



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Oportunidades y Retos de Modernización de Centrales Hidroeléctricas en Colombia

Carlos Alfonso Isaza Franco

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas
Medellín, Colombia
2022

Oportunidades y Retos de Modernización de Centrales Hidroeléctricas en Colombia

Carlos Alfonso Isaza Franco

Trabajo final de Maestría presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería - Sistemas Energéticos

Director:

PhD. Santiago Arango Aramburo

Línea de Investigación:

Gestión de Sistemas Energéticos

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Medellín, Colombia

2022

Una de las mejores oportunidades que tenemos para aumentar el suministro de energía limpia, es llevar nuestros sistemas hidroeléctricos al siglo XXI. Con esta inversión, podemos crear empleos, ayudar a nuestro medio ambiente y brindar más energía renovable a nuestra economía sin construir una sola represa nueva”.

Steven Chu, secretario de Energía de Estados Unidos, 4 de noviembre de 2009.

(NHA, 2022)

El aumento de la capacidad hidroeléctrica no implica específicamente construir nuevas represas: también existen opciones para actualizar turbinas y sistemas en plantas existentes.

(IRENA, 2020)

Resumen

Oportunidades y Retos de Modernización de Centrales Hidroeléctricas en Colombia

La mayoría de las grandes centrales hidroeléctricas instaladas actualmente en Colombia tienen más de tres décadas de operación, las cuales han cumplido la vida útil para la que fueron diseñadas, tienen subprocesos ineficientes, sus sistemas, equipos y componentes se han deteriorado, su tecnología en algunos casos es obsoleta, tienen altos costos de operación y mantenimiento, su eficiencia, su confiabilidad y su disponibilidad han disminuido. Este deterioro técnico hace necesario implementar procesos de modernización que permitan garantizar la recuperación de su eficiencia y su continuidad operacional en condiciones similares o incluso mejores a las originales. Esta modernización es posible y necesaria en el contexto actual de cambios tecnológicos acelerados, donde la tecnología propia de una central hidroeléctrica puede quedar nuevamente obsoleta en unos pocos años, además, permite garantizar mayor continuidad a largo plazo, por lo cual es necesario prever este tipo de procesos de forma frecuente y planificada.

En este estudio se identifican oportunidades de modernización en este tipo de instalaciones para las grandes centrales hidroeléctricas en Colombia. Para esto, se propone una metodología para identificar los procesos aplicables de modernización en las principales centrales hidroeléctricas que conforman el parque hidroeléctrico nacional y, estimar oportunidades de incremento de capacidad de forma que se garantice su operación a largo plazo y, en consecuencia, por las características de generación de este tipo de plantas, se conserve la debida firmeza en la matriz de generación de energía eléctrica.

Después de la implementación de la metodología, particularmente para los casos de repotenciación o complementariedad con otras fuentes, se muestra cómo se puede incrementar la capacidad del sistema en 3034 MW mediante repotenciación de unidades existentes, los cuales pueden ser ampliados a 4140 MW si se utiliza una mínima parte del área útil de los embalses para la generación fotovoltaica. Esta cantidad se plantea posible con una afectación ambiental muy limitada, al ser intervención sobre instalaciones ya construidas.

Palabras Clave: Centrales hidroeléctricas, hidroelectricidad, modernización, rehabilitación, repotenciación, energía eléctrica.

Abstract

Modernization Opportunities and Challenges of Hydroelectric Power Plants in Colombia

Most of the large hydroelectric power plants currently installed in Colombia have been in operation for more than three decades. These have completed the useful life for which these were designed, due to its process and subprocess are inefficient. In fact, its systems, equipment and components have deteriorated; Its technology, in some cases; are obsolete and these have high operation and maintenance costs, its efficiency, reliability and availability have decreased. This technical deterioration makes it necessary to implement modernization processes that allow guaranteeing the recovery of its efficiency and its operational continuity in similar or even better conditions than the original ones. There for, this upgrade is possible and necessary in the current context of accelerated technological changes, where the technology of a hydroelectric plant can become obsolete again in a few years, in addition, it allows to guarantee greater continuity in the long term, for which it is necessary to foresee this type of processes in a frequent and planned way.

This study identifies modernization opportunities in this type of facility for large hydroelectric power plants in Colombia. Thus, a methodology is proposed to identify the applicable upgrade processes in the main hydroelectric plants that make up the national hydroelectric park and estimate opportunities to increase capacity in a way that guarantees its long-term operation and, consequently, for the generation characteristics of this type of plant, the due firmness in the electric power generation matrix is preserved.

After the implementation of the methodology, particularly for cases of uprate or complementarity with other sources, it is shown how the capacity of the system can be increased by 3034 MW, which can be expanded to 4140 MW if part of the useful area is used of reservoirs for photovoltaic generation. This amount is considered possible with a very limited environmental impact, as it is an intervention on already built facilities.

Keywords: Hydroelectric, hydropower, modernization, rehabilitation, repowering, upgrade, uprate.

Contenido

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Resumen | ix |
| Lista de figuras | xiii |
| Lista de tablas | xv |
| Lista de fotografías | xvi |
| Lista de abreviaturas | xvii |
| Introducción | 1 |
| 1 Situación actual | 3 |
| 1.1 Contexto | 3 |
| 1.2 Planteamiento del problema | 5 |
| 1.3 Objetivos | 10 |
| 1.3.1 General | 10 |
| 1.3.2 Específicos | 10 |
| 2 Estado del arte | 11 |
| 2.1 Consideraciones generales | 11 |
| 2.2 Definiciones | 11 |
| 2.3 Referencias | 12 |
| 3 Centrales hidroeléctricas susceptibles de procesos de modernización | 16 |
| 3.1 Ubicación y capacidad instalada de las principales centrales hidroeléctricas en Colombia | 16 |
| 3.2 Embalses asociados a las centrales hidroeléctricas | 17 |
| 3.3 Datos de generación | 18 |
| 4 Alcance de un proyecto de modernización de una central hidroeléctrica | 20 |
| 4.1 Consideraciones para emprender un proceso de modernización | 21 |
| 4.2 Metodología | 22 |
| 4.3 Beneficios | 24 |
| 5 Potencial energético por la modernización de centrales hidroeléctricas | 25 |
| 5.1 Potencial de aumento de capacidad por repotenciación | 26 |
| 5.1.1 Incremento de eficiencia | 26 |
| 5.1.2 Incremento de caudal | 28 |
| 5.1.3 Incremento de salto | 31 |
| 5.1.4 Combinaciones | 33 |
| 5.2 Potencial de aumento de capacidad mediante la complementariedad con fuentes de energía solar fotovoltaica | 35 |
| 5.2.1 Requisitos de espacio de instalación fotovoltaica | 35 |
| 5.2.2 Referencias de instalaciones similares | 38 |
| 5.2.3 Proyección de plantas solares flotantes en embalses | 41 |
| 5.2.4 Proyección de paneles solares en presas | 43 |
| 5.3 Otras oportunidades | 45 |
| 5.3.1. Potencial de aumento de almacenamiento y flexibilidad mediante rebombes. | |

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 5.3.2. Potencial de aumento de capacidad mediante la complementariedad con la producción de hidrógeno..... | 45 |
| 6 Conclusiones y recomendaciones | 49 |
| 7 Apéndice A. Fotografías embalses asociados a centrales hidroeléctricas | 51 |
| 8 Apéndice B. Verificación de áreas de embalses..... | 61 |
| 9 Apéndice C. Composición de la matriz eléctrica colombiana | 73 |
| 10 Apéndice D. Soportes de modelos y simulaciones | 76 |
| 11 Referencias | 85 |

Lista de figuras

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1-1 - Composición de la matriz de generación eléctrica de Colombia..... | 4 |
| Figura 1-2 – Capacidad instalada y años de servicio de las principales centrales hidroeléctricas en Colombia | 7 |
| Figura 3-1 – Mapa con ubicación y capacidad instalada de las principales centrales hidroeléctricas en Colombia | 17 |
| Figura 4-1 – Fases de desarrollo de un proceso de modernización..... | 23 |
| Figura 5-1 – Mapa de radiación global medio diario en Colombia. (IDEAM, 2022) | 37 |
| Figura 5-2 – Verificación de área de embalse de Hapcheon Corea del Sur..... | 39 |
| Figura 5-3 – Proyección de arreglos solares flotantes en embalses en Asia | 40 |
| Figura 5-4 – Vertimientos realizados desde el año 2000. | 46 |
| Figura 5-5 – Producción de energía hidroeléctrica desde el año 2000. | 46 |
| Figura 8-1 – Verificación de área de embalse Peñol-Guatapé..... | 62 |
| Figura 8-2 – Verificación de área de embalse Guavio | 63 |
| Figura 8-3 – Verificación de área de embalse Punchiná..... | 63 |
| Figura 8-4 – Verificación de área de embalse La Esmeralda..... | 64 |
| Figura 8-5 – Verificación de área de embalse Toropocó..... | 64 |
| Figura 8-6 – Verificación de área de embalse Porce III | 65 |
| Figura 8-7 – Verificación de área de embalse Muña..... | 65 |
| Figura 8-8 – Verificación de área de embalse Betania..... | 66 |
| Figura 8-9 – Verificación de área de embalse Prado | 66 |
| Figura 8-10 – Verificación de área de embalse Troneras | 67 |
| Figura 8-11 – Verificación de área de embalse Miraflores | 67 |
| Figura 8-12 – Verificación de área de embalse Alto Anchicayá | 68 |
| Figura 8-13 – Verificación de área de embalse Porce II | 68 |
| Figura 8-14 – Verificación de área de embalse El Quimbo | 69 |
| Figura 8-15 – Verificación de área de embalse Amaní | 69 |
| Figura 8-16 – Verificación de área de embalse Urrá..... | 70 |
| Figura 8-17 – Verificación de área de embalse Salvajina | 70 |
| Figura 8-18 – Verificación de área de embalse Riogrande II | 71 |
| Figura 8-19 – Verificación de área de embalse Playas | 71 |
| Figura 8-20 – Verificación de área de embalse San Lorenzo..... | 72 |
| Figura 8-21 – Verificación de área de embalse Calima..... | 72 |
| Figura 9-1 - Composición de la matriz de generación eléctrica de Colombia..... | 73 |
| Figura 9-2 – Despacho de generación hidráulica de Colombia..... | 74 |

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 9-3 – Plantas hidroeléctricas despachadas centralmente..... | 75 |
| Figura 9-4 – Plantas hidroeléctricas No despachadas centralmente | 75 |
| Figura 10-1 – Definición del proyecto..... | 77 |
| Figura 10-2 – Características de proyecto conectado a la red..... | 77 |
| Figura 10-3 – Selección de parámetros de radiación del sitio con mapa interactivo..... | 77 |
| Figura 10-4 – Selección de sitio específico de proyecto..... | 78 |
| Figura 10-5 – Confirmación de ubicación del sitio de proyecto..... | 79 |
| Figura 10-6 – Definición de parámetros del sitio geográfico | 79 |
| Figura 10-7 – Orientación del sitio seleccionado | 80 |
| Figura 10-8 – Definición del sistema de generación solar | 80 |
| Figura 10-9 – Resultados de la simulación de generación solar..... | 81 |

Lista de tablas

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1-1 – Vida útil de estructuras y equipos en una central hidroeléctrica..... | 5 |
| Tabla 1-2 – Datos generales de las principales centrales hidroeléctricas | 6 |
| Tabla 2-1 – Diferenciación entre procesos de actualización | 12 |
| Tabla 2-2 – Referencias destacadas de procesos de modernización | 13 |
| Tabla 3-1 – Características principales de embalses..... | 17 |
| Tabla 3-2 – Características principales de generación | 18 |
| Tabla 5-1 – Repotenciación mediante el aumento de eficiencia | 27 |
| Tabla 5-2 – Repotenciación mediante el aumento de caudal..... | 29 |
| Tabla 5-3 – Repotenciación mediante el aumento del salto..... | 32 |
| Tabla 5-4 – Resumen de posibilidades mínimas y máximas de repotenciación..... | 33 |
| Tabla 5-5 – Potencial de generación solar en embalses..... | 42 |
| Tabla 5-6 – Potencial de generación solar en presas | 43 |
| Tabla 5-7 – Vertimientos realizados desde el año 2000. (Sinergox, XM, 2022) | 47 |
| Tabla 10-1 – Verificación del potencial de generación solar en embalses | 81 |

