos, incrementa su eficiencia y puede adecuarlos a nuevos escenarios de operación y mercado (Alarcón, 2018).

Desde el punto de vista de la tecnología, el desgaste de los equipos electromecánicos es inevitable. Ese desgaste natural que ocurre en los equipos a lo largo del tiempo se debe, por ejemplo, en el caso de los equipos mecánicos a la fricción entre el agua y las superficies metálicas, originando abrasión por sedimentos y cavitación; en tanto que el caso de los equipos eléctricos, las altas temperaturas de operación. El envejecimiento natural de los equipos es la causa principal del aumento de la frecuencia y de la duración de las intervenciones de mantenimiento, sean estas paradas programadas o forzadas, por tres razones:

-  la antigüedad de los equipos incrementa la posibilidad de falla, generando con mayor frecuencia paradas forzadas;
-  el envejecimiento de los equipos introduce un factor de imprevisibilidad en la planificación del mantenimiento; y
-  las piezas de repuesto son cada vez más difíciles de obtener, lo que aumenta el costo y el tiempo de las intervenciones (Martins Nogueira & Alarcón, 2019).

En términos generales, la vida útil de un equipo depende de sus características, de la forma e intensidad con que se los utiliza y mantiene, y de factores ambientales. Las centrales hidroeléctricas no son la excepción y la vida útil de algunos componentes es del orden de 20 a 25 años, mientras que otros componentes, como las obras civiles, es de 40 a 50 años, o incluso más. Otros elementos pueden sufrir una obsolescencia tecnológica, particularmente aquellos relacionados a los desarrollos en los sistemas digitales de control y monitoreo. Los sistemas que más se deterioran, donde aparecen mayores beneficios gracias a la evolución tecnológica, son los turbogeneradores, el sistema de

supervisión y control, el sistema de compuertas de toma de agua y de salida, los relés de protección, las subestaciones y los sistemas auxiliares (Martins Nogueira & Alarcón, 2019).

Conocer entonces el estado actual de los activos hidroeléctricos en la región es un factor fundamental para atender los desafíos de desarrollo de corto, mediano y largo plazo. Con ese propósito, este estudio identifica el potencial de modernización en términos del número de plantas y capacidad instalada por país, y estima la inversión necesaria.



3

METODOLOGÍA

Para atender el primer objetivo específico de este trabajo, se identificó las centrales con potencial de ser modernizadas, y fueron clasificadas según su nivel de necesidad de modernización. Este proceso se realizó en dos etapas: (i) una identificación de alto nivel; con información secundaria y (ii) una investigación con fuentes primarias de información y en contacto con los operadores y propietarios, cuando fue posible. Así se logró una categorización final con base en su alto, medio o bajo potencial de modernización. El estudio se enfocó en las centrales con más de 10 MW y más de 20 años de antigüedad.

El estudio incluye plantas en los siguientes países de ALC: Argentina, Belice, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, República Dominicana, Ecuador, El Salvador, Guayana Francesa, Guatemala, Haití, Honduras, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, Surinam y Uruguay³.

3.1 Primer paso: Identificación preliminar

Existen varios criterios para evaluar la razonabilidad de la modernización de una planta hidroeléctrica. La edad de una central puede tomarse como un primer punto de partida para identificar el envejecimiento de sus componentes y consecuentemente estimar las posibles necesidades de modernización. Dos de los principales parámetros que pueden ser medidos, y que se ven afectados por el envejecimiento de una central, son el rendimiento y la confiabilidad.

Por ello, la restauración y mejora del rendimiento y de los niveles de confiabilidad, son los principales criterios que permiten justificar la inclusión de una planta en el marco de un programa de rehabilitación⁴. Para ello suele ser necesario la reparación y/o sustitución de varios de los elementos clave de la central, dando como resultado la extensión de la vida útil de la integridad de la infraestructura de generación. La decisión de la modernización de una central responde finalmente a una decisión económica en la que se deben evaluar los beneficios que trae la extensión de la vida útil (con una mayor eficiencia y confiabilidad), comparados con el costo de inversión.

3 Dominica, Guyana, Guadalupe, San Vicente y las Granadinas, Barbados, Bahamas y Trinidad y Tobago no tienen plantas hidroeléctricas sujetas a este estudio. Por otra parte, los resultados finales no incluyen Venezuela, dado que no fue posible obtener información sobre el estado de sus centrales.

4 Otros criterios para modernización pueden estar relacionados al cumplimiento de restricciones ambientales, o al cambio del régimen de operación de la central, que originen la necesidad de sistemas de control de última generación.

La edad de una central es solo un primer indicador de una necesidad de modernización, ya que el deterioro de los elementos de la central depende, además de su vida útil teórica, de otros factores como: la calidad de los equipos, el régimen de operación de la central y la calidad y frecuencia de su mantenimiento, entre otros⁵. Por ejemplo, las turbinas sufren desgaste mecánico, los generadores eléctricos se deterioran por las altas tensiones térmicas y las estructuras civiles suelen degradarse por las exigencias operativas y ambientales. Incluso dentro de una misma central, elementos de la misma naturaleza (ej. turbinas) puede seguir curvas de deterioro diferentes, al estar sujetos a diferentes esfuerzos y procesos de mantenimiento. Varios artículos técnicos revisan los procesos de envejecimiento y los impactos con detalle. Los trabajos de Goldberg & Lier (2011) y de Martins Nogueira & Alarcón (2019), presentan un resumen de estos procesos de envejecimiento que pueden servir de referencia. Ambos documentos se utilizan en esta investigación para definir el primer paso en la identificación del potencial de rehabilitación de las plantas hidroeléctricas de la región.

Entonces, en un primer paso, se realizó la identificación de todas las centrales de más de 20 años de antigüedad, utilizando la base de datos de la Asociación Internacional de Hidroelectricidad (IHA, por sus siglas en inglés), 354 centrales con una capacidad de 112,7 GW fueron identificadas. Este análisis se complementó con una investigación de escritorio sobre los programas de modernización desarrollados en cada país, lo que permitió descartar aquellas centrales que ya fueron modernizadas. De ese trabajo se desprendió una categorización preliminar de las plantas. Con esta aproximación fue posible determinar un grupo inicial de plantas con mayor potencial de modernización y descartar aquellas, que, si bien tienen más de 20 años, fueron ya modernizadas.

5 La vida útil de un equipo depende de sus características, de la forma e intensidad con que se los utiliza, e incluso de factores ambientales. La vida útil de algunos componentes de los equipos eléctricos y electromecánicos de la central entran en una fase de alerta al vigésimo año, y a partir del trigésimo año la vida útil de la mayor parte de los equipos ya se ha agotado. Mantener la central operando a partir de este período, en las mismas condiciones, resultará en pérdidas de energía, elevación del riesgo de accidentes y compromiso acelerado de equipos y estructuras.

3.2 Segundo paso: Clasificación final

A fin de obtener la clasificación final, se realizó una investigación a nivel de cada una de las centrales identificadas en el primer paso con fuentes primarias de información. Para lograr una estimación más acertada del potencial de modernización, se recopilaron datos del desempeño de las centrales en los últimos 10 años (capacidad, generación, paradas forzadas y planificadas, y disponibilidad) y el historial de rehabilitación por país, y por central, donde fue posible.

Se determinó un “bajo potencial” de modernización para aquellas plantas que han completado o adjudicado recientemente un trabajo significativo de modernización, o si la antigüedad y el rendimiento y confiabilidad del activo indican una menor necesidad de trabajo a corto plazo⁶. La clasificación de “potencial medio”, por otra parte, se utilizó para aquellas plantas que han sido objeto de rehabilitación parcial, pero en las que aún se requiere la renovación de equipos electromecánicos importantes o la modernización de sistemas de control, dado que los componentes clave han llegado al final de su vida útil y su desempeño no es óptimo⁷. Asimismo, se utilizó una clasificación media en aquellos casos donde los indicadores de rendimiento y confiabilidad estaban ya cerca de los límites aceptables. Finalmente, la clasificación de “alto potencial” se utilizó cuando los componentes clave de las plantas han llegado al final de la vida útil y el rendimiento y confiabilidad están por debajo de los límites aceptables.

6 Se incluyó en esta clasificación “potencial bajo” aquellas plantas sin evidencia de algún trabajo realizado, pero con una baja probabilidad de que se requiriera trabajo de modernización a corto plazo debido a la antigüedad de los componentes claves (menos de 25 años).

7 En los casos en que no había datos disponibles, las plantas se marcaron como “potencial medio” con una nota indicativa de que se necesitan más datos para confirmar si ha habido trabajos de rehabilitación anteriores y el rendimiento actual. Con nuevos datos, la planta puede ser categorizada siguiendo la metodología indicada.