Lista de fotografías

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Fotografía 5-1 - Paneles solares flotantes, embalse Hapcheon (Corea del Sur). | 38 |
| Fotografía 5-2 - Instalación de paneles solares en la presa Heiso en Japón | 41 |
| Fotografía 5-3 - Presa Heiso en Japón con paneles solares instalados | 41 |
| Fotografía 7-1 - Central hidroeléctrica Guavio..... | 51 |
| Fotografía 7-2 - Central hidroeléctrica San Carlos. | 51 |
| Fotografía 7-3 - Central hidroeléctrica Chivor..... | 52 |
| Fotografía 7-4 - Central hidroeléctrica Sogamoso. | 52 |
| Fotografía 7-5 - Central hidroeléctrica Porce III..... | 53 |
| Fotografía 7-6 – Central hidroeléctrica Pagua, Embalse Muña. | 53 |
| Fotografía 7-7 – Central hidroeléctrica Guatapé..... | 54 |
| Fotografía 7-8 – Central hidroeléctrica Betania. | 54 |
| Fotografía 7-9 – Central hidroeléctrica Troneras. | 55 |
| Fotografía 7-10 – Central hidroeléctrica Alto Anchicayá..... | 55 |
| Fotografía 7-11 – Central hidroeléctrica Porce II. | 56 |
| Fotografía 7-12 – Central hidroeléctrica El Quimbo..... | 56 |
| Fotografía 7-13 – Central hidroeléctrica Miel I..... | 57 |
| Fotografía 7-14 – Central hidroeléctrica Urrá. | 57 |
| Fotografía 7-15 – Central hidroeléctrica Salvajina. | 58 |
| Fotografía 7-16 – Central hidroeléctrica Tasajera. | 58 |
| Fotografía 7-17 – Central hidroeléctrica Playas..... | 59 |
| Fotografía 7-18 – Central hidroeléctrica Jaguas. Embalse San Lorenzo | 59 |
| Fotografía 7-19 – Central hidroeléctrica Calima | 60 |
| Fotografía 7-20 – Central hidroeléctrica Prado..... | 60 |

Lista de abreviaturas

ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.
BID: Banco Interamericano de Desarrollo.
CEN: Capacidad Efectiva Neta.
CFE: Comisión Federal de Electricidad de México.
CND: Centro Nacional de Despacho.
CNO: Centro Nacional de Operación.
CRD: Centro Regional de Despacho.
CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.
EAPI: Índice de Desempeño de Arquitectura Energética Global
ENFIC: Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad.
EPM: Empresa Públicas de Medellín E.S.P.
FNCER: Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
IDEAM: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
IEC: International Electrotechnical Commission.
IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.
IEA: International Energy Agency.
IHA: International Hydropower Association.
INEEL: Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias de México.
IoT: Internet of Things.
IRENA: International Renewable Energy Agency.
ISA: Interconexión Eléctrica S.A.
NHA: National Hydropower Association.
O&M: Operación y Mantenimiento.
PARATEC: Parámetros Técnicos del SIN.
PEN: Plan Energético Nacional.
PMA: Plan de Manejo Ambiental.
QA/QC: Quality Assurance / Quality Control
SIN: Sistema Interconectado Nacional.
SDL: Sistema de Distribución Local.
STC: Standard Test Conditions.
STN: Sistema de Transmisión Nacional.
STR: Sistema de Transmisión Regional.
UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.
XM: Expertos en Mercados, Filial del grupo ISA.
ZNI: Zonas No Interconectadas.

Introducción

Considerando que la Maestría en Ingeniería enfocada en Sistemas Energéticos ofrecida por la Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín procura por la formulación de soluciones a problemas relacionados con el desarrollo energético desde el punto de vista de mercados, el uso eficiente de la energía, el aprovechamiento eficiente de los recursos energéticos y el aprovechamiento y utilización de energías alternativas con la finalidad de mejorar la productividad del sector y disminuir el impacto sobre el medio ambiente. Adicionalmente, considerando las líneas de investigación en las que se enmarca el programa (Mercados Energéticos, Eficiencia, Sostenibilidad Energética y Fuentes no Convencionales de Energía, Energización de Zonas No-Interconectadas, Gestión de Sistemas Energéticos), se plantea en el presente documento un problema relacionado con Oportunidades y Retos de Modernización de Centrales Hidroeléctricas en Colombia. Este se considera con un enfoque de profundización con base en las referencias existentes de promotores, operadores, consultores, asesores y fabricantes de equipos, identificando una metodología que permita obtener una referencia útil, válida y aplicable que integre todos los aspectos de los procesos de modernización para las centrales hidroeléctricas existentes.

El desarrollo de la generación hidroeléctrica en Colombia tuvo una mayor actividad en las décadas entre 1960 a 1990 con la implementación de plantas de gran escala que lograron una capacidad instalada mayor a los 6500 MW. Desde entonces, el componente hidroeléctrico se ha convertido en el principal actor de la matriz de generación de energía eléctrica manteniéndose con un aporte constantemente cercano al 70%. Durante estos años, la mayoría de las centrales hidroeléctricas se desarrollaron con capacidad de regulación a través de embalses que permiten el almacenamiento de agua y por lo tanto de energía, no obstante, un alto porcentaje de estas plantas ya han excedido su vida útil (Ubierna et al, 2020).

En la actualidad, hay una fuerte tendencia hacia las fuentes de energías renovables no convencionales como parques de generación de energía solar fotovoltaica y eólica que requieren una adaptación del sistema para recibir estas nuevas cargas (Duque et al, 2021). Además, considerando que en un corto y mediano plazo no se vislumbran nuevos proyectos hidroeléctricos de gran tamaño, dado que estos no están considerados en la proyección de la expansión del sistema de generación, surge la necesidad de emprender proyectos para sostener y garantizar la operación del parque hidroeléctrico nacional, debido a que las centrales hidroeléctricas se incluyen en el grupo de fuentes renovables y

que además tienen una componente fundamental para garantizar la confiabilidad en la operación del sistema, esta es la posibilidad de regulación y almacenamiento de energía, razón que las hace proyectarse como la principal componente de la matriz para garantizar la firmeza en la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica (Ubierna et al, 2020).

Considerando la antigüedad de las centrales y la necesidad de seguridad energética, se evidencian oportunidades de actualización de las viejas centrales hidroeléctricas con base en procesos de modernización de sus sistemas, equipos y componentes, cuyos principales beneficios se relacionan con la posibilidad de lograr incrementos de confiabilidad, disponibilidad, desempeño, producción y seguridad, reducción de trabajos y costos de operación, mantenimiento y tiempos de inactividad, rehabilitación de sistemas indisponibles, actualización y digitalización (Arch et al, 2020) de los sistemas de control, aumento de vida útil y una eventual repotenciación incrementando la capacidad instalada.

1 Situación actual

En este capítulo se describe el estado actual del parque hidroeléctrico nacional con base en su participación en la matriz de generación de energía eléctrica, a partir de esto se realiza el planteamiento del problema considerando la importancia y la edad de las grandes plantas que representan el mayor porcentaje de generación y, en consecuencia, se plantean los objetivos que se abordarán en este estudio.

1.1 Contexto

En la Figura 1-1 se muestra la composición de la matriz de generación, en la que se observa la importante participación de la hidroelectricidad en el país con cerca del 70%, a su vez, la gran mayoría del aporte hidroeléctrico se concentra en las grandes plantas de embalse que son despachadas centralmente, representando estas el 94% del aporte total hidroeléctrico, mientras que sólo el 6% corresponden a plantas filo de agua (Paratec, XM, 2022).

Para comprender esta clasificación, que es clave en el desarrollo y justificación del presente estudio, es necesario referir a la definición de despacho central como el proceso de planeación, programación, supervisión y control de la operación integrada del SIN, a cargo del CND en coordinación con los CRDs y las empresas, que se realiza siguiendo los criterios y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación, el Código de Redes y los acuerdos del CNO, (CREG, 1994).

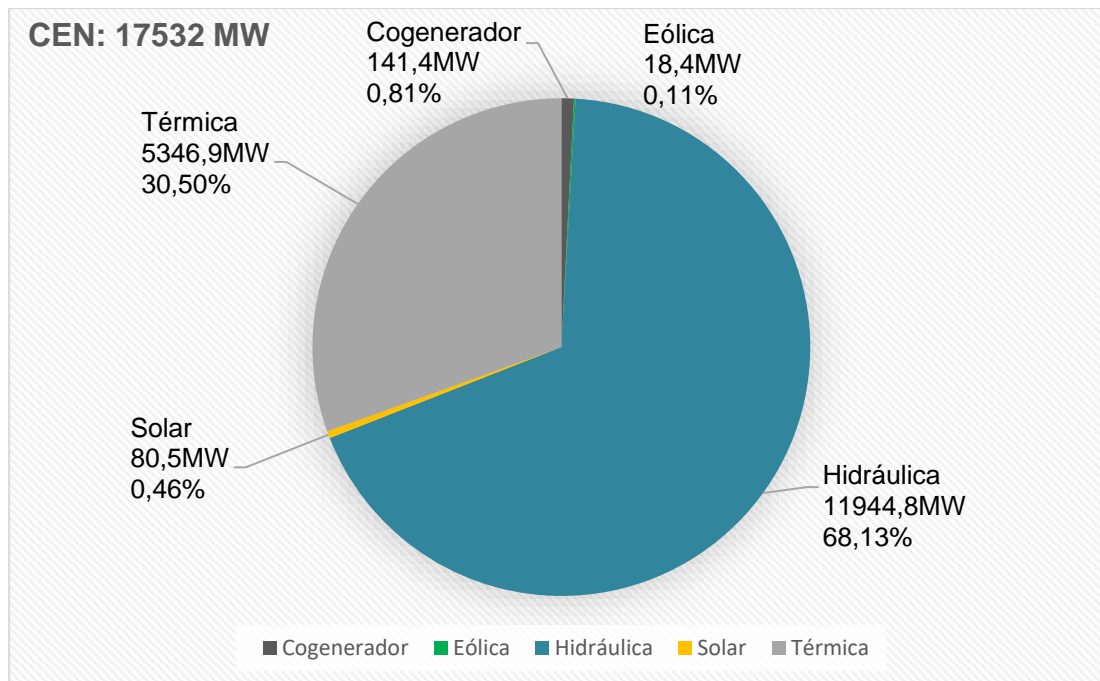


Figura 1-1 - Composición de la matriz de generación eléctrica de Colombia
Fuente: Elaboración propia, datos tomados de PARATEC, XM, 2022.

Las plantas centralmente despachadas son todas las plantas de generación con capacidad efectiva mayor que 20 MW y todas aquellas menores o iguales a 20 MW que quieran participar en el Despacho Económico (CREG, 1994).

La composición de la matriz expuesta en la Figura 1-1 aumentó al 86% en el componente hidroeléctrico en 2017, lo que superó el promedio del 70% de los años anteriores. El Foro Económico Mundial clasificó a Colombia en el octavo lugar en el Índice EAPI, que mide el desempeño de los países para brindar energía segura, asequible y sostenible, y se ha convertido en el primer país no europeo que está entre los diez primeros (Arch et al, 2020). No obstante, considerando escenarios complementarios de seguridad energética, equidad energética (accesibilidad y asequibilidad) y sostenibilidad ambiental, el desempeño general la combinación sostenible de políticas y la calificación de equilibrio sitúan a Colombia en el puesto 36 a nivel mundial (WEC, 2021)

De acuerdo con la representatividad del componente hidroeléctrico en la matriz de generación, así como de las grandes plantas que son despachadas centralmente, se considerarán estas como objetivos de este estudio.

1.2 Planteamiento del problema

En consideración de la transición energética nacional, donde se viene dando el ingreso de las nuevas fuentes renovables no convencionales, surge la modernización de las centrales hidroeléctricas como una oportunidad única para garantizar la seguridad en el suministro de energía eléctrica. Esto considerando su gran sinergia con las fuentes renovables (Harby & Schäffer, 2019), considerando la firmeza que le aporta al sistema debido a su capacidad de regulación y almacenamiento, deben permitir estas nuevas incorporaciones y garantizar el sostenimiento de la matriz de generación de energía eléctrica (Puyo, s.f.).

En este escenario, la modernización de las centrales hidroeléctricas requiere ir más allá del mantenimiento convencional para plantear oportunidades de mejora que permitan sostener y proyectar el parque hidroeléctrico como fundamental para el desarrollo energético nacional. Adicionalmente, es de considerar que los procesos de modernización de centrales hidroeléctricas combinados con la repotenciación de las unidades instaladas y/o la complementariedad con otras fuentes de generación integradas dentro de la operación de la planta, pueden resultar en incrementos de capacidad significativos que implican un menor costo que construir una nueva central (Moreno & Salinas, 2019), menor tiempo de implementación, menores o nulos impactos ambientales y sociales y, adicionalmente, contribuir en incrementar la confiabilidad, la disponibilidad y la extensión de la vida útil de la central objeto del proceso de modernización. Además, es necesario considerar la información establecida en normas internacionales respecto a la estimación de la vida útil para las estructuras y equipos de centrales hidroeléctricas relacionadas específicamente con sus subsistemas, esta información se ilustra en la Tabla 1-1 y sirve de comparación para identificar de forma preliminar el potencial de intervención sobre las centrales que componen el parque hidroeléctrico.