3.3 Inversión necesaria

La estimación de la inversión necesaria, segundo objetivo específico de este trabajo no es una tarea sencilla dada la diversidad de escenarios de modernización que pueden requerirse en cada caso. Incluso la tarea de estimar el costo de un solo proyecto de modernización es notoriamente compleja. Al igual que un proyecto hidroeléctrico nuevo, los proyectos de modernización varían de un caso a otro en la complejidad y el alcance y, por lo tanto, en los costos asociados a los trabajos necesarios. Mas aún, los proyectos de modernización están sujetos a un alto grado de incertidumbre, dado que el estado real de varios de los elementos de la central no es conocido, y solo puede determinarse al momento de parar la central para una inspección completa.

Existe poca literatura o datos públicos sobre los costos de inversión para proyectos de modernización, y la información disponible en forma pública sobre los proyectos normalmente se agrega y no se revela los detalles por subcomponentes. Para atender este objetivo de estimación de inversión, se realizó un levantamiento de información de 88 proyectos modernizados, a nivel mundial, para tener una base con la cual realizar una evaluación comparativa. Tras un análisis de sensibilidad, se utilizó la información levantada de los 56 proyectos en ALC, que han realizado ya una modernización, o que han anunciado una modernización (con alcance y presupuesto) desde el año 2000⁸. Todos los costos fueron traducidos al año 2019, a fin de realizar un análisis consistente, como se detalla en una sección posterior.

Con el objetivo de desarrollar las estimaciones, en primer lugar, se separaron los costos en tres subsistemas principales por tipo de infraestructura: eléctricas, electromecánicas y civiles. Posteriormente, los costos se asociaron a la capacidad de cada central hidroeléctrica. Sobre los costos de los tres subsistemas, se consideró que los mismos incluían los siguientes elementos:

8 La información de costos se obtuvo de fuentes disponibles públicamente (informes de noticias, empresas, gobiernos y agencias nacionales) y datos de costos suministrados directamente por los propietarios de las estaciones y las instituciones financieras internacionales. La mayoría de los datos se recopilaron de sitios web de empresas y gobiernos, una cuarta parte a través de instituciones financieras internacionales y el 10% directamente de los propietarios u operadores de las estaciones.

- **Instalaciones eléctricas:** incluidos transformadores, celdas de alta tensión, equipos eléctricos, servicios eléctricos auxiliares y sistemas eléctricos de control. Incluye suministro, montaje y pruebas.
- **Instalación electromecánica:** que incorpora los componentes principales de la generación, es decir, generadores y turbinas; y estructuras de control, es decir, compuertas, grúas y válvulas. Incluye suministro, montaje y pruebas.
- **Obras civiles:** incluye la infraestructura civil de un proyecto, como la presa (incluyendo compuertas y vertedero), las tomas, túneles, canales, tuberías de presión, la casa de máquinas y las vías de acceso.

Para determinar la necesidad de inversión total se utilizaron los resultados del paso/objetivo anterior, a partir de la definición de los siguientes criterios:

- 1 se asume que en los proyectos con bajo potencial de modernización debe solamente considerarse el costo de renovar las instalaciones eléctricas;
- 2 en los proyectos con potencial medio y alto, además de las instalaciones eléctricas, también se incluye el costo de modernizar las instalaciones electromecánicas; y
- 3 en los proyectos de potencial alto deberían considerarse además los costos de rehabilitación de obras civiles. No obstante, dada la dificultad de estimar estos últimos, que dependen de cada caso específico, como lo refleja la estadística de proyectos ya ejecutados, no han sido considerados en este estudio.



4

FUENTES DE INFORMACIÓN **E INSUMOS**

4.1 Identificación preliminar

El estudio se centró en plantas con capacidad instalada igual o superior a 10 megavatios y con una antigüedad mayor de 20 años. Es decir, se asume que todas las plantas construidas desde el año 2000 aún no tienen necesidad de modernización⁹. La siguiente tabla muestra una estimación de la vida útil para las estructuras y equipos de centrales hidroeléctricas, basada en la literatura mencionada en la sección 2.

⁹ Los autores entienden que este supuesto puede ser conservador, dado que los cambios tecnológicos y regímenes de operación variables pueden estar creando una nueva necesidad de actualización, particularmente con relación a la digitalización y modernización de los sistemas de control de las centrales.

Tabla 1. Vida útil de estructuras y equipos de centrales hidroeléctricas

Sistema		Bueno (≤years)	Justo (≤years)	Referencia
Eléctricos y controles	Generadores y transformadores	25	45	Goldberg & Lier (2011)
	Generadores y transformadores	23	37	Martins Nogueira & Alarcón (2019)
	Interruptores de alta tensión, auxiliares eléctricos, control	20	35	Goldberg & Lier (2011)
	Computadoras	20	30	Martins Nogueira & Alarcón (2019)
	Cables y soporte	20	25	Martins Nogueira & Alarcón (2019)
	Subestaciones, grúas, sistemas de protección, baterías, cargadores	10	25	Martins Nogueira & Alarcón (2019)
	Baterías y equipos de corriente continua (CC)	10	25	Goldberg & Lier (2011)
Mecánico	Turbinas	30	45	Goldberg & Lier (2011)
	Turbinas	23	37	Martins Nogueira & Alarcón (2019)
	Compuertas, válvulas, grúas, sistemas mecánicos auxiliares	25	37	Goldberg & Lier (2011)
Civil	Presas, canales, túneles, cavernas, embalses, cámaras de compensación	60	100	Goldberg & Lier (2011)
	Casa de máquinas, captación de agua, aliviadero, compuertas, revestimientos de acero, carreteras, puentes	40	65	Goldberg & Lier (2011)
	Estructuras civiles	47	60	Goldberg & Lier (2011)

Los grupos de edad considerados en la identificación de alto nivel, con su justificación, se exponen a continuación:

- **Estaciones de menos de 20 años:** es usual que tengan un rendimiento “bueno” en los principales sistemas. Por ello, implican un menor potencial de rehabilitación y por definición no se incluyen en el estudio.
- **Estaciones entre 20 y 40 años:** los sistemas aún pueden considerarse en el rango de rendimiento “bueno” o “medio”, pero en algunos casos se ha alcanzado el límite máximo, o se está acercando, en los equipos electromecánicos, que requieren evaluación de condición. Por ese motivo se incluyen en el estudio.

- **Estaciones de más de 40 años:** en estos casos la mayoría de los principales sistemas electromecánicos necesitan evaluación detallada de estado y rehabilitación para alcanzar un rendimiento óptimo. En las plantas en este grupo, las estructuras civiles también deben ser evaluadas por condición y necesidades de rehabilitación. Todas las plantas de este grupo se incluyen como parte de la identificación de alto nivel y son foco de los siguientes pasos del análisis.

Un total de 354 plantas estuvieron sujetas al análisis, con una capacidad instalada total de 113 GW, de las cuales 3 son centrales hidroeléctricas binacionales. Los países fueron divididos por subregiones (América Central, Caribe, Zona Andina y Cono Sur), separando además México y Brasil, que se consideraron aislados, por su parque hidroeléctrico sustantivo.

Este relevamiento fue complementado con información secundaria, a partir de la cual se investigó si fueron realizadas modernizaciones en dichas plantas (cualquiera fuera su característica - rehabilitación parcial o completa, revisiones, renovaciones importantes, etc.). Esto es especialmente relevante cuando se evalúa la necesidad de modernizar el equipo electromecánico, además de las obras civiles.

Las fuentes secundarias incluyeron sitios web de entidades de financiamiento, noticias (de fuentes reconocidas en el sector hidroeléctrico), sitios web de fabricantes y de empresas consultoras que llevaron a cabo proyectos de modernización. Este proceso de investigación ha considerado dichas fuentes como confiables, ya que en la mayoría de los casos aparecieron en informes anuales de actividad. Además, se consideraron canales de medios internacionales y nacionales, y estudios previos como fuentes confiables de información. Paralelamente, en algunos casos, los informes nacionales de política o estrategia energética proporcionaron información sobre los planes de modernización implementados o planificados.

4.2 Clasificación final

Para el siguiente paso, es decir, la investigación a nivel de central, se utilizó la siguiente metodología.

En primer lugar, se recopiló la información relacionada con datos de rendimiento de las centrales, utilizando fuentes públicas disponibles, principalmente instituciones sectoriales (operadores de la red, reguladores, mercado mayorista, etc.). Se incorporó información relativa a la capacidad, generación, factor de capacidad, caudal de entrada, interrupciones planificadas, interrupciones forzadas y disponibilidad en los últimos diez años.

En segundo lugar, se consideraron informes anuales de inversión, accesibles a través de los sitios web de propietarios y operadores. A partir de ello se realizó una solicitud directa de información a estos agentes. A ellos, además, se les solicitó que proporcionaran información complementaria sobre los planes futuros.

Con base en los dos pasos previos se evaluó la necesidad de modernización de cada central hidroeléctrica. Los resultados, finalmente, fueron cotejados con los especialistas de la División de Energía del BID, basados en la región o que trabajan directamente con los países, quienes contribuyen con información complementaria, dado su amplio conocimiento de cada país y de las plantas en estudio.

El enfoque para recopilar información sobre las centrales hidroeléctricas de Brasil se basó en dos evaluaciones recientes sobre la necesidad de modernización, toda vez que incluyen datos de rendimiento, historial de modernización y planes de modernización (Martins Nogueira & Alarcón, 2019; EPE, 2019).

4.3 Inversión necesaria

Para el segundo de los objetivos de este trabajo, la metodología consideró 88 casos en todos los continentes (véase la Tabla 2 para la distribución) centrados en plantas con una capacidad instalada de más de 10 MW que emprendieron o anunciaron un proyecto de rehabilitación / modernización después del año 2000. Más del 60 por ciento de los datos pertenecen a plantas en América Latina.

Tabla 2. Puntos de información por región

Región	Puntos de datos	%
África	1	1%
Este y Sudeste Asiático	6	7%
Europa	1	1%
América Latina	56	64%
América del Norte	4	5%
Oceanía	3	3%
Asia Central y Sur	17	19%
Total	88	100%

La información sobre costos se obtuvo de fuentes disponibles públicamente (informes de noticias, compañías, gobiernos y agencias nacionales) y datos de costos provistos directamente de propietarios de plantas e instituciones financieras internacionales. La mayoría de los datos se obtuvieron de sitios web de empresas y gobiernos, una cuarta parte a través de instituciones financieras internacionales y el diez por ciento directamente de los propietarios u operadores de plantas.

Debido a que la información pública no revela en varios proyectos la desagregación de los costos, se tomaron decisiones discrecionales para determinar cómo se distribuyeron los costos, y cuando las fuentes se consideraron poco confiables, la información de tales proyectos se descartó.

Normalmente, los costos se obtuvieron en dólares estadounidenses. En caso contrario, utilizando las tasas de cambio respectivas, los costos se calcularon en dólares estadounidenses del año correspondiente y luego se actualizaron (en dólares estadounidenses de 2019), para hacerlos comparables¹⁰. Para ello se utilizó la siguiente fórmula:

$$\text{CAPEX}_n = \text{CAPEX}_0 \times (1+i)^n$$

- CAPEX_n = Gasto en capital actualizado al año n ;
- CAPEX_0 = Gasto en capital de base en el año 0;
- i = tasa de actualización;
- n = diferencia entre año n y año 0.

¹⁰ Se adoptó una tasa de actualización del 3 por ciento. La tasa de actualización se refiere a aumentos anuales en los precios asociados con proyectos de modernización debido a la inflación.

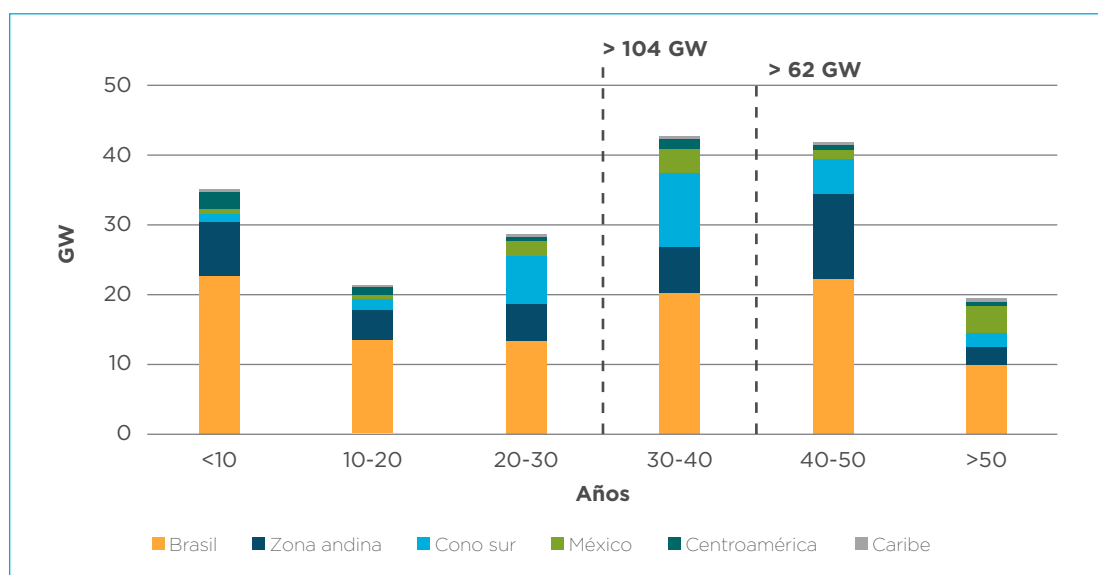


5

POTENCIAL DE MODERNIZACIÓN **POR REGIÓN**

En esta sección se describen los resultados de la clasificación final, que se determinó siguiendo el proceso descrito. La figura siguiente resume la edad del parque hidroeléctrico de ALC por región.

Figura 2. Edad del parque hidroeléctrico de ALC



Fuente: iha, 2020

A continuación, se presentan los resultados del ejercicio de clasificación final para cada región.

Tabla 3. Resultados del ejercicio por región

Región	No. de plantas	Bajo	Medio	Alto	Capacidad instalada (MW)
Andina	71	23	44	4	12.286
Caribe	11	7	2	2	729
América Central	37	20	16	1	3.313
Cono Sur	75	24	46	5	31.121
Brasil	125	36	86	3	54.813
México	35	17	15	3	10.435
Total	354	127	209	18	112.697
Capacidad Instalada (MW)		50,953	46,465	15,320	

5.1 Región Andina

La región andina incluye a Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú. La capacidad hidroeléctrica instalada representa una parte sustantiva del total en estos países: en Colombia 70%, Ecuador 60%, Perú 39% y Bolivia 30%.

Los cuatro países en conjunto tienen más de 22 GW de capacidad instalada de energía hidroeléctrica, de los cuales más de 12 GW, correspondientes a 71 plantas y equivalentes al 41% del parque existente, exceden 20 años y, por lo tanto, se consideran para la modernización.

Los resultados del análisis muestran que Colombia y Bolivia destacan con una alta proporción de las centrales hidroeléctricas más antiguas, mientras que la flota hidroeléctrica en Ecuador y Perú es en general más joven.

Tabla 4. Resultados del ejercicio en la región andina

País	No. de plantas	Bajo	Medio	Alto	Capacidad instalada (MW)	Participación de la capacidad hidroeléctrica(%)
Bolivia	9	1	8	-	284	43%
Colombia	32	12	16	4	7.729	65%
Ecuador	11	2	9	-	1.671	33%
Perú	19	8	11	-	2.602	52%
Total	71	23	44	4	12.286	
Capacidad Instalada (MW)		3.357	8.070	860		

Colombia, tiene en el presente la cantidad más significativa de activos hidroeléctricos antiguos en su sistema; en la mayoría de los casos, la información publicada no es clara respecto de la condición y el estado de todas las unidades de generación, con muy pocos datos de rendimiento reportados. Estas plantas se clasifican como de potencial medio debido a la incertidumbre. Las plantas más antiguas (entre 50 y 70 años) no informaron haber realizado ninguna obra civil importante y están en propiedad de empresas públicas, excepto dos importantes proyectos de almacenamiento, Anchicayá Bajo de 74 MW y el Calima de 132 MW, propiedad de Celsia, que también se clasifican como de potencial medio

hasta nueva confirmación. EPM posee el resto de las plantas más antiguas; la planta Guadalupe III de 270 MW y la planta Guatapé, de 560 MW, se consideran de alto potencial porque el operador no ha confirmado la rehabilitación de la obra civil, pero planea hacerlo.

En Bolivia existen 6 plantas que tienen más de 50 años, que el gobierno considera que han llegado al final de su vida útil en el plan nacional de electricidad. COBEE posee la mayoría y no hay planes conocidos para su rehabilitación y modernización. Estas se consideran de categoría media. Por su parte, ENDE posee y opera tres de las plantas más antiguas del país y ha presentado planes para modernizar y actualizar sus activos. La planta de 54 MW de Corani presenta la mayor oportunidad de modernización y es de importancia estratégica debido a su importante capacidad de almacenamiento. Dado que tiene planes de modernización, se considera de potencial medio.