Tabla 1-1 – Vida útil de estructuras y equipos en una central hidroeléctrica.
(IEC62256, 2017)

| Subsistema | Vida útil esperada (Años) |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|
| Obras civiles | |
| Presas, canales, túneles, cavernas, embalses, almenaras. | 60 a 80 |
| Estructuras de centrales eléctricas, control de agua estructuras, aliviaderos, desarenadores, Compuertas, revestimientos de acero, carreteras, puentes | 40 a 50 |
| Instalaciones mecánicas | |
| Máquinas hidráulicas | |
| Turbinas Kaplan y Bulbo | 25 a 50 |
| Turbinas Francis, Pelton y Propeler | 30 a 50 |
| Turbinas de bombeo (Todos los tipos) | 25 a 35 |
| Bombas de almacenamiento (Todos los tipos) | 25 a 35 |

| Subsistema | Vida útil esperada (Años) |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|
| Equipos hidromecánicos y sistemas auxiliares mecánicos | |
| Compuertas planas, compuertas radiales, válvulas de mariposa, válvulas esféricas, grúas, auxiliares equipamiento mecánico | 25 a 40 |
| Instalaciones eléctricas | |
| Generadores y transformadores | 25 a 40 |
| Subestaciones de alta tensión, Sistemas auxiliares eléctricos, equipos de control. | 20 a 25 |
| Baterías, equipos de corriente directa | 10 a 20 |
| Líneas de transmisión de energía | |
| Torres metálicas | 30 a 50 |
| Torres de concreto | 30 a 40 |
| Postes de madera | 20 a 25 |
| Líneas y cables | 25 a 40 |

Es menester considerar que el parque hidroeléctrico colombiano aporta 11944.8 MW que corresponde al 68.13% de la Capacidad Efectiva Neta instalada, de los cuáles 11043 MW (63%) corresponden a centrales despachadas centralmente y, a su vez, 10370 MW (59.1%) corresponden a grandes centrales con embalse que tienen una capacidad instalada mayor a 20 MW, las cuáles se enlistan en la Tabla 1-2 en la que además, se describe su fecha de entrada en operación y los años totales de servicio.

Tabla 1-2 – Datos generales de las principales centrales hidroeléctricas

Fuente: Elaboración propia, datos tomados de Paratec, XM.

| Planta Hidroeléctrica | Capacidad Efectiva (MW) | Aporte a la matriz | Fecha de entrada | Años de servicio | Operador |
|-----------------------|-------------------------|--------------------|------------------|------------------|----------|
| Guavio | 1250 | 7,1% | 19/03/1993 | 29 | Emgesa |
| San Carlos | 1240 | 7,1% | 20/01/1984 | 38 | Isagen |
| Chivor | 1000 | 5,7% | 23/05/1977 | 45 | AES |
| Sogamoso | 819 | 4,7% | 20/12/2014 | 7 | Isagen |
| Porce III | 700 | 4,0% | 9/02/2011 | 11 | EPM |
| Pagua | 600 | 3,4% | 1/12/1986 | 35 | Emgesa |
| Guatapé | 560 | 3,2% | 1/01/1972 | 50 | EPM |
| Betania | 540 | 3,1% | 1/11/1987 | 34 | Emgesa |
| Guatron | 512 | 2,9% | 1/01/1966 | 56 | EPM |
| Alban | 429 | 2,4% | 15/12/2000 | 21 | Celsia |
| Porce II | 405 | 2,3% | 8/04/2001 | 21 | EPM |
| El Quimbo | 400 | 2,3% | 16/11/2015 | 6 | Emgesa |
| Miel I | 396 | 2,3% | 1/12/2002 | 19 | Isagen |

| Planta Hidroeléctrica | Capacidad Efectiva (MW) | Aporte a la matriz | Fecha de entrada | Años de servicio | Operador |
|-----------------------|-------------------------|--------------------|------------------|------------------|----------|
| Urra | 338 | 1,9% | 14/02/2000 | 22 | Urrá |
| Salvajina | 315 | 1,8% | 20/07/1995 | 27 | Celsia |
| La Tasajera | 306 | 1,7% | 20/05/1994 | 28 | EPM |
| Playas | 207 | 1,2% | 1/08/1988 | 33 | EPM |
| Jaguas | 170 | 1,0% | 1/07/1988 | 34 | Isagen |
| Calima | 132 | 0,8% | 1/01/1967 | 55 | Celsia |
| Prado | 51 | 0,3% | 1/03/1973 | 49 | Celsia |
| Total | 10370 | 59,1% | | | |

A partir de esta información se construye la Figura 1-2, en la que se puede apreciar la criticidad del asunto, dado que una capacidad de 8055 MW (45.9%) se encuentra instalada en 16 centrales hidroeléctricas que tienen más de 20 años de operación, por lo tanto, son susceptibles de procesos de modernización para garantizar su sostenibilidad, además, eventualmente, podrían considerarse procesos de repotenciación que resultarían en incrementos de capacidad importantes para el sistema.

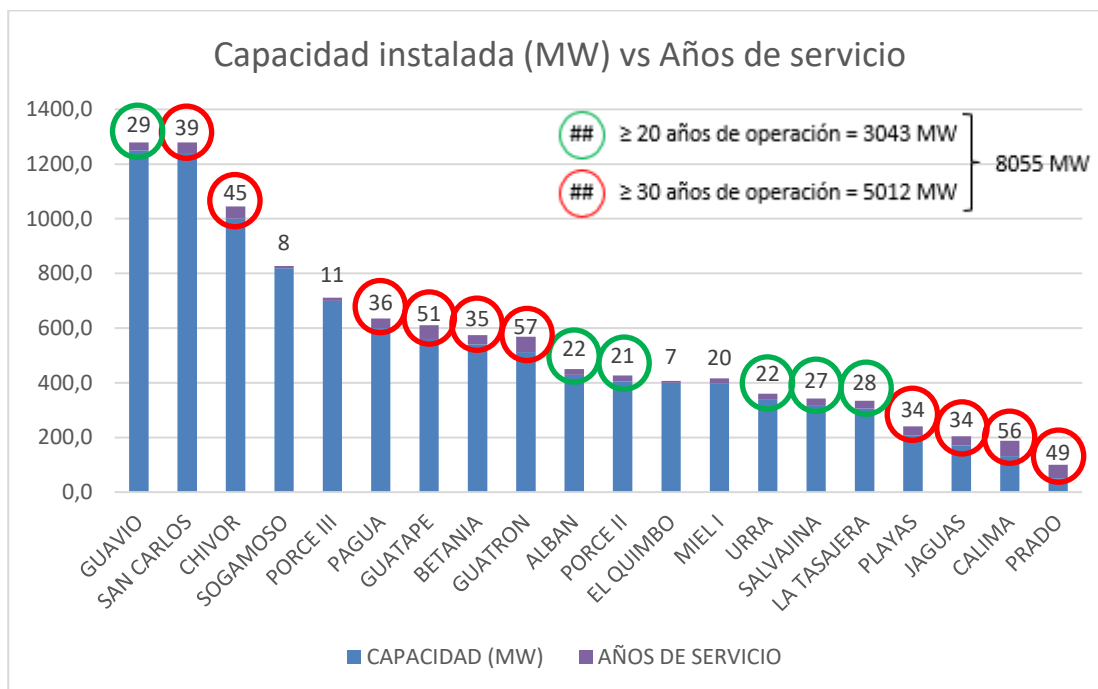


Figura 1-2 – Capacidad instalada y años de servicio de las principales centrales hidroeléctricas en Colombia

Fuente: Elaboración propia, datos tomados de Paratec, XM.

Es así como toma relevancia y justificación el proceso de modernización de estas plantas que tienen una edad avanzada. A continuación, se describe en términos generales, las

intervenciones que deben ser consideradas en un proceso de modernización de una central hidroeléctrica, sea para lograr una renovación tecnológica, para mejorar la eficiencia, para mejorar la confiabilidad en la operación o disponibilidad, o para lograr el cumplimiento de obligaciones normativas actualizadas. Estas intervenciones deben considerar todos los aspectos de la planta, incluyendo su infraestructura civil, los equipos principales que desarrollan el proceso de transformación energética y todos los sistemas auxiliares electromecánicos que apoyan el proceso de generación de energía, tal como se describe en la norma IEC62256 relacionada con la rehabilitación y mejoramiento de turbinas hidráulicas para generación de energía (IEC62256, 2017).

Infraestructura Civil

- Realce de Obras de captación para evitar colmatación de sedimentos.
- Restauración de túneles de conducción.
- Inspección y rehabilitación de obras de conducción.
- Estudios patológicos para rehabilitación y repotenciación de obras en casa de máquinas y descarga.

Equipos mecánicos

- Cambio o actualización total o parcial de turbinas hidráulicas.
- Cambio o actualización de unidades hidráulicas de turbinas.
- Pruebas de eficiencia y comportamiento hidráulico, análisis, cálculos y simulaciones computacionales de las turbinas (En caso de repotenciación)
- Actualización de sistemas relacionados con válvulas de admisión.
- Actualización del sistema de suministro de aire comprimido.
- Actualización de los sistemas de refrigeración de unidades generadoras.
- Revisión de cumplimiento y actualización de los sistemas de protección contra incendio.
- Revisión y actualización de los sistemas de ventilación y aire acondicionado.
- Verificación de necesidad de sistemas de extracción de humos.
- Revisión de capacidad y estado o reemplazo del puente grúa.

Equipos eléctricos

- Actualización de sistemas relacionados con los servicios auxiliares eléctricos.
- Actualización de interruptores de máquinas generadoras.
- Revisión y actualización de cables de fuerza y control.
- Revisión, actualización o reemplazo de transformadores de potencia.
- Revisión y actualización de bandejas porta cables, tuberías y canalizaciones eléctricas.
- Revisión y actualización de planta de emergencia.
- Pruebas de eficiencia de los generadores eléctricos, análisis, cálculos y simulaciones computacionales de los generadores (En caso de repotenciación).

Equipos electrónicos

- Revisión y actualización de la instrumentación.

- Revisión y actualización del sistema de control.
- Revisión, actualización o implementación de sistemas de regulación de velocidad de las unidades generadoras.
- Revisión y actualización del sistema de excitación.
- Revisión y actualización del sistema de protección de las unidades generadoras.

Gestión ambiental y social

- Revisión y actualización de los planes de manejo ambiental.
- Revisión y actualización de vertimientos.
- Revisión y actualización de los planes de respuesta a riesgos de derrames, explosiones o incendios por almacenamiento de sustancias peligrosas.
- Adaptación al cambio climático (contra crecientes, mayores sedimentos o mayor regulación).

No obstante, es posible considerar otras intervenciones no relacionadas que deben ser evaluadas a la luz de la necesidad específica de cada planta.

En el presente estudio, dada la capacidad de generación hidroeléctrica actual en Colombia, se abordan principalmente los siguientes conceptos:

- Modernización: proceso de reemplazar, modificar o agregar equipos a una instalación hidroeléctrica existente para mejorar su rendimiento
- Rehabilitación: proceso de reemplazar, modificar o agregar equipos a un sistema existente para restaurar la funcionalidad de seguridad, confiabilidad, mantenibilidad u operabilidad de la instalación.
- Repotenciación: proceso de aumentar la capacidad o mejorar el rendimiento de los equipos para aumentar la producción total de energía.
(IEEE1147, 2021).

A raíz de este planteamiento del problema, se proponen los siguientes objetivos para desarrollar el presente estudio.

1.3 Objetivos

1.3.1 General

Definir las oportunidades y retos de modernización de las principales centrales hidroeléctricas en Colombia.

1.3.2 Específicos

- Identificar las centrales hidroeléctricas susceptibles de procesos de modernización.
- Definir los posibles alcances que comprende un proyecto de modernización de una central hidroeléctrica.
- Cuantificar el potencial energético por la modernización de centrales hidroeléctricas.

2 Estado del arte

2.1 Consideraciones generales

De acuerdo con la practicas internacionales definidas en los estándares IEEE1147-2021 Guide for the Rehabilitation of Hydroelectric Power Plants e IEEE62256-2017 Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines Rehabilitation and performance improvement, los propietarios de centrales hidroeléctricas tienen cuatro opciones a considerar después de evaluar el desempeño y operación de plantas y unidades individuales que ya han cumplido su vida útil.