En Ecuador, por otra parte, la generación hidroeléctrica se ha desarrollado recientemente y el país aún muestra potencial hidroeléctrico sin explotar. Empresa Eléctrica Quito (E.E.Quito) opera las dos plantas más antiguas del país con mayor potencial de modernización; la planta Guangopolo de 82 años (20.9 MW) y la planta Cumbaya de 52 años (40 MW). E.E.Quito ha desarrollado estudios de viabilidad para la rehabilitación y modernización de sus activos, y ha generado planes, pero no está claro que se haya avanzado en esa dirección. Podrían clasificarse como de alto potencial si el operador confirmara que no se han modernizado y no se han rehabilitado obras civiles.

Finalmente, en Perú, la mayoría de las plantas informaron haber sufrido un mantenimiento importante en instalaciones eléctricas y equipos electromecánicos en la última década. Además, algunas obras civiles han sido reparadas y modernizadas después de que un evento El Niño impactara las instalaciones en 2017. La planta de Callahuanca, construida en 1939, informó una reconstrucción en 2019. El resto de las plantas más antiguas también podrían estar sujetas a una rehabilitación sustantiva de la infraestructura, como es el caso de Malpaso (1936), Yaupi (1957) operado por Statkraft y Moyopampa (1951), operado por ENEL. En el sector público, las instalaciones operadas por Egesur, Aricota I y II serían la prioridad para la rehabilitación y modernización.

5.2 Región El Caribe

La región del Caribe incluye República Dominicana, Guayana Francesa, Haití y Surinam. Tienen más de 1 GW de capacidad instalada de energía hidroeléctrica, de los cuales casi 800 MW tienen más de 20 años. Cerca del 70% de la capacidad hidroeléctrica es considerada para la modernización.

El mercado de la electricidad en el Caribe se caracteriza por una combinación de servicios públicos y privados o parcialmente privados. La mayoría de las empresas están integradas verticalmente, donde la generación se agrupa con la transmisión y distribución, excepto en República Dominicana.

El análisis muestra que los países incluidos tienen 11 plantas de más de 20 años con una capacidad instalada superior a 10 MW, que suman 718.7 MW.

Tabla 5. Resultados del ejercicio en el Caribe

País	Número de plantas	Bajo	Medio	Alto	Capacidad Instalada (MW)	Participación de la capacidad instalada hidroeléctrica (%)
República Dominicana	8	5	2	1	372	61%
Guyana Francesa	1	1	-	-	114	95%
Haití	1	1	-	-	54	88%
Surinam	1	-	-	1	189	99%
TOTAL	11	7	2	2	729	
Capacidad Instalada (MW)		382	106	241		

En República Dominicana, el contraembalse Las Barrias fue construido en 1974 como parte del proyecto de la Presa Valdesia de 52 MW. Las obras civiles de la central sufrieron daños en noviembre de 2007 como consecuencia de la tormenta Noel, los cuales fueron reparados en 2009 como parte del plan de emergencia y gestión de desastres. Dado que el nivel de sedimento en el embalse alcanzó un 60% en 2014, y considerando la antigüedad de la central hidroeléctrica, este proyecto se ha clasificado como de alto potencial de modernización.

La planta de Tavera de 96 MW, después de la tormenta de 2007, fue rehabilitada. No obstante, a pesar de la rehabilitación realizada, la sedimentación en el embalse excede las estimaciones y debe avanzarse en el dragado para mantener la capacidad del embalse. En 2018 y 2019 se planificó una rehabilitación que se pospuso sin una fecha de inicio. Por esta razón, Tavera ha sido categorizada como de prioridad media a pesar de la rehabilitación previa.

Por otra parte, desde 2012, la central hidroeléctrica Rincón de 10 MW incluye planes de rehabilitación para realizar varios cambios, entre los que se incluyen la válvula de mariposa, la carcasa espiral de la turbina y la tubería presurizada. Se considera en categoría media a falta de los datos de rendimiento, y de evidencia de rehabilitación y la edad de la instalación.

En Surinam, Afobaka de 189 MW es el único activo hidroeléctrico (a excepción de los activos de tamaño muy pequeño que suman 1 MW), el cual registra una baja disponibilidad (67%) y un bajo factor de capacidad (37,8%). Bajo estas condiciones se ha clasificado como de alto potencial de modernización.

5.3 Región América Central

La región de América Central incluye Belice, Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. La red eléctrica de la región ha sido históricamente abastecida por energía hidroeléctrica y, en el presente, varios países tienen una gran parte de su capacidad instalada basada en esta tecnología. La capacidad instalada de energía hidroeléctrica representa aproximadamente el 66% del total instalado en Costa Rica, el 47% en Panamá, el 38% en Belice, el 36% en Guatemala, el 28% en El Salvador, el 26% en Honduras, y el 10% en Nicaragua.

Estos siete países en conjunto tienen 37 plantas hidroeléctricas que cumplen con los criterios para el análisis en este estudio, es decir, plantas de más de 20 años con una capacidad instalada igual o mayor a 10 MW. Ello representa aproximadamente 3.5 GW de capacidad instalada, a ser considerado para la modernización. Aproximadamente el 70% de las 37 plantas tienen más de 35 años; y esta realidad se ve especialmente en los casos de El Salvador, Nicaragua y Panamá, donde todas las plantas candidatas tienen más de 35 años.

Tabla 5. Resultados del ejercicio en América Central

País	Número de plantas	Bajo	Medio	Alto	Capacidad instalada (MW)	Participación de la capacidad instalada hidroeléctrica (%)
Belize	1	1	-	-	25	46%
Costa Rica	15	6	8	1	1.001	50%
El Salvador	4	1	3	-	553	100%
Guatemala	5	3	2	-	475	32%
Honduras	4	3	1	-	432	61%
Nicaragua	2	2	-	-	104	73%
Panamá	6	4	2	-	722	40%
Total	37	20	16	1	3.313	
Capacidad Instalada (MW)		1.387	1.915	11		

En Costa Rica, casi todas de las 15 plantas analizadas tuvieron una clasificación baja o media, en términos del potencial de modernización. Los datos en la mayoría de los casos fueron confiables y confirmaron la clasificación.

En Honduras, se informó que se firmaron acuerdos para mejorar las plantas de Cañaveral y Río Lindo. El Nispero informó una modernización significativa completada hasta la fecha, a pesar de los problemas de sedimentos en curso. La planta de Francisco Morazán (El Cajón) fue clasificada como media debido a la falta de datos que respalden cualquier modernización completada hasta la fecha.

En Guatemala, Nicaragua y El Salvador, todas las plantas fueron clasificadas como de prioridad baja o media debido al significativo número de actividades de modernización reportado, con acciones completadas o en curso, lo cual fue respaldado por datos confiables. En Panamá, si bien las 6 plantas de propiedad privada se clasificaron de baja o media prioridad, conviene mencionar que los trabajos reportados como completados no pudieron ser confirmados debido a la muy baja confiabilidad de la fuente de dicha información. La planta Fortuna de 300 MW se clasificó como de prioridad media y podría tener un mayor potencial de modernización, lo cual podría ser confirmado con más información.

5.4 Región Cono Sur

La región del Cono Sur incluye Argentina, Chile, Paraguay y Uruguay. Esta región alberga tres represas hidroeléctricas binacionales: Itaipú Binacional (compartida entre Paraguay y Brasil), Entidad Binacional Yacyretá (Paraguay-Argentina) y Complejo Hidroeléctrico Salto Grande (Uruguay-Argentina).

La región ha dependido durante mucho tiempo de las represas hidroeléctricas para generar una gran parte de sus necesidades energéticas. El país que lidera en ese sentido es Paraguay, con el 100% de su energía suministrada por energía hidroeléctrica, seguido por Uruguay con el 50%. A nivel de capacidad instalada, en Paraguay la energía hidroeléctrica representa casi el 100% del total, en Uruguay el 31%, en Argentina el 33% y en Chile el 28%.

Los cuatro países en conjunto tienen más de 28 GW de capacidad hidroeléctrica, de los cuales el 85%, o 24 GW (incluyendo 7,000 MW de Itaipú Paraguay), tiene más de 20 años y, por lo tanto, se considera para la modernización.