- “Retirement”: Paralización de la producción (IEEE1147-2021), que básicamente implica renunciar al proyecto realizando las gestiones respectivas para dejar de operar y por ende dejar de producir energía.
- “Continue operation as-is”: Continuar la operación como está (IEEE1147-2021), simplemente asumiendo el riesgo de deterioro y obsolescencia de sus componentes hasta llegar a un punto más crítico que obligue a reconsiderar la decisión.
- “Redevelopment”: Sustitución con un nuevo proyecto (IEEE1147-2021). Esto implica la construcción de una nueva planta mediante la sustitución de la totalidad o una parte importante de los equipos y estructuras de la planta con el fin de optimizar el uso del recurso hídrico.
- “Rehabilitation”: Rehabilitación (IEEE1147-2021). Este proceso debe resultar en la extensión de la vida útil de la planta, logrando una especie de reposición de sus principales componentes, incluso logrando mejores rendimientos, mayor confiabilidad, mayor disponibilidad, mantenimiento reducido y operaciones mejoradas.

2.2 Definiciones

Los procesos de rehabilitación consisten en reemplazar obras, sistemas, equipos o componentes que se encuentran en mal estado por otros nuevos, con la misma tecnología o similar, para recuperar la eficiencia y capacidad de la central a sus condiciones iniciales de funcionamiento. Su principal beneficio es extender la vida útil de la central (Moreno & Salinas, 2019).

Los procesos de modernización se refieren a reemplazar o mejorar sistemas, equipos o componentes que se encuentran o próximamente se proyecta que se encontrarán en mal estado, por otros nuevos, con tecnología avanzada, para mejorar la eficiencia, pero manteniendo la misma capacidad de generación. Generalmente los procesos de modernización no incluyen cambios fundamentales en turbinas o generadores, no obstante, es posible que implique cambios en sus equipos o sistemas periféricos y auxiliares, además de actualizaciones o cambios en los sistemas de instrumentación, control, protecciones y telecomunicaciones, lo que mejora la seguridad de la central y reduce los tiempos de parada y los costos de operación y mantenimiento (Moreno & Salinas, 2019).

Los procesos de repotenciación en su mayoría implican rediseños de la central para incrementar su potencia instalada, sustituyendo equipos o componentes de equipos por otros de nueva tecnología, mejor eficiencia y mayor capacidad. La repotenciación puede implementarse en cualquier momento de la vida de la central (Moreno & Salinas, 2019).

En la Tabla 2-1 se resumen los datos claves que permiten entender la diferencia entre estos tres procesos de actualización de las centrales hidroeléctricas.

Tabla 2-1 – Diferenciación entre procesos de actualización
(Moreno & Salinas, 2019).

| Proceso | Tecnología de reemplazo | Eficiencia | Vida útil | Capacidad de generación |
|----------------|-------------------------|------------|-----------|-------------------------|
| Rehabilitación | Similar | Igual | Mayor | Igual |
| Modernización | Avanzada | Mejorada | Mayor | Igual |
| Repotenciación | Avanzada | Mejorada | Mayor | Aumentada |

2.3 Referencias

Existen referencias de procesos de modernización de centrales hidroeléctricas que van desde el planteamiento de posibilidades o proyecciones en ciertos sistemas o equipos puntuales, hasta proyectos integrales de extensión de la vida útil de la central en su generalidad. Para cualquiera de estos alcances existen resultados de procesos ejecutados de los que se pueden obtener lecciones aprendidas, oportunidades de mejora y buenas prácticas a considerar.

Estas referencias se identificaron en un proceso de revisión sistemática de la literatura, en el que se consultaron fuentes académicas referidas a investigaciones, artículos y experiencias específicas documentadas en modernización de centrales hidroeléctricas.

Se consideraron referencias de proyectos en todo el globo realizados desde la década del 90 hasta la actualidad, además de fuentes complementarias referidas a normas vigentes aplicables a procesos de modernización de centrales hidroeléctricas, estudios regionales y gubernamentales desarrollados por banca multilateral o unidades de planeación

energética de algunos países y, procesos de modernización documentados y ejecutados en centrales hidroeléctricas.

A partir de esta información consultada, se han podido evidenciar experiencias importantes en modernización de centrales hidroeléctricas en diferentes países que serán tomadas en cuenta para el presente estudio, en la Tabla 2-2 se incluyen algunas de las más destacadas.

Tabla 2-2 – Referencias destacadas de procesos de modernización

| País | Procesos | Referencias |
|-----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Rusia | Lecciones aprendidas de proyectos específicos de modernización ejecutados en varias centrales hidroeléctricas importantes. | (Burnyshev, 2020) (Shamsuarov & Sharifulin, 2017) (Loshkarev & Él'bert, 1997) (Malyshev, 1999) (Palumbo, 1997) (Pinskii & Avrorov, 1997) |
| Rusia | Estudios transversales a todo el parque hidroeléctrico que resultan como guías para llevar a cabo este tipo de procesos. | (Zotov, 1997) (Zotov & Platov, 1999), |
| Rusia | Procesos de repotenciación específicamente aplicables a unidades generadoras | (Adamenko et al, 1999) |
| Rumania | Lecciones importantes sobre problemas en procesos de rehabilitación y modernización del parque hidroeléctrico | (Cardu & Bara, 1997) |
| Suiza | Estudios que dan cuenta de la flexibilidad ofrecida por el parque hidroeléctrico incluyendo sistemas de almacenamiento y rebombeo | (Lipp & Egerer, 2014) |
| Turquía | Proyecciones de centrales reversibles | (Melikoglu, 2017) |
| Venezuela | Conclusiones importantes acerca de los riesgos asociados a la rehabilitación de unidades de generación en la Central Hidroeléctrica Simón Bolívar (Guri), la más grande de este país y una de las más grandes del mundo | (Hernandez & Díaz, 2006) |

| País | Procesos | Referencias |
|----------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|
| Estados Unidos | Compendios sobre confiabilidad y análisis económicos para determinar la oportuna rehabilitación y modernización de Instalaciones Hidroeléctricas | (Holbert & Kwon, s.f.) |
| Ecuador | Metodologías para evaluar la repotenciación de centrales hidroeléctricas. | (Romero et al, 2019) |
| México | Experiencias documentadas en modernización y rehabilitación de varias centrales hidroeléctricas, proyectos ejecutados por la CFE, en los que se han evidenciado incrementos de capacidad logrados a partir de la renovación tecnológica y el aumento de eficiencia en las unidades generadoras. | (Moreno & Salinas, 2019) |
| México | Plan nacional para desarrollo de proyectos hidroeléctricos, dentro de los que se destaca la modernización de la infraestructura hidroeléctrica actual, como base para sostener el sistema de generación. | (Palacios et al, 2017) |
| Brasil | Impacto de las paradas en la generación hidroeléctrica de Brasil. | (Martins & Alarcón 2019) |

Mientras tanto, en Colombia se han desarrollado procesos de modernización en algunas centrales hidroeléctricas, en las que eventualmente se han modernizado los sistemas de instrumentación y control y servicios auxiliares eléctricos. No obstante, aunque en los estudios de proyección desarrollados por el gobierno como el Plan Energético Nacional (Puyo & Lotero, 2020) y el Plan de expansión de referencia (Suarez & Ramírez 2019), se menciona el término “modernización” como uno de los ejes fundamentales para lograr la transición energética (Duque et al, 2021) y proyectar la matriz de generación, considerando la hidroelectricidad como fundamental en este proceso (Gonzalez & Valencia, s.f.), no se menciona su aplicabilidad específicamente hacia la modernización de las centrales hidroeléctricas existentes, ni se evidencia coordinación alguna que permita establecer una gestión gubernamental centralizada que permita proyectar y sostener el parque hidroeléctrico instalado.

Desde una perspectiva transversal, se han desarrollado diversos estudios relacionados con el gran aporte de la hidroelectricidad en sistemas de generación de energía, entre ellos, se encuentran estudios de complementariedad de hidroelectricidad con otras fuentes de generación (Canales et al, 2015), (Fernandez et al, 2012), proyecciones de flexibilidad con una alta participación de componente hidroeléctrico (Nicholson, 2019), experiencias específicas y lecciones aprendidas sobre el uso de la flexibilidad característica del parque hidroeléctrico (Vasil’ev et al, 2019) (Harby & Schäffer, 2019), transiciones en las que proyecta una alta permeabilidad de generación solar e hidroeléctrica (Martínez-Jaramillo

et al, 2021), proyecciones de transformación de la hidroelectricidad (Eren, 2018), operación de centrales hidroeléctricas convencionales contrastadas con transiciones energéticas permeadas por plantas de generación de energía renovable no convencionales (Grubert, 2020), proyecciones mundiales en la transformación energética que incluyen un alto componente hidroeléctrico (Global Energy Outlook, 2020), (Net Zero by 2050, 2021), (World Energy Investment, 2021), flexibilidad de la hidroelectricidad para lograr el balance de sistemas permeados por generación eólica (Jingjing et al, 2021),

Se tienen también procesos documentados de fabricantes de equipos en los que se exponen casos de éxito en modernización y repotenciación de unidades individuales hasta de centrales completas, en los cuáles se describen diferentes razones para aplicar procesos de modernización, oportunidades, ventajas y desafíos (Andritz, 2020).

Asimismo, se tienen compendios de retos en la gestión de centrales hidroeléctricas que participan en sistemas diversificados con otras fuentes de generación (Lorca et al, 2020), se han desarrollado normas (IEC, 2017) y guías (IEEE, 2021) que sirven como estándares aplicables a la rehabilitación y repotenciación de unidades específicas o de plantas completas. Adicionalmente, se tienen registros del Banco Interamericano de Desarrollo en los que se evidencian procesos recientes de rehabilitación en las Centrales Furnas y Luis Carlos Barreto (Brasil), Peligre (Haiti), Guri (Venezuela) y modernización de las plantas propiedad de CEEE (Brasil) (Alarcón, 2018).

En términos generales, todas las referencias anteriores cobran validez para el presente estudio, dado que evidencian experiencias adquiridas que permiten identificar claras necesidades de implementar procesos de modernización en las centrales hidroeléctricas colombianas, no obstante, aunque estos procesos no son nuevos en nuestro país, es necesario extrapolarlos a centrales o sistemas que así lo requieren para garantizar su sostenibilidad y proyección. Asimismo, se deben considerar procesos de rehabilitación para centrales o sistemas asociados a centrales, de forma que puedan renovar su operatividad.

Por último, es necesario considerar la implementación de procesos de repotenciación que permitan incrementar la capacidad instalada del sistema, aprovechando la infraestructura existente, opción que ha sido poco implementada en nuestro país y, aunque este tipo de procesos puede estar subvalorado debido a algunos factores sectoriales y del mercado eléctrico, pueden resultar factibles, máxime que la literatura técnica respecto a este proceso reporta que las centrales hidroeléctricas que entraron en operación antes de 1967 pueden elevar su capacidad en un 30%, mientras que las que iniciaron operaciones entre 1967 y 1982 pueden elevarla un 15%. También se han reportado algunos casos con incrementos hasta del 50% (Moreno & Salinas, 2019).

3 Centrales hidroeléctricas susceptibles de procesos de modernización

El alcance del presente estudio comprende una identificación de oportunidades enfocada en las centrales hidroeléctricas con embalse y despachadas centralmente en Colombia, que tengan una capacidad instalada mayor a 20 MW. Con base en fuentes información obtenidas de los operadores y propietarios cada una de las plantas, estudios académicos previos, investigaciones académicas, desarrollos de estudios y diseños de consultores y fabricantes especializados, se realizó una identificación y categorización de cada una de las centrales hidroeléctricas objeto del estudio., la cual se presenta a continuación.

3.1 Ubicación y capacidad instalada de las principales centrales hidroeléctricas en Colombia

En la Figura 1-1 se puede apreciar la ubicación geográfica de cada una de las plantas objeto de este estudio, además de su capacidad instalada ilustrada en el tamaño del círculo que la representa. Esta imagen permite apreciar la concentración de este tipo de plantas en la región central del país, distribuidas en su mayoría en el departamento de Antioquia, en los alrededores de Bogotá, entre los departamentos de Cauca y el Valle del Cauca, en el departamento del Huila en una región propia del río Magdalena y solamente hay 2 centrales aisladas, una en el departamento de Santander y otra en Córdoba.