Todas las centrales hidroeléctricas en Paraguay y Uruguay (incluidos los proyectos binacionales compartidos con Brasil y Argentina) están todas sujetas a una posible modernización, dado que tienen más de 10 MW y más de 20 años. Como se muestra en la tabla siguiente, cinco de las siete plantas fueron clasificadas de bajo potencial de modernización, porque han emprendido o están emprendiendo proyectos de modernización. Por otra parte, para Chile y Argentina, la tabla muestra plantas hidroeléctricas de mayor tamaño que aún no se han modernizado, por lo que aparece un número sustancial de plantas en las categorías media y alta por su potencial de modernización.

Tabla 6. Resultados del ejercicio en el Cono Sur

País	Número de plantas	Bajo	Medio	Alto	Capacidad instalada (MW)	Participación de la capacidad instalada hidroeléctrica (%)
Argentina	35	4	30	1	6,934	84%*
Chile	33	15	15	3	4,294	64%
Paraguay	1	1	-	-	210	100%*
Uruguay	3	1	1	1	593	100%*
Binacional	3	3	-	-	19,090	-
Total	75	24	46	5	31,121	
Capacidad Instalada (MW)		21.687	8.226	1.207		

****Proporción de la capacidad instalada objeto de este estudio en comparación con la capacidad hidroeléctrica total del país, para Paraguay, Uruguay y Argentina, incluye la capacidad de las plantas binacionales de cada país.***

En Argentina, los datos de rendimiento no estaban disponibles públicamente y la tasa de respuesta de los operadores fue muy baja. Por lo tanto, hay muchas plantas clasificadas como prioridad media porque la edad sugería la necesidad de renovar el equipo electromecánico. No obstante, no fue posible confirmar si la rehabilitación y la modernización anteriores tuvieron lugar y si las plantas están experimentando un bajo rendimiento, lo que podría modificar su clasificación.

La evidencia de modernización de los equipos electromecánicos solo se confirmó para la planta de Alicurá. Planicie Banderita y El Chocón son plantas más antiguas que Alicurá y tienen mayor capacidad de almacenamiento y capacidad instalada, por lo que se consideran muy importantes y deben ser prioridad para la modernización.

Las plantas más antiguas (> 60 años) están en manos de la empresa pública, Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC). Sin embargo, no fue posible obtener información ni del sitio web ni directamente de la empresa sobre su estado y disponibilidad. Dichas plantas se clasificaron como de potencial medio, aunque se destaca la planta Molinos I de 59 MW, la cual podría clasificarse como de alto potencial, teniendo en cuenta que fue una de las plantas prioritarias en un estudio realizado anteriormente por el BID.

En Chile, la tasa de respuesta de los operadores, que brindaron datos de desempeño, fue algo mayor. Además, se obtuvo información sobre mantenimiento y renovaciones anteriores a partir de los informes anuales de las empresas. De esta manera, fue posible identificar tres plantas con alto potencial de modernización, con una potencia instalada total de cerca de 100 MW, y 100 años en promedio.

En Uruguay, las plantas de Baygorria y Constitución han tenido algunas renovaciones del equipo electromecánico durante el mantenimiento regular, pero no se reportó ninguna modernización importante. Los datos de rendimiento muestran la disponibilidad y las interrupciones forzadas dentro de los límites aceptables. Sin embargo, la generación fue menor de lo esperado durante varios años; la razón podría ser una menor disponibilidad hidrológica respecto a la media. Por otra parte, Uruguay está aumentando la capacidad de fuentes de energía renovable no convencional (especialmente la energía eólica) y eso podría afectar el régimen operativo de las centrales hidroeléctricas. Debido a la falta de modernización o renovación, Baygorria a los 59 años fue categorizada como de alto potencial de modernización en el país. La planta de Constitución se clasificó en la categoría media debido a su edad (37 años); sin embargo, esto aún no confirma la necesidad de restaurar la infraestructura civil.

En Paraguay, la empresa estatal ANDE está avanzando con planes de modernización para Acaray. El BID ha comprometido US \$125 millones para la modernización de dicha planta. El programa de modernización y actualización incluye la renovación de las instalaciones eléctricas y electromecánicas de la planta y la mejora de la infraestructura civil. Dado que esta planta ya está atravesando un proceso de modernización extensivo, se la clasificó como de baja prioridad.

Binacionales

En 2019, el Complejo Hidroeléctrico Salto Grande de 1.890 MW, de Argentina y Uruguay, comenzó un programa de modernización con el objetivo de mejorar la producción de electricidad, mejorar la eficiencia y la seguridad. El programa tendrá una duración de 30 años e incluirá la renovación de los equipos eléctricos y electromecánicos, así como la infraestructura civil. Para la etapa inicial, el BID aprobó un financiamiento de US \$ 80 millones. Se consideró de baja prioridad, dado que ya existe un programa de modernización en curso, así como un plan de inversión para la modernización del complejo en las próximas décadas.

Itaipú de 14.000 MW (binacional Paraguay - Brasil), la central más grande del mundo por generación de electricidad comenzó un proyecto de modernización global de 14 años en 2019. La actualización tecnológica de la central y sus subestaciones abarcará el proceso de evaluación y sustitución sistémica de equipos y sistemas de supervisión, control, protección, monitorización, medición y sus respectivas interfaces con los procesos de generación, sus subestaciones, su vertedero, los equipos auxiliares de la represa y la casa de fuerza. Por su parte, las turbinas y generadores tienen un ciclo de vida mayor y no son objeto de esta actualización. Dado que la modernización de la central ya está en curso, se consideró de baja prioridad.

El complejo Yacyretá (3.200 MW) en la frontera entre Argentina y Paraguay también está modernizando los equipos electromecánicos, reemplazando las turbinas, los rotores y otros componentes asociados. Así mismo, se está desarrollando una expansión del complejo Aña Cua (con contratos ya adjudicados), con la adición de tres nuevas turbinas Kaplan de 90 MW, agregando 270 MW, y aumentando la producción de electricidad de la planta en un 10 por ciento. Se planifica que la expansión esté en servicio para 2023. Se consideró de baja prioridad, dado que la modernización de la central ya está en curso.

5.5 Brasil

Brasil tiene la segunda capacidad instalada hidroeléctrica más grande del mundo, después de China, con 109 GW. La participación de la capacidad hidroeléctrica instalada en la red eléctrica supera el 60%.

Actualmente, el país tiene 125 plantas, que suman 55 GW¹¹ de capacidad instalada de energía hidroeléctrica (aproximadamente la mitad del total), que tienen más de 20 años y en cada una, una capacidad instalada igual o superior a 10 MW. La mayoría de las plantas se clasifican como de potencial medio, como se indica en la siguiente tabla.

¹¹ El binacional de Itaipú se informa en el informe del Cono Sur. Los 7.000 MW de capacidad instalada que corresponden a Brasil no se contabilizan en los 55 GW.

Tabla 7. Resultados del ejercicio en Brasil

País	No. De plantas	Bajo	Medio	Alto	Capacidad instalada (MW)	Participación de la capacidad instalada hidroeléctrica (%)
Brasil	125	36	86	3	54,813	59%
Capacidad Instalada (MW)		20.473	24.886	9.454		

De las 86 plantas con potencial medio, la mitad de ellas no cuentan con información detallada. Sin embargo, este grupo representa solo 1 GW del total de 55 GW de capacidad que se examinan para el país. El resto de aquellas clasificadas con potencial medio, que totalizan 23 GW, reportaron que la tasa de interrupción forzada y/o las tasas de disponibilidad no estaban dentro del rango aceptable, aunque no proporcionaron datos para confirmar si alguna actividad de modernización había sido realizada.

Las 36 plantas clasificadas como de bajo potencial, que representan 20 GW del total, o bien tenían confirmación (ya sea a través del propietario / operador o a través del estudio EPE) de una rehabilitación importante, o modernización de equipos electromecánicos, o bien tenían menos de 25 años.

Las tres plantas restantes clasificadas como de alto potencial son la planta Marechal Mascarenhas de Moraes (Peixoto) de 492 MW, la planta Paulo Afonso de 443 MW y la planta Tucuruí de 8.535 MW. Todas ellas tienen más de 35 años, han exhibido un rendimiento menor al óptimo y reportaron que no se ha desarrollado una modernización sustantiva. Para la planta de Paulo Afonso II, en 2010 Alstom fue contratada por CHESF para la modernización de sus seis unidades. No obstante, la planta todavía se clasificó de prioridad alta debido al bajo rendimiento en los últimos 10 años. La tasa de interrupción fue del 27,8% en 2018, la más alta en todas las plantas de energía en el sistema interconectado.

El estudio del BID señala que Tucuruí tuvo la mayor pérdida de generación debido a interrupciones forzadas en 2017. Se estima que no generó 6.016 GWh debido a una tasa de interrupción forzada del 8,57%.

En el estudio EPE, los resultados muestran que Marechal Mascarenhas do Moraes tendría una ganancia de energía firme de 8,6% si se moderniza. Asimismo, tanto Marechal Mascarenhas do Moraes como Tucuruí se identifican como muy relevantes junto con el complejo Paulo Afonso, Furnas, Itaipu, Itumbiara, Jupiá y Marimbondo porque juntas estas centrales corresponden al 50% de energía incremental que podría añadirse al sistema con un programa de modernización. El estudio de EPE identifica también que hasta 11 GW de capacidad adicional podría instalarse en caso de repotenciar estas centrales, pero que serían necesarios ajustes a la forma de remuneración de las hidroeléctricas.

5.6 México

La energía hidroeléctrica representa el mayor porcentaje de recursos renovables en México, aproximadamente el 18% de la capacidad instalada total y algo más del 10% de la generación total. Las tecnologías limpias de energía renovable representan en el 28.9% del suministro total de energía en México. La capacidad hidroeléctrica instalada es actualmente de 12,1 GW y hay un estimado de 8,7 GW de potencial hidroeléctrico económicamente factible de ser desarrollado. Actualmente, la empresa estatal de servicios públicos, CFE (Comisión Federal de Electricidad) opera todos los activos hidroeléctricos del país, con la excepción de una planta de 109 MW propiedad de terceros.

México tiene 35 centrales hidroeléctricas que cumplen con los criterios de análisis de este estudio. Representan aproximadamente 10 GW de capacidad instalada equivalente al 85% del parque hidroeléctrico existente en el país.

Como se indica en la tabla siguiente, 17 de estas plantas fueron categorizadas como de bajo potencial, debido a que se informó que un trabajo de modernización sustantiva se completó con estos activos o se asumieron compromisos para hacerlo en el futuro cercano. De este grupo, en 11 plantas la empresa no proporcionó datos suficientes para confirmar que la rehabilitación fue efectivamente completada.

Tabla 8. Resultados del ejercicio en México

País	Número de plantas	Bajo	Medio	Alto	Capacidad instalada (MW)	Participación de la capacidad instalada hidroeléctrica (%)
México	35	17	15	3	10.435	86%
Capacidad Instalada (MW)		3.668	3.262	3.505		

Otras 15 plantas se clasificaron como potencial medio, de las cuales 11 cumplieron con los criterios de antigüedad, pero no se proporcionaron datos sobre rehabilitación o modernización anteriores, ni sobre los rendimientos¹². Tres plantas se clasificaron con alto potencial: la instalación Chicoazen de 2.400 MW, la Malpaso de 1.080 MW y la central hidroeléctrica Boquilla de 25 MW.

¹² La información en línea muestra noticias relacionadas con programas de modernización para estas centrales, pero no es posible identificar si estos programas han completado.



6

INVERSIÓN NECESARIA

Para determinar los costos de inversión necesarios para la modernización de las centrales identificadas, se analizaron los datos de costos históricos levantados (descritos en la sección 4.3), a fin de determinar la curva de costos que mejor se ajuste para cada uno de los tipos de equipamientos. El análisis de los datos mostró que existe una alta correlación lineal entre los costos y la capacidad instalada de la central, y por lo tanto las funciones lineales especificadas sirven para estimar la necesidad de inversión para instalaciones eléctricas y electromecánicas de las centrales hidroeléctricas en ALC.

Para el cálculo, los costos de las instalaciones eléctricas se integran en la función del costo de las instalaciones electromecánicas. Asimismo, se aplicó un intervalo de confianza de +/- 20% a los datos, dada la incertidumbre intrínseca en esta estimación. Las funciones con su intervalo de confianza para las instalaciones eléctricas y electromecánicas serían:

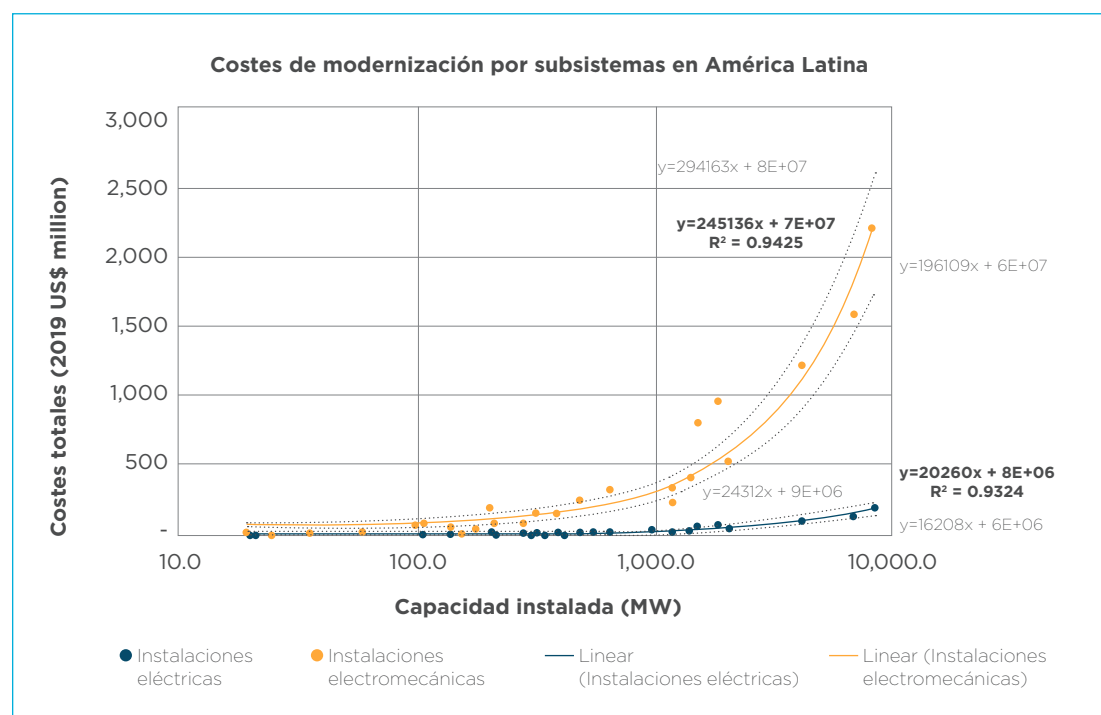
Funciones de instalaciones eléctricas:

- **Banda superior:** $y = 24312x + 9E+06$
- **Regresión lineal:** $y = 20260x + 8E+06$
- **Banda inferior:** $y = 16208x + 6E+06$

Funciones de instalaciones electromecánicas:

- **Banda superior:** $y = 294163x + 8E+07$
- **Regresión lineal:** $y = 245136x + 7E+07$
- **Banda inferior:** $y = 196109x + 6E+07$

Figura 3. Distribución del costo total (USD 2019) para plantas de ALC con funciones de regresión lineales y funciones de intervalo de confianza.



Para las obras civiles, el análisis de datos mostró que la correlación del costo con la capacidad instalada es muy baja para poder aplicar una función a las centrales hidroeléctricas en ALC. Como fue mencionado, este estudio sugiere que las necesidades de obra civil deben analizarse caso a caso ya que son específicas y dependientes de la localización y características para poder estimar con precisión la inversión.

Considerando el paso previo realizado en este proceso de investigación, el criterio que se muestra en la Tabla 9 señala que el costo de las instalaciones eléctricas es aplicable para proyectos con un potencial de modernización bajo, mientras que el costo de las instalaciones electromecánicas es aplicable para proyectos con potencial medio y alto de modernización. En los proyectos identificados como de bajo potencial debido a la fecha en que se han modernizado, se prevé que necesitarían modernizar parte de las instalaciones eléctricas en los próximos diez años. Los costos de las instalaciones eléctricas por sí solos no son aplicables a las categorías media o alta, de lo contrario sería un doble recuento. Para aquellos proyectos de potencial medio con más de 40 años sin datos suficientes para su confirmación o aquellos proyectos con alto potencial, además del costo de instalación electromecánica, también estarían sujetos a los costos de obra civil. Se reconoce que esos proyectos necesitan más análisis para investigar qué implicaría la adición de la obra civil en las inversiones de modernización.

Tabla 9. Criterios para la estimación de la necesidad de inversión en proyectos

	Bajo	Medio	Alto
Instalaciones eléctricas	X	X	X
Instalaciones electromecánicas		X	X
Obra civil			X

Con base en la metodología presentada y los insumos mencionados en secciones anteriores, la necesidad de inversión total para la región durante los próximos 10 años se estima en US\$ 32.952 millones con un rango entre US\$ 27.210 millones y US\$ 38.565 millones.