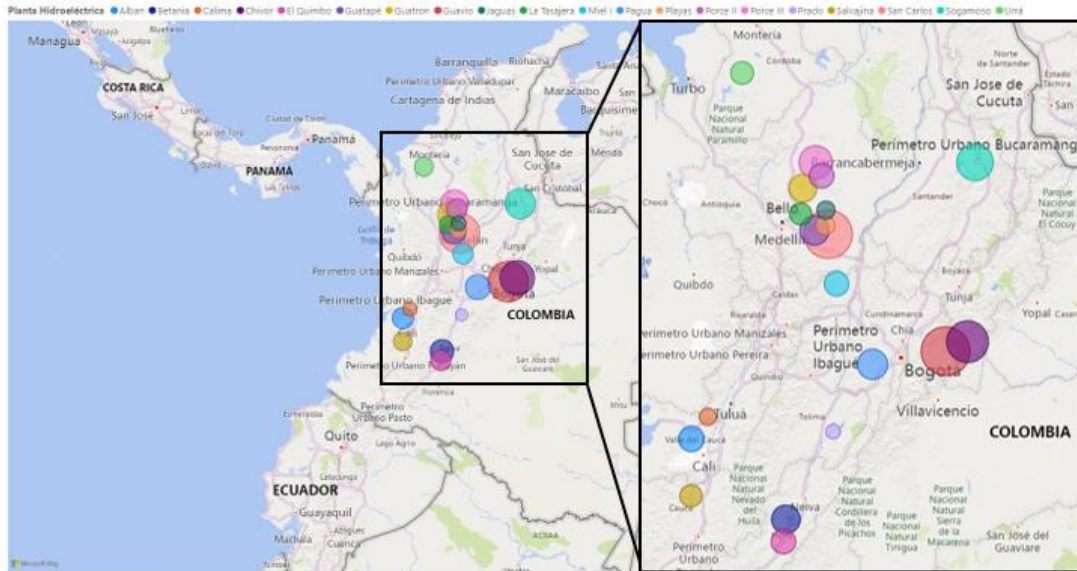


Figura 3-1 – Mapa con ubicación y capacidad instalada de las principales centrales hidroeléctricas en Colombia

Fuente: Elaboración propia en MS Power BI, datos tomados de PARATEC, XM.

3.2 Embalses asociados a las centrales hidroeléctricas

Todas las centrales hidroeléctricas objeto de este estudio se alimentan de embalses que tienen las siguientes características de interés para plantear algunas oportunidades que se abordarán más adelante en el capítulo Potencial energético por la modernización de centrales hidroeléctricas⁵.

Tabla 3-1 – Características principales de embalses.

| Planta hidroeléctrica | Embalse | Ubicación | Altura presa (m) | Longitud de coronación (m) | Área de espejo (km ²) ¹ |
|-----------------------|----------|-----------------------|------------------|----------------------------|------------------------------------------------|
| Guavio | Guavio | Ubalá, Cundinamarca | 247 | 390 | 11,97 |
| San Carlos | Punchiná | San Carlos, Antioquia | 70 | 800 | 2,55 |

¹ El área de espejo indicada en la Tabla 3-1 fue verificada en Google Earth Pro para validar los diferentes datos de áreas encontrados en la literatura, para ver los soportes de la medición realizada, remitirse al Apéndice B. Verificación de áreas de embalses

| Planta hidroeléctrica | Embalse | Ubicación | Altura presa (m) | Longitud de coronación (m) | Área de espejo (km ²) ¹ |
|-----------------------|----------------|--------------------------|------------------|----------------------------|------------------------------------------------|
| Chivor | La Esmeralda | Santa María, Boyacá | 237 | 310 | 9,33 |
| Sogamoso | Toporoco | Girón, Santander | 190 | 345 | 54,35 |
| Porce III | Porce III | Anorí, Antioquia | 151 | 400 | 3,45 |
| Pagua | Muña | El Colegio, Cundinamarca | N/A | N/A | 5,72 |
| Guatapé | Peñol-Guatapé | Guatapé, Antioquia | 59,5 | 360 | 62,8 |
| Betania | Betania | Yaguará, Huila | 91 | 650 | 50,59 |
| Guatron | Miraflores | Carolina, Antioquia | 55 | 240 | 5,68 |
| Guatron | Troneras | Carolina, Antioquia | 20 | 400 | 2,34 |
| Alto Anchicayá | Alto Anchicayá | Dagua, Valle del Cauca | 130 | 220 | 1,05 |
| Porce II | Porce II | Amalfi, Antioquia | 118 | 435 | 6,94 |
| El Quimbo | El Quimbo | Gigante, Huila | 151 | 645 | 56,02 |
| Miel I | Amaní | Norcasia, Caldas | 188 | 340 | 11,45 |
| Urrá | Urrá | Tierralta, Córdoba | 73 | 660 | 58,71 |
| Salvajina | Salvajina | Suarez, Cauca | 148 | 400 | 18 |
| La Tasajera | Riogrande II | Barbosa, Antioquia | 65 | 435 | 11,05 |
| Playas | Playas | San Rafael, Antioquia | 45 | 550 | 6,56 |
| Jaguas | San Lorenzo | San Roque, Antioquia | 63 | 580 | 9,24 |
| Calima | Calima | Calima, Valle del Cauca | 115 | 240 | 18,09 |
| Prado | Prado | Prado, Tolima | 92 | 240 | 36,69 |

3.3 Datos de generación

A continuación, se presentan las características principales de generación de energía relacionadas con cada una de las centrales hidroeléctricas objeto de este estudio, estas serán utilizadas en el capítulo 5 para calcular algunas oportunidades de repotenciación.

Tabla 3-2 – Características principales de generación

| Planta Hidroeléctrica | Capacidad Efectiva Neta (MW) | Casa de máquinas | Tipo unidad | Eje | Cantidad unidades | Salto (m) | Caudal (m³/s) |
|------------------------------|-------------------------------------|-------------------------|--------------------|------------|--------------------------|------------------|---------------------------------|
| Guavio | 1250 | Subterránea | Pelton | Vertical | 5 | 1032 | 122 |
| San Carlos | 1240 | Subterránea | Pelton | Vertical | 8 | 554 | 262 |
| Chivor | 1000 | Subterránea | Pelton | Vertical | 8 | 756 | 84 |
| Sogamoso | 819 | Subterránea | Francis | Vertical | 3 | 145,5 | 630 |
| Porce III | 700 | Subterránea | Francis | Vertical | 4 | 322 | 235 |
| Paraíso | 276,6 | Superficial | Pelton | Vertical | 3 | 890 | 35 |
| Guaca | 324,6 | Superficial | Pelton | Vertical | 3 | 1032 | 35 |
| Guatapé | 560 | Subterránea | Pelton | Vertical | 8 | 810 | 84,8 |
| Betania | 540 | Superficial | Francis | Vertical | 3 | 72 | 818 |
| Guadalupe III | 270 | Superficial | Pelton | Vertical | 6 | 537 | 60 |
| Guadalupe IV | 202 | Superficial | Francis | Vertical | 3 | 417 | 60 |
| Troneras | 40 | Superficial | Francis | Vertical | 2 | 86,6 | 60 |
| Alto Anchicayá | 365 | Subterránea | Francis | Vertical | 4 | 440 | 43,3 |
| Bajo Anchicayá | 74 | Subterránea | Francis | Vertical | 4 | 72 | 83 |
| Porce II | 405 | Subterránea | Francis | Vertical | 3 | 239,7 | 114 |
| El Quimbo | 400 | Superficial | Francis | Vertical | 2 | 122 | 237 |
| Miel I | 396 | Subterránea | Francis | Vertical | 3 | 206 | 216 |
| Urrá | 338 | Superficial | Francis | Vertical | 4 | 55 | 700 |
| Salvajina | 315 | Superficial | Francis | Vertical | 3 | 95 | 350 |
| La Tasajera | 306 | Subterránea | Pelton | Vertical | 3 | 933 | 39,8 |
| Playas | 207 | Subterránea | Francis | Vertical | 3 | 176 | 42,1 |
| Jaguas | 170 | Subterránea | Francis | Vertical | 2 | 245,4 | 85,9 |
| Calima | 132 | Subterránea | Francis | Vertical | 4 | 225 | 12,5 |
| Prado | 51 | Superficial | Francis | Horizontal | 4 | 53,5 | 115 |

4 Alcance de un proyecto de modernización de una central hidroeléctrica.

Un proceso de modernización puede comprender dentro de su alcance una visión particular que se ocupe de desarrollar la actualización o rehabilitación de un componente de un equipo hasta una visión holística e integral de desarrollar la actualización completa de la planta, en este sentido, a continuación. Se describen diferentes posibilidades que pueden considerarse:

- *Rehabilitación de componentes de equipos y obras.* Reparación o repotenciación de obras civiles o estructuras en mal estado, reemplazo de componentes de unidades hidráulicas, reposición de tramos o accesorios de tuberías de los sistemas auxiliares, reparación y /o reemplazo de rodets de turbinas, entre muchos otros, pueden representar rehabilitaciones puntuales que garanticen el sostenimiento de equipos específicos y contribuyan al sostenimiento general de la planta.
- *Modernización de un subsistema completo.* La actualización o reposición del sistema de control e instrumentación de la planta, la actualización a un sistema de protección contra incendios que busque un cumplimiento normativo actualizado, la instalación de sistemas de extracción de humos para el caso de casas de máquinas subterráneas, la actualización del sistema de servicios auxiliares eléctricos, la renovación de los sistemas de enfriamiento de las unidades, son casos de actualizaciones posibles a las que se enfrentan los propietarios y que se cubren en un proceso de modernización que es completamente viable y no necesariamente requiere intervenciones en los equipos principales de generación.
- *Repotenciación de unidades generadoras.* En este caso se busca incrementar la eficiencia de los equipos generadores realizando modificaciones en los rodets de turbinas, estatores y/o rotores y devanados de generadores y ajustes o reemplazo de algunos equipos asociados. El resultado de este proceso es el incremento de la capacidad instalada de la planta. Esta evaluación debe considerar todos los aspectos y posibles restricciones relacionadas, pues, en la mayoría de las plantas se tienen posibilidades de incrementar la capacidad, pero además de esto, debe verificarse entre

muchos otros factores, por ejemplo, que la red eléctrica tenga la capacidad de recibir esta nueva carga.

- *Extensión integral de la vida útil de la planta.* Este tipo de procesos se caracterizan por requerir costos altos de inversión y plazos largos de ejecución, no obstante, garantizan la extensión integral de la vida útil de la planta. Realces de bocatomas por embales colmatados, construcción de obras de control de sedimentos, modernización de varios de los subsistemas de la planta e incluso repotenciación de unidades, todos estos procesos unidos y ejecutados dentro de un gran proyecto o programa, representan el sostenimiento a largo plazo de la instalación.

4.1 Consideraciones para emprender un proceso de modernización

La modernización de equipos en una central hidroeléctrica puede ser apropiada cuando se presenta cualquiera de las siguientes condiciones:

- Disminución en la disponibilidad de las unidades de generación.
- Disminución en la confiabilidad y la disponibilidad.
- Disminución en el rendimiento de las unidades o los servicios auxiliares.
- Cambios en las condiciones de operación de una unidad o de la planta en general.
- Oportunidades de automatización.
- Capacidades de producción reducida.
- Falla de equipos principales.
- Incapacidad para soportar los efectos de las fuerzas sísmicas durante terremotos.
- Falta de disponibilidad de repuestos.
- Aumento de los costos de mantenimiento.
- Aumento en los costos de operación.
- Problemas de seguridad y protección.
- Incumplimiento de aspectos ambientales, sociales y regulatorios por actualización en la normativa y /o legislación.
- Incremento en los costos de mantenimiento y operación.
- Otras consideraciones particulares de cada planta.

A partir de todas las consideraciones relacionadas con el alcance de un proceso de modernización expuestas en los párrafos anteriores, se desprende una metodología normalizada que expone en términos generales en el siguiente subcapítulo.

4.2 Metodología

La modernización de una unidad o planta completa es un proceso complejo e iterativo que puede requerir la participación de un gran número de disciplinas, se puede extender durante un período de tiempo relativamente largo y tiene lugar en varias fases.

Estas fases comprenden decisiones iniciales de los propietarios, desarrollo de estudios de prefactibilidad, factibilidad, recolección, análisis y evaluación de datos, estudios y diseños detallados, definición y evaluación técnico-económica de alternativas, determinación de cronogramas, evaluación de riesgos, gestiones y acuerdos contractuales con diferentes proveedores, construcción de obras, instalación de equipos, desarrollo de pruebas, transferencia de conocimiento y evaluación de resultados (IEEE62256-2017).

Todos estos aspectos se ilustran en forma de diagrama de flujo en la Figura 4-1 y están basados en las definiciones de los estándares IEEE1147-2021 Guide for the Rehabilitation of Hydroelectric Power Plants e IEEE62256-2017 Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines Rehabilitation and performance improvement, los cuales representan guías y buenas prácticas para la industria de producción de energía hidroeléctrica para ayudar a los propietarios, operadores y diseñadores en la evaluación técnico-económica de las instalaciones existentes para su rehabilitación.

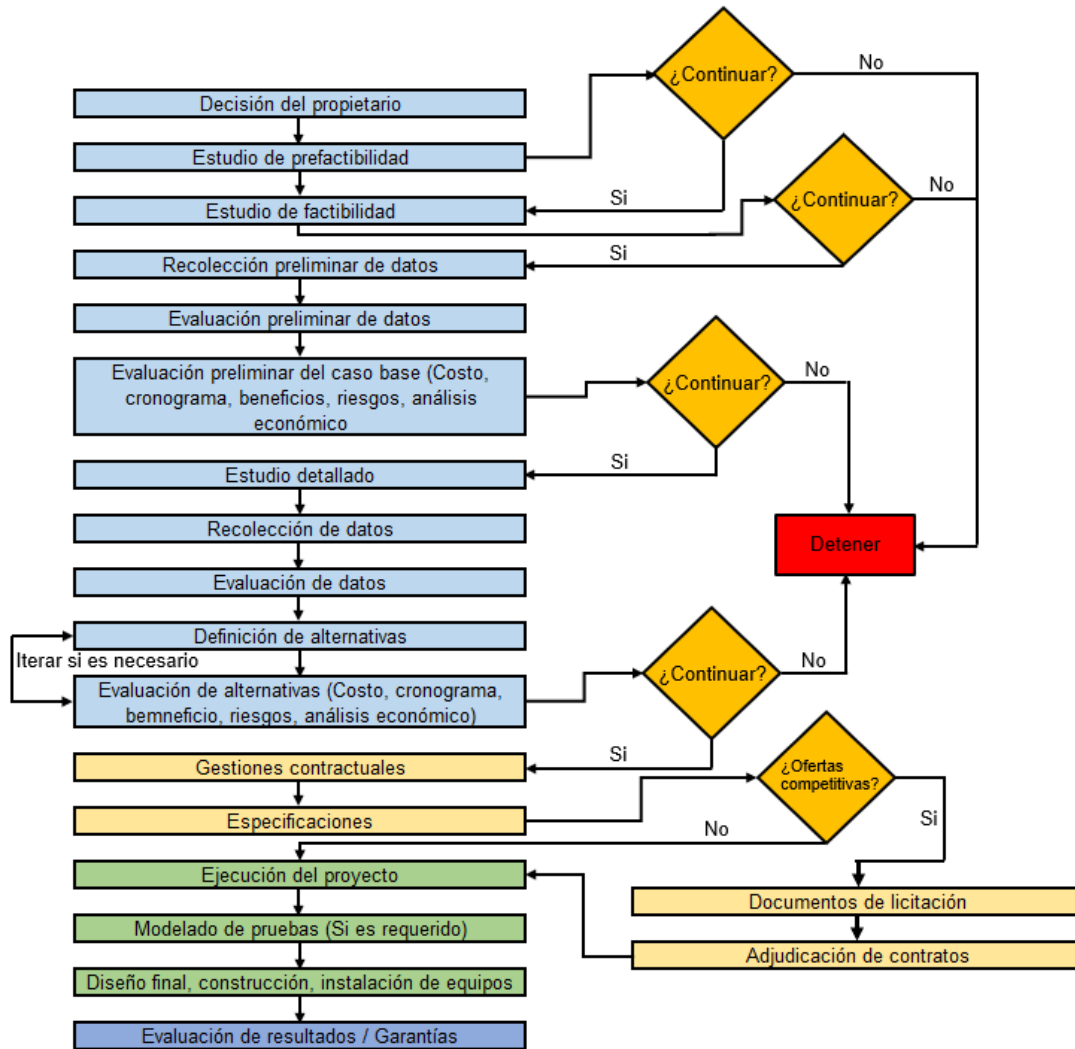


Figura 4-1 – Fases de desarrollo de un proceso de modernización
Traducción y adaptación de IEEE62256-2017 Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines Rehabilitation and performance improvement

Adicionalmente a esta generalidad, existen descripciones metodológicas detalladas y específicas para cada subsistema de una planta hidroeléctrica, en los siguientes textos emitidos por Electric Power Research Institute (EPRI) se pueden consultar estos alcances:

- **Proceso general de modernización:** Hydro Life Extension Modernization Guide, Volume 1: Overall Process (EPRI, 1999).
- **Equipos hidromecánicos:** Hydro Life Extension Modernization Guide, Volume 2: Hydromechanical Equipment (EPRI, 2000).
- **Equipos electromecánicos:** Hydro Life Extension Modernization Guide, Volume 3: Electromechanical Equipment (EPRI, 2001).

- **Sistemas auxiliares mecánicos y eléctricos:** Hydro Life Extension Modernization Guide, Volume 4 – 5 Auxiliary Mechanical and Electrical Systems (EPRI, 2001).
- **Obras civiles y otros componentes:** Hydro Life Extension Modernization Guide, Volume 6 – Civil and Other Plant Components (EPRI, 2005).
- **Sistema de control y protecciones:** Hydro Life Extension Modernization Guide, Volume 7 – Protection and Control (EPRI, 2000).

4.3 Beneficios

Los beneficios a partir de la ejecución de un proceso de modernización de una planta hidroeléctrica, en términos generales, pueden ser los siguientes:

- Prolongación de la vida útil.
- Mejora del rendimiento.
- Aumento de la confiabilidad y la disponibilidad.
- Incremento de la producción energética de la planta.
- Uso más eficiente del agua.
- Operación mejorada y mayor disponibilidad.
- Costo de operación y mantenimiento reducido.
- Mejora de la seguridad de la planta.
- Cumplimiento de nuevos aspectos ambientales, sociales y/o regulatorios.
- Reducción de costos de mantenimiento y operación.

5 Potencial energético por la modernización de centrales hidroeléctricas

En este capítulo se identifican las oportunidades relacionadas con la modernización y eventual incremento de capacidad de la cada una de las centrales hidroeléctricas objeto del estudio.

Con base en fuentes primarias de información obtenidas de los operadores y propietarios cada una de las plantas, estudios académicos previos, cálculos, mediciones y simulaciones realizadas en algunos programas (Ver soportes en el Apéndice D. Soportes de modelos y simulaciones), se realizó una categorización con datos específicos para concluir sobre el potencial de modernización y algunas oportunidades de complementariedad con otras fuentes que permitan eventualmente repotenciar la capacidad de generación de cada planta.

Para verificar la posibilidad de incremento de capacidad mediante complementariedad con plantas solares fotovoltaicas flotantes en los embalses de cada central, se realizó una verificación del área del espejo de cada embalse utilizando la herramienta de medición de polígonos de Google Earth Pro, el cual ofrece un mínimo valor de exactitud posicional planimétrica en el entorno de los 13 metros para un nivel de confianza del 95% y un máximo valor de exactitud posicional planimétrica en el entorno de los 27 metros para un nivel de confianza del 95%, rango aceptable para las grandes áreas que se requieren verificar en este estudio (Colombana et al, 2016).

Para cuantificar el potencial fotovoltaico por área disponible en áreas de embalses y caras de presas, se desarrollaron modelos de cálculo basados en fuentes teóricas y se realizaron validaciones mediante simulaciones en el software PV Syst v7.2.15 (Ver detalles y resultados de simulaciones en el Apéndice D. Soportes de modelos y simulaciones).

Para calcular el potencial incremento energético en cada planta, se analizarán opciones de aumento de capacidad por repotenciación de las unidades generadoras, incremento de capacidad mediante complementariedad con fuentes de energía solar fotovoltaica y algunas oportunidades relacionadas con la posible complementariedad con hidrógeno.

5.1 Potencial de aumento de capacidad por repotenciación.

La repotenciación de una central hidroeléctrica es posible mediante la variación de uno o varios de los parámetros que definen la potencia de generación de energía eléctrica, que se expresa en Watts mediante la ecuación (7.1) (Mataix, 1982):

$$P_G = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot Q_n \cdot H_n \quad (7.1)$$

Donde:

P_G = Potencia generada [W]

η = Eficiencia de la turbina [%]

ρ = Densidad del agua [kg/m³]

g = Constante gravitacional [m/s²]

Q_n = Caudal nominal [m³/s]

H_n = Salto neto [m]

A partir de esta expresión, dadas unas condiciones de generación en una planta existente, el potencial incremento de potencia o “repotenciación” es posible mediante la variación de cualquiera de los parámetros que componen la fórmula (η, Q_n, H_n).

De esta forma, para lograr una eventual repotenciación de una unidad o un conjunto de unidades instaladas en una planta existente, se deben evaluar posibilidades de incrementar la eficiencia de las turbinas, el caudal o el salto, además de todas las implicaciones que puede tener la variación de cada uno de estos parámetros. A continuación, examinaremos cada una de estas posibilidades.

5.1.1 Incremento de eficiencia

El incremento de eficiencia en una unidad de generación es posible mediante el cambio de algunos de los componentes de equipos principales como el rodete de turbina, el estator y/o el rotor del generador y algunos de sus equipos periféricos y auxiliares, para lograr esto es necesario definir una línea base de producción energética, realizar mediciones para validar la capacidad de incremento de eficiencia (IEC 62256, 2017) y, en caso favorable, proceder a reemplazar los componentes siguiendo la metodología definida en el capítulo 4.2 con sus respectivas referencias normativas.

El cálculo del incremento de Potencia (P) mediante el aumento de la eficiencia (η), manteniendo constantes el Caudal (Q) y el Salto (H) se expresa a partir de la ecuación (7.1) (Mataix, 1982), considerando un estado inicial (Instalación en condiciones existentes) expresado en la ecuación (7.2) y un estado final (Instalación repotenciada) expresado en la ecuación (7.3) de la siguiente manera:

Estado actual

$$P_1 = \eta_1 \cdot \rho \cdot g \cdot Q_1 \cdot H_1 \quad (7.2)$$

Repotenciación

$$P_2 = \eta_2 \cdot \rho \cdot g \cdot Q_1 \cdot H_1 \quad (7.3)$$

Igualando ambas ecuaciones y despejando, se llega a la ecuación (7.4) que expresa el incremento de Potencia ($P_2 - P_1$) para una condición de incremento de eficiencia ($\eta_2 - \eta_1$) manteniendo Caudal (Q) y Salto (H) constantes:

$$(P_2 - P_1) = (\eta_2 - \eta_1) \cdot \rho \cdot g \cdot Q_1 \cdot H_1 \quad (7.4)$$

Con la formulación teórica expresada, se procede a hacer las estimaciones pertinentes para las centrales de generación del estudio. Para esto se utilizaron los parámetros mostrados en la Tabla 3-2. Estas estimaciones se presentan en la Tabla 5-1, la cual considera diferentes escenarios de repotenciación para diferentes incrementos de eficiencia ($\eta_2 - \eta_1$) entre +0.5% y +5.0%. Este rango es definido de acuerdo con el potencial incremento de eficiencia a partir del reemplazo de rodetes, incluyendo mejoras en los perfiles de los álabes, la restauración de la condición de la superficie y ajustes adicionales en accesorios y elementos auxiliares (IEC 62256, 2017).

Tabla 5-1 – Repotenciación mediante el aumento de eficiencia

| Planta Hidroeléctrica | Capacidad Efectiva Neta (MW) | Repotenciación $\eta_2 - \eta_1 = 0,5\%$ | Repotenciación $\eta_2 - \eta_1 = 1\%$ | Repotenciación $\eta_2 - \eta_1 = 2\%$ | Repotenciación $\eta_2 - \eta_1 = 3\%$ | Repotenciación $\eta_2 - \eta_1 = 4\%$ | Repotenciación $\eta_2 - \eta_1 = 5\%$ |
|-----------------------|------------------------------|------------------------------------------|----------------------------------------|----------------------------------------|----------------------------------------|----------------------------------------|----------------------------------------|
| Guavio | 1250 | 1256,2 | 1262,4 | 1274,7 | 1287,1 | 1299,4 | 1311,8 |
| San Carlos | 1240 | 1247,1 | 1254,2 | 1268,4 | 1282,7 | 1296,9 | 1311,1 |
| Chivor | 1000 | 1003,1 | 1006,2 | 1012,5 | 1018,7 | 1024,9 | 1031,1 |
| Sogamoso | 819 | 823,5 | 828,0 | 837,0 | 846,0 | 855,0 | 864,0 |
| Porce III | 700 | 703,7 | 707,4 | 714,8 | 722,3 | 729,7 | 737,1 |
| Paraíso | 276,6 | 278,1 | 279,7 | 282,7 | 285,8 | 288,8 | 291,9 |
| Guaca | 324,6 | 326,4 | 328,1 | 331,7 | 335,2 | 338,8 | 342,3 |
| Guatapé | 560 | 563,4 | 566,7 | 573,5 | 580,2 | 587,0 | 593,7 |