LIMITACIONES **DEL ESTUDIO**

Dada la naturaleza de este estudio, es necesario identificar sus limitaciones, a fin de que futuros trabajos puedan complementar y validar el levantamiento realizado. Entre las principales limitaciones del estudio se identificaron los siguientes aspectos.

Primero, el estudio se concentra en centrales de más de 20 años de antigüedad. Si bien este es un supuesto sólido a juicio de los autores, que puede respaldarse con literatura, es evidente que el cambio operacional de muchas centrales hidroeléctricas sumado a los cambios tecnológicos, pueden estar acelerando las necesidades de modernización en el parque hidroeléctrico.

Segundo, el levantamiento está basado en información secundaria y no incluye trabajo de campo, la que puede ser la principal limitación del estudio. Un trabajo más profundo, incluyendo visitas de campo, es recomendable para una siguiente etapa de estudio, lo que permitiría una categorización más precisa para la modernización requerida en cada central.

Tercero, el documento no incluye el costo de obras civiles. El trabajo en un inicio se planteó el objetivo de identificar los costos de inversión de rehabilitación de obras civiles. No obstante, la escasa información pública encontrada al respecto, y la imposibilidad de realizar una correlación con la capacidad de las centrales hidroeléctricas, limita extrapolar los resultados de forma de que sean aplicables a todo el parque hidroeléctrico.

Cuarto, el estudio no cuantifica los beneficios de la modernización de las centrales. Entre estos beneficios se encuentran, la complementariedad con la generación de energía renovable, el respaldo al sistema eléctrico (proveyendo servicios auxiliares), el almacenamiento de agua (como energía, y para otros usos), etc. La cuantificación de beneficios no fue parte de este trabajo, pero es un siguiente paso necesario a fin de poder realizar una evaluación económica de los proyectos de modernización.

Finalmente, no se incluyen los resultados de Venezuela, que hubiera sido importante para considerar la totalidad del estado del parque hidroeléctrico de la región.

CONCLUSIONES

Las centrales hidroeléctricas son fundamentales para el desarrollo sostenible de la matriz eléctrica de la región, no solo por el suministro energético renovable que proveen, sino también por la capacidad tecnológica de proporcionar otros servicios auxiliares. Ello incluye flexibilidad y generación en punta, regulación de frecuencia, almacenamiento de energía, entre otros, que actualmente permiten la incorporación masiva de fuentes de generación intermitente (solar y eólica). Por ello, es necesario acelerar la modernización del parque hidroeléctrico existente, esencial para acompañar la transformación hacia una generación de bajo carbono y su sostenibilidad.

Este trabajo presenta un ejercicio base para identificar y priorizar las necesidades de inversión de la región para modernizar centrales hidroeléctricas. A su vez, procura resaltar la importancia de la modernización de las centrales de generación con varios años en operación y hacer una llamada a los tomadores de decisión para avanzar en esta dirección. Los resultados obtenidos dan un orden de magnitud al desafío, el cual es absolutamente relevante para garantizar el desarrollo eléctrico y energético de sus países.

Para los 113 GW de capacidad hidroeléctrica objeto del estudio, los resultados permiten establecer una inversión aproximada de USD 33 mil millones para su modernización. Es muy importante aclarar que estas inversiones no se refieren a mantenimiento regular, sino modernización de activos de alto costo en las centrales, incluyendo, en muchos casos, el remplazo total de equipos que tienen más de 20 años de operación. Eso supone una inversión sustantiva, sólo considerando instalaciones eléctricas y electromecánicas, de las cuales la mitad corresponde a Brasil, con más de USD 15 mil millones. Lo siguen la región andina y el cono sur, con aproximadamente USD 6 mil millones cada una.

Del total de la inversión estimada, cerca del 5% se relaciona con plantas categorizadas con alto potencial de modernización, lo cual implica que la inversión debe ser realizada en el corto plazo, dados los bajos niveles de producción de las centrales, o indicadores de disponibilidad muy por debajo de los límites. Un aspecto clave a considerar es que el envejecimiento de las centrales no es lineal con el tiempo, y una central que ya tiene indicadores que muestran una necesidad de intervención, puede quedar totalmente fuera de operación, si no es intervenida cuando corresponde.

Por otro lado, casi el 60% de la capacidad de las centrales estudiadas tiene una necesidad media de modernización. Eso implica que en los próximos 5 a 10 años será necesario que se realicen las inversiones requeridas, lo que también justifica atender su planificación con cierta premura. En el caso de las centrales identificadas con potencial medio, es necesario acercarse al problema y comenzar los estudios de planificación detallados de las intervenciones, que en algunos casos pueden tomar más de un año (por ejemplo, en el caso de que sea necesario realizar una o varias paradas para verificar el estado de los equipos).

El análisis identificó preliminarmente que la inversión que debería realizarse de forma relativamente inmediata implica aproximadamente USD 5 mil millones para atender 15 GW con alta necesidad de modernización. A mediano plazo, según el trabajo desarrollado, sería deseable destinar aproximadamente USD 26 mil millones más para modernizar 47 GW. Este es un problema dinámico, ya que se estima que entre 2 a 3 GW de capacidad hidroeléctrica cumple su vida útil anualmente en la región (considerando los ritmos de instalación promedio de hace tres décadas). La imagen siguiente resume los resultados, en términos de requerimiento, por país.

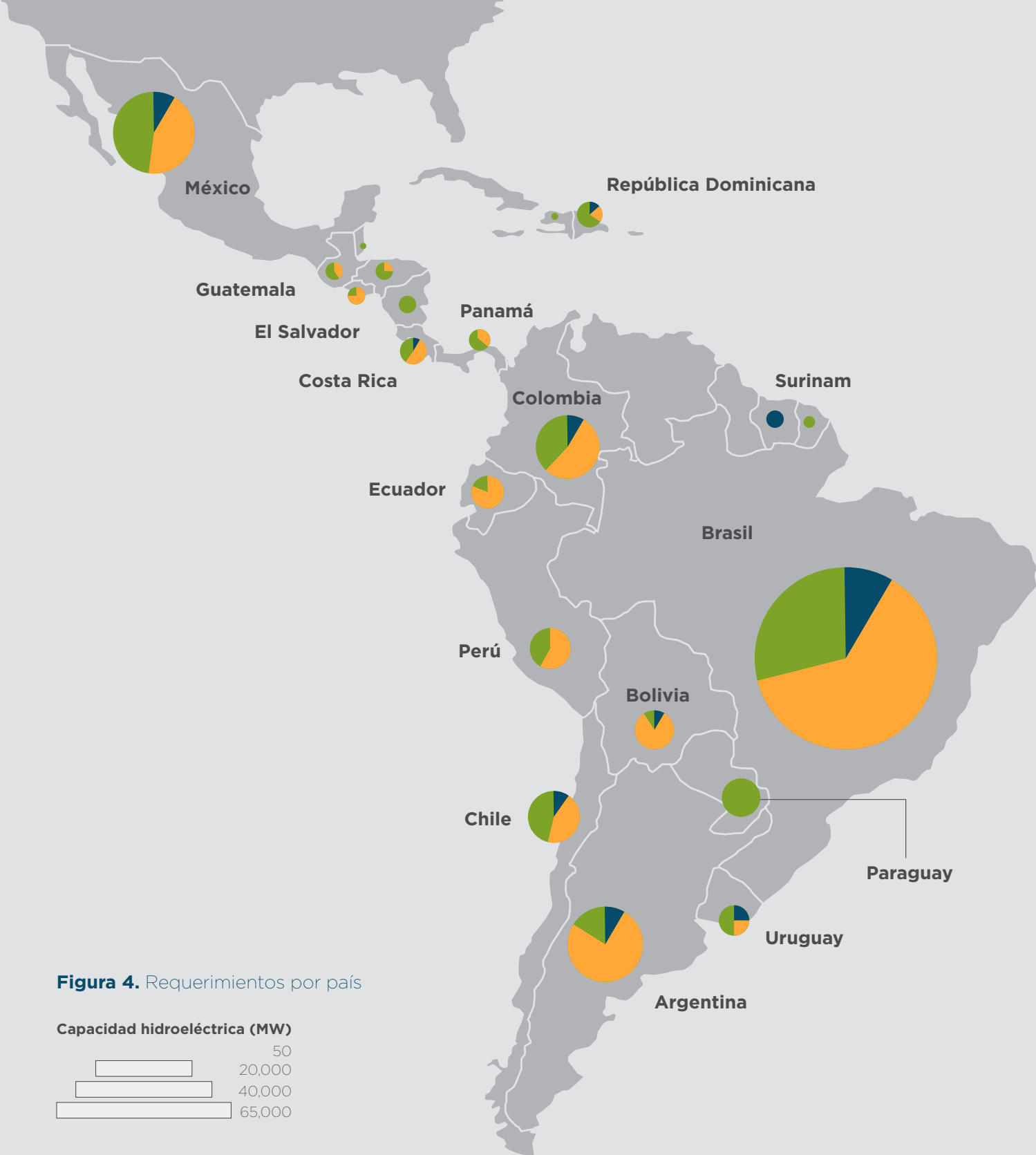


Figura 4. Requerimientos por país

Para atender una inversión alta, como la referida, es necesaria una acción inmediata y coordinada por todos los actores, tanto públicos como privados, lo que implica un rol activo tanto de las entidades de planificación como de los reguladores.