| Planta Hidroeléctrica | Capacidad Efectiva Neta (MW) | Repotenciación $\eta_{2-\eta_1} = 0,5\%$ | Repotenciación $\eta_{2-\eta_1} = 1\%$ | Repotenciación $\eta_{2-\eta_1} = 2\%$ | Repotenciación $\eta_{2-\eta_1} = 3\%$ | Repotenciación $\eta_{2-\eta_1} = 4\%$ | Repotenciación $\eta_{2-\eta_1} = 5\%$ |
|-----------------------|------------------------------|------------------------------------------|----------------------------------------|----------------------------------------|----------------------------------------|----------------------------------------|----------------------------------------|
| Betania | 540 | 542,9 | 545,8 | 551,6 | 557,3 | 563,1 | 568,9 |
| Guadalupe III | 270 | 271,6 | 273,2 | 276,3 | 279,5 | 282,6 | 285,8 |
| Guadalupe IV | 202 | 203,2 | 204,5 | 206,9 | 209,4 | 211,8 | 214,3 |
| Troneras | 40 | 40,3 | 40,5 | 41,0 | 41,5 | 42,0 | 42,5 |
| Alto Anchicayá | 365 | 365,9 | 366,9 | 368,7 | 370,6 | 372,5 | 374,3 |
| Bajo Anchicayá | 74 | 74,3 | 74,6 | 75,2 | 75,8 | 76,3 | 76,9 |
| Porce II | 405 | 406,3 | 407,7 | 410,3 | 413,0 | 415,7 | 418,4 |
| El Quimbo | 400 | 401,4 | 402,8 | 405,7 | 408,5 | 411,3 | 414,2 |
| Miel I | 396 | 398,2 | 400,4 | 404,7 | 409,1 | 413,5 | 417,8 |
| Urrá | 338 | 339,9 | 341,8 | 345,6 | 349,3 | 353,1 | 356,9 |
| Salvajina | 315 | 316,6 | 318,3 | 321,5 | 324,8 | 328,0 | 331,3 |
| La Tasajera | 306 | 307,8 | 309,6 | 313,3 | 316,9 | 320,6 | 324,2 |
| Playas | 207 | 207,4 | 207,7 | 208,5 | 209,2 | 209,9 | 210,6 |
| Jaguas | 170 | 171,0 | 172,1 | 174,1 | 176,2 | 178,3 | 180,3 |
| Calima | 132 | 132,1 | 132,3 | 132,6 | 132,8 | 133,1 | 133,4 |
| Prado | 51 | 51,3 | 51,6 | 52,2 | 52,8 | 53,4 | 54,0 |
| Total | 10381,2 | 10431,8 | 10482,3 | 10583,5 | 10684,6 | 10785,7 | 10886,9 |
| Incremento | | 50,6 | 101,1 | 202,3 | 303,4 | 404,5 | 505,7 |

El resultado de la evaluación de estos escenarios de repotenciación arroja incrementos globales en el sistema, en un rango comprendido entre 50,6 MW y 505,7 MW, dependiendo del aumento de eficiencia que se logre obtener en cada caso. En términos porcentuales, esto representa posibilidades de incremento del 0.3% al 2.8% respecto al total del sistema, y del 0.4% al 4.2% respecto a la generación hidroeléctrica.

Este potencial incremento es todo sobre los equipos, lo cual no requiere licenciamientos ambientales ni modificaciones de los Planes de Manejo Ambiental (PMA) de las plantas.

5.1.2 Incremento de caudal

Otra alternativa para la repotenciación de las centrales hidroeléctricas es a través del incremento de caudal en las unidades de generación. Esta alternativa es posible inicialmente si el caudal afluente al proceso de generación es suficiente como para incrementar la alimentación en las turbinas, previamente validando las condiciones hidráulicas del sistema: captación, conducción y descarga. En dado caso, en el presente

estudio se analizarán rangos entre el 1% y el 5%, que en turbinas tipo Francis se pueden lograr mediante la apertura de los distribuidores (Taraldsten, 2009) y en turbinas tipo Pelton mediante el aumento de la apertura de la tobera de los inyectores y el rediseño del perfil geométrico de los cangilones del rodete Pelton (Hanco, 2019), en ambos casos, adicionalmente se debe evaluar el impacto e intervenciones a los que haya lugar aguas arriba y aguas debajo de la unidad, para garantizar un incremento del volumen de agua turbinada, siguiendo la metodología definida en el capítulo 4.2 con sus respectivas referencias normativas.

Es necesario advertir que incrementos de caudales por encima del 5%, requieren una revisión sistemática del circuito hidráulico, considerando eventuales cambios en el sistema de conducción desde la captación hasta la unidad de generación.

El cálculo del incremento de Potencia (P) mediante el aumento del caudal (Q) manteniendo constantes la Eficiencia (η) y el Salto (H) se expresa a partir de la ecuación (7.1) (Mataix, 1982), considerando un estado inicial (Instalación en condiciones existentes) expresado en la ecuación (7.5) y un estado final (Instalación repotenciada) expresado en la ecuación (7.6) de la siguiente manera:

Estado actual

$$P_1 = \eta_1 \cdot \rho \cdot g \cdot Q_1 \cdot H_1 \quad (7.5)$$

Repotenciación

$$P_2 = \eta_1 \cdot \rho \cdot g \cdot Q_2 \cdot H_1 \quad (7.6)$$

Igualando ambas ecuaciones y despejando, se llega a la ecuación (7.7) que expresa el incremento de Potencia ($P_2 - P_1$) para una condición de incremento de Caudal ($Q_2 - Q_1$) manteniendo Eficiencia (η) y Salto (H) constantes:

$$(P_2 - P_1) = (Q_2 - Q_1) \cdot \eta_1 \cdot \rho \cdot g \cdot H_1 \quad (7.7)$$

A partir de esta expresión planeada, y considerando los parámetros de las centrales del estudio mostrados en la Tabla 3-2, se muestran el potencial de repotenciación por incremento del caudal en la Tabla 5-2, la cual considera diferentes escenarios de repotenciación para diferentes incrementos de Caudal ($Q_2 - Q_1$) entre +1% y +5%.

Tabla 5-2 – Repotenciación mediante el aumento de caudal

| Planta Hidroeléctrica | Capacidad Efectiva Neta (MW) | Repotenciación Q2-Q1 = 1% | Repotenciación Q2-Q1 = 2% | Repotenciación Q2-Q1 = 3% | Repotenciación Q2-Q1 = 4% | Repotenciación Q2-Q1 = 5% |
|-----------------------|------------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Guavio | 1250 | 1262,4 | 1274,7 | 1287,1 | 1299,4 | 1311,8 |
| San Carlos | 1240 | 1254,2 | 1268,4 | 1282,7 | 1296,9 | 1311,1 |
| Chivor | 1000 | 1006,2 | 1012,5 | 1018,7 | 1024,9 | 1031,1 |
| Sogamoso | 819 | 828,0 | 837,0 | 846,0 | 855,0 | 864,0 |
| Porce III | 700 | 707,4 | 714,8 | 722,3 | 729,7 | 737,1 |
| Paraíso | 276,6 | 279,7 | 282,7 | 285,8 | 288,8 | 291,9 |
| Guaca | 324,6 | 328,1 | 331,7 | 335,2 | 338,8 | 342,3 |
| Guatapé | 560 | 566,7 | 573,5 | 580,2 | 587,0 | 593,7 |
| Betania | 540 | 545,8 | 551,6 | 557,3 | 563,1 | 568,9 |
| Guadalupe III | 270 | 273,2 | 276,3 | 279,5 | 282,6 | 285,8 |
| Guadalupe IV | 202 | 204,5 | 206,9 | 209,4 | 211,8 | 214,3 |
| Troneras | 40 | 40,5 | 41,0 | 41,5 | 42,0 | 42,5 |
| Alto Anchicayá | 365 | 366,9 | 368,7 | 370,6 | 372,5 | 374,3 |
| Bajo Anchicayá | 74 | 74,6 | 75,2 | 75,8 | 76,3 | 76,9 |
| Porce II | 405 | 407,7 | 410,3 | 413,0 | 415,7 | 418,4 |
| El Quimbo | 400 | 402,8 | 405,7 | 408,5 | 411,3 | 414,2 |
| Miel I | 396 | 400,4 | 404,7 | 409,1 | 413,5 | 417,8 |
| Urrá | 338 | 341,8 | 345,6 | 349,3 | 353,1 | 356,9 |
| Salvajina | 315 | 318,3 | 321,5 | 324,8 | 328,0 | 331,3 |
| La Tasajera | 306 | 309,6 | 313,3 | 316,9 | 320,6 | 324,2 |
| Playas | 207 | 207,7 | 208,5 | 209,2 | 209,9 | 210,6 |
| Jaguas | 170 | 172,1 | 174,1 | 176,2 | 178,3 | 180,3 |
| Calima | 132 | 132,3 | 132,6 | 132,8 | 133,1 | 133,4 |
| Prado | 51 | 51,6 | 52,2 | 52,8 | 53,4 | 54,0 |
| Total | 10381,2 | 10482,3 | 10583,5 | 10684,6 | 10785,7 | 10886,9 |
| Incremento | | 101,1 | 202,3 | 303,4 | 404,5 | 505,7 |

El resultado de la evaluación de estos escenarios de repotenciación arroja incrementos globales en el sistema, en un rango comprendido entre 101,1 MW y 505,7 MW, dependiendo del aumento de caudal que se logre obtener en cada caso.

En términos porcentuales, esto representa posibilidades de incremento del 0.6% al 2.9% respecto al total del sistema, y del 0.8% al 4.2% respecto a la generación hidroeléctrica. No obstante, pretender incrementar caudales en grandes porcentajes en todos los casos de forma que se logre el mayor incremento posible, es difícil de lograr, por lo que para cada caso es necesario realizar un análisis particular de acuerdo con las condiciones de cada planta, incluyendo análisis de vertimientos, pues, las centrales que más vertimientos presentan en los datos históricos recopilados por XM, son las que tienen mayores oportunidades de considerar repotenciación incrementando el caudal de turbina, en la Tabla 5-7 se incluyen datos relacionados que permiten comparar estas posibilidades.

Es necesario advertir que el potencial incremento de caudal tiene implicaciones ambientales dado que el volumen de agua captada para generación y asimismo de agua descargada se incrementa, lo cual requiere revisiones y trámites relacionados con una eventual actualización del licenciamiento ambiental y las respectivas modificaciones en los Planes de Manejo Ambiental (PMA) de las plantas.

5.1.3 Incremento de salto

El incremento del salto en una unidad de generación es un proceso complejo que demanda modificaciones en obras civiles y equipos hidromecánicos y que puede tener afectaciones importantes en el comportamiento del proceso de generación, esto es posible modificando las obras de derivación mediante la implementación de diques fusibles o realces de presas, aplicable en todo tipo de turbinas o, modificando las obras de descarga mediante excavaciones que logren una reducción en el nivel de descarga aplicable solamente en centrales con turbinas sumergidas, no obstante, estas modificaciones pueden afectar el nivel de sumergencia y por lo tanto producir fenómenos desfavorable para los componentes de la unidad.

El cálculo del incremento de Potencia (P) mediante el aumento del salto (H) manteniendo constantes la Eficiencia (η) y el Caudal (Q) se expresa a partir de la ecuación (7.1) (Mataix, 1982), considerando un estado inicial (Instalación en condiciones existentes) expresado en la ecuación (7.8) y un estado final (Instalación repotenciada) expresado en la ecuación (7.9) de la siguiente manera:

Estado actual

$$P_1 = \eta_1 \cdot \rho \cdot g \cdot Q_1 \cdot H_1 \quad (7.8)$$

Repotenciación

$$P_2 = \eta_1 \cdot \rho \cdot g \cdot Q_1 \cdot H_2 \quad (7.9)$$

Igualando ambas ecuaciones y despejando, se llega a la ecuación (7.10) que expresa el incremento de Potencia ($P_2 - P_1$) para una condición de incremento de Salto ($H_2 - H_1$) manteniendo Eficiencia (η) y Caudal (Q) constantes:

$$P_2 - P_1 = (H_2 - H_1) \cdot \eta_1 \cdot \rho \cdot g \cdot Q_1 \quad (7.10)$$

A partir de esta expresión, y considerando los parámetros de las centrales del estudio mostrados en la Tabla 3-2, se muestran el potencial de repotenciación por incremento del Salto en la Tabla 5-3, la cual considera diferentes escenarios de repotenciación para diferentes incrementos de Salto ($H_2 - H_1$) entre +0.5m y +3.0m.