Por un lado, las entidades de planificación deben considerar estas inversiones en los planes de expansión, habida cuenta que son potencialmente rentables, económica y financieramente, considerando experiencias previas, y que son intervenciones con bajo impacto ambiental y social. El financiamiento de las modernizaciones puede provenir de diversas fuentes (pública, privada, financiamiento verde, etc.), dependiendo del marco regulatorio y estructura de propiedad de las centrales. Por ello, el trabajo más fuerte debe desarrollarse desde la planificación de los sistemas eléctricos, a fin de identificar los proyectos, determinar las necesidades de inversión para los próximos años, y las potenciales fuentes y estructuras de financiamiento, que sean ajustadas a las necesidades y posibilidades de cada país. Asimismo, la planificación debe considerar el tiempo que estas centrales estarán paradas en un proceso de modernización, dado que se requerirá generación de respaldo, la que idealmente debería ser renovable o, al menos, de bajas emisiones.

Por otro lado, es necesario que los marcos regulatorios reconozcan el valor de todos los servicios que las centrales hidroeléctricas otorgan al sistema. Mas allá de la energía y de la potencia, las centrales hidroeléctricas son capaces de añadir flexibilidad a los sistemas eléctricos, con respaldo de generación de rápida reacción, además de proveer la inercia necesaria para la regulación de frecuencia. Asimismo, varias de las centrales estudiadas son capaces de proveer almacenamiento anual o plurianual de agua, lo que se traduce eventualmente, en almacenamiento de energía. Estos servicios auxiliares son hoy demandados por los sistemas por efecto de la incorporación masiva de ERNC, y deberían ser compensados según la capacidad de cada central para proveerlos. Un marco regulatorio adecuado puede generar los incentivos para acelerar la implementación de los planes de modernización de las centrales hidroeléctricas.

En algunos países, en paralelo, existe también un trabajo a desarrollarse por parte de los operadores, especialmente para establecer las mejores estrategias y prácticas para las modernizaciones, particularmente en países donde no hayan existido inversiones sustantivas en generación en las últimas décadas, y requieran la creación de capacidades técnicas, y/o cadenas de suministro para enfrentar nuevos proyectos en el sector.

Por último, es necesario que América Latina y el Caribe avancen en la modernización de su parque hidroeléctrico, teniendo en cuenta, al menos, dos aspectos que son especialmente relevantes. En primer lugar, la modernización de hidroeléctricas debe hacerse considerando los desafíos que impone el cambio climático en el modelo de negocio de estas inversiones. Las centrales hidroeléctricas son útiles para que los países avancen en la mitigación y adaptación al cambio climático, a través de la generación limpia, la gestión de inundaciones, y el almacenamiento de agua; no obstante, su funcionamiento también se ve impactado por este fenómeno, a través del cambio de los regímenes hidrológicos y el incremento de energías renovables intermitentes con propósitos de mitigación. Por un lado, las hidroeléctricas están cambiando su función, pasando de ser generación de base a generación de apoyo de otras fuentes renovables variables (como por ejemplo eólica y solar), por lo que su diseño y operaciones pueden necesitar una adaptación a través de una modernización. Por otro lado, la infraestructura y operación de una central hidroeléctrica son susceptibles a los efectos de la variabilidad hidrológica derivada del cambio climático especialmente en cuencas sujetas a impactos severos donde las series hidrológicas históricas dejan de ser representativas. Esto añade varios grados de incertidumbre al diseño de las centrales y a los proyectos de modernización. Para reducir la incertidumbre y aumentar la resiliencia de las centrales, se debe identificar y evaluar de forma sistemática los riesgos bajo distintos escenarios de cambio climático para poder planificar, evaluar, construir y operar estos proyectos¹³.

Otro punto crítico para considerar es la digitalización, ya que la misma cambia el paradigma en el desarrollo de estas inversiones. Al incluir sensores que permiten monitorear con alta precisión diversos parámetros de la operación de las centrales, como temperatura, vibración, presión, hidrología, entre otros, es posible conocer el estado de una central sin frenar su operación. Es decir, la digitalización de centrales hidroeléctricas puede reducir los grados de incertidumbre actualmente existentes sobre el estado de los activos. Con ello, es posible mejorar la planificación de intervenciones, y los periodos de mantenimiento. Entonces, por más que la “digitalización” se refiere a un subconjunto de la inversión en modernización, también es un insumo para la modernización.

¹³ IHA publicó una guía de resiliencia climática para las centrales hidroeléctricas para dar apoyo al sector con una metodología que recoge los avances científicos y mejores prácticas (IHA, 2019).

A través de la digitalización se puede, por ejemplo, monitorear la condición de la central, y así programar mantenimientos para saber qué equipos requieren ser sustituidos, en coordinación con la disponibilidad hidrológica. De esa forma se optimiza los resultados del proceso de modernización.

De acuerdo con lo mencionado en la sección 7, el trabajo que se resume en este documento debe ser profundizado tanto para afinar la clasificación y las estimaciones de inversión, como también para considerar las inversiones en obras civiles. Esto requerirá de mayor información primaria y secundaria, y eventualmente, de trabajo de campo. El trabajo de rehabilitación de obras civiles es un aspecto particularmente relevante para garantizar la seguridad de las presas, y debe ser analizado en cualquier proyecto de modernización. Al mismo tiempo, la sedimentación es otro tema relevante no incluido en este estudio, relacionado con el envejecimiento de embalses en determinados sitios geográficos, y que debe estudiarse en detalle.

Referencias

bibliográficas

- Alarcón, A. (2018). El Sector Hidroeléctrico en Latinoamérica: Desarrollo, potencial y perspectivas. Washington, DC: Banco Interamericano de Desarrollo.
- Balza, L., Espinasa, R., & Serebrisky, T. (2016). ¿Luces encendidas? Necesidades de Energía para América Latina y el Caribe al 2040. Washington, DC: Banco Interamericano de Desarrollo.
- Banco Interamericano de Desarrollo. (2020). De estructuras a servicios: El camino a una mejor infraestructura en América Latina y el Caribe. Editores: Cavallo, E., Powell, A. & Serebrisky, T. Washington, DC: Banco Interamericano de Desarrollo.
- Empresa de Pesquisa Energética. (2019). Expansão da Geração. Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas. Ganhos de eficiencia, energía y capacidad instalada. Gobierno Federal de Brasil.
- Goldberg, J. & Lier, O. E. (2011). Rehabilitation of Hydropower: An introduction to economic and technical issues. Washington, DC: Banco Mundial.
- International Energy Agency. (2020). Sustainable Recovery: World Energy Outlook Special Report. World Energy Outlook.
- International Hydropower Association (2019). Hydropower Sector Climate Resilience Guide. London, United Kingdom.
- International Hydropower Association (2020). Hydropower Status Report 2020. London, United Kingdom.

- Martins Nogueira, M. F., & Alarcón, A. (2019). Impacto de las paradas en la generación hidroeléctrica de Brasil. Washington, DC: Banco Interamericano de Desarrollo.
- Rubio, M. D. M., & Tafunell, X. (2014). Latin American hydropower: A century of uneven evolution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 323–334.
- Sheinbaum-Pardo, C., & Ruiz, B. J. (2012). Energy context in Latin America. *Energy*, 40(1), 39–46.
- van der Zwaan, B., Kober, T., Calderon, S., Clarke, L., Daenzer, K., Kitous, A., ... Di Sbroiavacca, N. (2016). Energy technology roll-out for climate change mitigation: A multi-model study for Latin America. *Energy Economics*, 56, 526–542.
- Vergara, W., Fenhann, J. V., & Schletz, M. (2015). Zero Carbon Latin America - A Pathway for Net Decarbonisation of the Regional Economy by Mid-Century. Documento prospectivo. Informe. Asociación PNUMA DTU, Copenhagen.