Tabla 5-3 – Repotenciación mediante el aumento del salto

| Planta Hidroeléctrica | Capacidad Efectiva Neta (MW) | Repotenciación H2-H1 = 0,5m | Repotenciación H2-H1 = 1m | Repotenciación H2-H1 = 1,5m | Repotenciación H2-H1 = 2m | Repotenciación H2-H1 = 2,5m | Repotenciación H2-H1 = 3m |
|-----------------------|------------------------------|-----------------------------|---------------------------|-----------------------------|---------------------------|-----------------------------|---------------------------|
| Guavio | 1250 | 1250,6 | 1251,2 | 1251,8 | 1252,4 | 1253,0 | 1253,6 |
| San Carlos | 1240 | 1241,3 | 1242,6 | 1243,8 | 1245,1 | 1246,4 | 1247,7 |
| Chivor | 1000 | 1000,4 | 1000,8 | 1001,2 | 1001,6 | 1002,1 | 1002,5 |
| Sogamoso | 819 | 822,1 | 825,2 | 828,3 | 831,4 | 834,5 | 837,5 |
| Porce III | 700 | 701,2 | 702,3 | 703,5 | 704,6 | 705,8 | 706,9 |
| Paraíso | 276,6 | 276,8 | 276,9 | 277,1 | 277,3 | 277,5 | 277,6 |
| Guaca | 324,6 | 324,8 | 324,9 | 325,1 | 325,3 | 325,5 | 325,6 |
| Guatapé | 560 | 560,4 | 560,8 | 561,2 | 561,7 | 562,1 | 562,5 |
| Betania | 540 | 544,0 | 548,0 | 552,0 | 556,1 | 560,1 | 564,1 |
| Guadalupe III | 270 | 270,3 | 270,6 | 270,9 | 271,2 | 271,5 | 271,8 |
| Guadalupe IV | 202 | 202,3 | 202,6 | 202,9 | 203,2 | 203,5 | 203,8 |
| Troneras | 40 | 40,3 | 40,6 | 40,9 | 41,2 | 41,5 | 41,8 |
| Alto Anchicayá | 365 | 365,2 | 365,4 | 365,6 | 365,8 | 366,1 | 366,3 |
| Bajo Anchicayá | 74 | 74,4 | 74,8 | 75,2 | 75,6 | 76,0 | 76,4 |
| Porce II | 405 | 405,6 | 406,1 | 406,7 | 407,2 | 407,8 | 408,3 |
| El Quimbo | 400 | 401,2 | 402,3 | 403,5 | 404,6 | 405,8 | 407,0 |
| Miel I | 396 | 397,1 | 398,1 | 399,2 | 400,2 | 401,3 | 402,4 |
| Urrá | 338 | 341,4 | 344,9 | 348,3 | 351,7 | 355,2 | 358,6 |
| Salvajina | 315 | 316,7 | 318,4 | 320,1 | 321,9 | 323,6 | 325,3 |
| La Tasajera | 306 | 306,2 | 306,4 | 306,6 | 306,8 | 307,0 | 307,2 |
| Playas | 207 | 207,2 | 207,4 | 207,6 | 207,8 | 208,0 | 208,2 |
| Jaguas | 170 | 170,4 | 170,8 | 171,3 | 171,7 | 172,1 | 172,5 |
| Calima | 132 | 132,1 | 132,1 | 132,2 | 132,2 | 132,3 | 132,4 |
| Prado | 51 | 51,6 | 52,1 | 52,7 | 53,3 | 53,8 | 54,4 |
| Total | 10381,2 | 10403,4 | 10425,6 | 10447,8 | 10470,0 | 10492,1 | 10514,3 |
| Incremento | 0 | 22,2 | 44,4 | 66,6 | 88,8 | 110,9 | 133,1 |

El resultado de la evaluación de estos escenarios de repotenciación arroja incrementos globales en el sistema, en un rango comprendido entre 22,2 MW y 133,1 MW, dependiendo del aumento de salto que se logre obtener en cada caso. En términos porcentuales, esto representa posibilidades de incremento del 0.1% al 0.7% respecto al total del sistema, y del 0.2% al 1.1% respecto a la generación hidroeléctrica.

El incremento del salto, tal como el incremento del caudal, tiene implicaciones ambientales dado que requiere realizar intervenciones en la captación y descarga mediante excavaciones, llenos y movimientos de tierra importantes que pueden tener una afectación considerable del entorno de la planta, lo cual requiere revisiones y trámites relacionados con una eventual actualización del licenciamiento ambiental y las respectivas modificaciones en los Planes de Manejo Ambiental (PMA) de las plantas.

5.1.4 Combinaciones

La mejor opción para lograr el incremento de capacidad en una unidad de generación se da mediante la combinación de varias de las variables revisadas en los subcapítulos anteriores, principalmente mediante combinaciones de aumento de eficiencia y aumento del caudal.

Con el avance tecnológico que han logrado los fabricantes, de acuerdo con referencias y experiencias previas logradas por fabricantes reconocidos, además de experiencias estudiadas por propietarios de plantas existentes, el incremento de capacidad es posible reemplazando algunos componentes que permitan realizar un rediseño hidráulico para aumentar la eficiencia media ponderada de la turbina y permitir turbinar más caudal, de manera que el efecto combinado de mayor eficiencia y mayor caudal permita un aumento de capacidad de generación (IEEE1147, 2021).

En términos generales, los procesos de repotenciación probados en turbinas Francis y Kaplan mediante combinaciones de aumento de Eficiencia y Caudal en grandes centrales hidroeléctricas ubicadas en diferentes sitios geográficos, han logrado incrementos medios de la potencia de salida entre el 18 % el 20% respectivamente (Taraldsten, 2009), mientras que en plantas con unidades Pelton instaladas, la experiencia ha demostrado que es posible lograr incrementos medios de la potencia de salida del 5% aproximadamente (Andritz, 2020),

Estas combinaciones resultan en diversos escenarios que se deben analizar e iterar para encontrar el punto óptimo de repotenciación de acuerdo con los parámetros de cada planta. Para efectos de este estudio, únicamente se mencionará esta posibilidad, no obstante, por la gran cantidad de escenarios que pueden resultar para analizar, no se calcularán las diferentes variantes posibles, a cambio, se presenta un resumen con los resultados mínimos y máximos de cada alternativa, los cuáles podrían ser combinados para obtener los incrementos particulares de cada planta.

Tabla 5-4 – Resumen de posibilidades mínimas y máximas de repotenciación

| Planta Hidroeléctrica | Capacidad Efectiva Neta (MW) | Repotenciación vía Eficiencia | | Repotenciación vía Caudal | | Repotenciación vía Salto | |
|-----------------------|------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|---------------------------|
| | | Min ($\eta_2-\eta_1 = 0,5\%$) | Max ($\eta_2-\eta_1 = 5\%$) | Min ($Q_2-Q_1 = 1\%$) | Max ($Q_2-Q_1 = 5\%$) | Min ($H_2-H_1 = 0,5m$) | Max ($H_2-H_1 = 3m$) |
| Guavio | 1250 | 1256,2 | 1311,8 | 1262,4 | 1311,8 | 1250,6 | 1253,6 |
| San Carlos | 1240 | 1247,1 | 1311,1 | 1254,2 | 1311,1 | 1241,3 | 1247,7 |
| Chivor | 1000 | 1003,1 | 1031,1 | 1006,2 | 1031,1 | 1000,4 | 1002,5 |
| Sogamoso | 819 | 823,5 | 864,0 | 828,0 | 864,0 | 822,1 | 837,5 |
| Porce III | 700 | 703,7 | 737,1 | 707,4 | 737,1 | 701,2 | 706,9 |
| Paraíso | 276,6 | 278,1 | 291,9 | 279,7 | 291,9 | 276,8 | 277,6 |
| Guaca | 324,6 | 326,4 | 342,3 | 328,1 | 342,3 | 324,8 | 325,6 |
| Guatapé | 560 | 563,4 | 593,7 | 566,7 | 593,7 | 560,4 | 562,5 |
| Betania | 540 | 542,9 | 568,9 | 545,8 | 568,9 | 544,0 | 564,1 |
| Guadalupe III | 270 | 271,6 | 285,8 | 273,2 | 285,8 | 270,3 | 271,8 |
| Guadalupe IV | 202 | 203,2 | 214,3 | 204,5 | 214,3 | 202,3 | 203,8 |
| Troneras | 40 | 40,3 | 42,5 | 40,5 | 42,5 | 40,3 | 41,8 |
| Alto Anchicayá | 365 | 365,9 | 374,3 | 366,9 | 374,3 | 365,2 | 366,3 |
| Bajo Anchicayá | 74 | 74,3 | 76,9 | 74,6 | 76,9 | 74,4 | 76,4 |
| Porce II | 405 | 406,3 | 418,4 | 407,7 | 418,4 | 405,6 | 408,3 |
| El Quimbo | 400 | 401,4 | 414,2 | 402,8 | 414,2 | 401,2 | 407,0 |
| Miel I | 396 | 398,2 | 417,8 | 400,4 | 417,8 | 397,1 | 402,4 |
| Urrá | 338 | 339,9 | 356,9 | 341,8 | 356,9 | 341,4 | 358,6 |
| Salvajina | 315 | 316,6 | 331,3 | 318,3 | 331,3 | 316,7 | 325,3 |
| La Tasajera | 306 | 307,8 | 324,2 | 309,6 | 324,2 | 306,2 | 307,2 |
| Playas | 207 | 207,4 | 210,6 | 207,7 | 210,6 | 207,2 | 208,2 |
| Jaguas | 170 | 171,0 | 180,3 | 172,1 | 180,3 | 170,4 | 172,5 |
| Calima | 132 | 132,1 | 133,4 | 132,3 | 133,4 | 132,1 | 132,4 |
| Prado | 51 | 51,3 | 54,0 | 51,6 | 54,0 | 51,6 | 54,4 |
| Total | 10381,2 | 10431,8 | 10886,9 | 10482,3 | 10886,9 | 10403,4 | 10514,3 |
| Incremento | 0,0 | 50,6 | 505,7 | 101,1 | 505,7 | 22,2 | 133,1 |

El resultado final de la evaluación de los escenarios de repotenciación analizados en los subcapítulos anteriores arroja incrementos globales en el sistema, en un rango comprendido entre 22,2 MW y 505,7 MW, dependiendo de las posibilidades de cada planta y las eventuales combinaciones de aumento de eficiencia, caudal y/o salto que se logren. En términos porcentuales, esto representa posibilidades de incremento del 0.1% al 2.9% respecto al total del sistema, y del 0.2% al 4.2% respecto a la generación hidroeléctrica.

5.2 Potencial de aumento de capacidad mediante la complementariedad con fuentes de energía solar fotovoltaica

La hidroelectricidad tiene una gran complementariedad con fuentes de energía solar fotovoltaica, pues, los períodos de alta hidrología se encuentran asociados a inviernos, gran cantidad de lluvias y por lo tanto una limitada radiación solar, mientras que los períodos de baja hidrología resultan en el fenómeno recíproco. De esta forma, en los períodos de baja hidrología, en los que los grandes embales tienen una limitada participación en el suministro de energía asociada a su producción de base hidráulica, existe la posibilidad de lograr una interesante complementariedad con generación solar fotovoltaica. Esta complementariedad se puede lograr de acuerdo con los propósitos planteados en el plan de transición energética nacional (Duque et al, 2021) en un entorno sistémico del SIN, sin embargo, existen otras posibilidades de complementariedad aprovechando las instalaciones existentes de las grandes centrales hidroeléctricas, realizando instalaciones de paneles solares flotantes en un porcentaje del área útil de cada embalse y/o en un porcentaje del área útil y expuesta de las caras de las presas. Estas oportunidades se explorarán en los capítulos subsiguientes.

5.2.1 Requisitos de espacio de instalación fotovoltaica

Para evaluar el potencial de capacidad de instalaciones solares en las instalaciones existentes de las centrales objeto de este estudio, en principio se revisarán los requerimientos de espacio para más adelante determinar diferentes escenarios de capacidad posible a instalar en cada central.

En la ecuación (7.11) se aplica a la potencia de pico nominal P_{Go} de un campo generador solar con energía solar n_M módulos, capacidad pico P_{Mo} y superficie módulo A_M ($G_o = 1 \text{ kW/m}^2$) (Häberlin, 2012):

$$P_{Go} = n_M \cdot P_{Mo} = n_M \cdot A_M \cdot G_o \cdot \eta_M = A_G \cdot G_o \cdot \eta_M \quad (7.11)$$

Por lo tanto, el área total A_G necesaria para el campo del generador solar se determina de la siguiente manera en la ecuación (7.12) (Häberlin, 2012):

$$A_G = n_M \cdot A_M = \frac{P_{Go}}{P_{Mo}} \cdot A_M = \frac{P_{Go}}{G_o \cdot \eta_M} \quad (7.12)$$

El área necesaria para instalar un generador solar se expresa en la ecuación (7.13) (Häberlin, 2012):

$$A_L = LF \cdot A_G \quad (7.13)$$

Donde:

n_M = Número de módulos solares

P_{Go} = Potencia nominal pico (en STC)

P_{Mo} = Potencia máxima del módulo solar en G_o

G_o = Irradiación global para la que se define P_{Mo} ($G_o = G_{STC} = 1 \text{ kW/m}^2$)

A_G = Área total del campo de generación

A_M = Superficie de un módulo solar

η_M = Eficiencia del módulo solar

A_L = Área requerida para el campo de generación solar en suelo o en azotea

LF = Factor de espacio para evitar el sombreado en los casos en que una serie de generadores solares están dispuestos uno detrás del otro en una gran instalación

Adicionalmente, para evaluar el potencial de radiación solar en cada zona geográfica en la que se encuentran instaladas las plantas hidroeléctricas, se considera la radiación global medio diario en Colombia, ilustrada en la siguiente imagen.

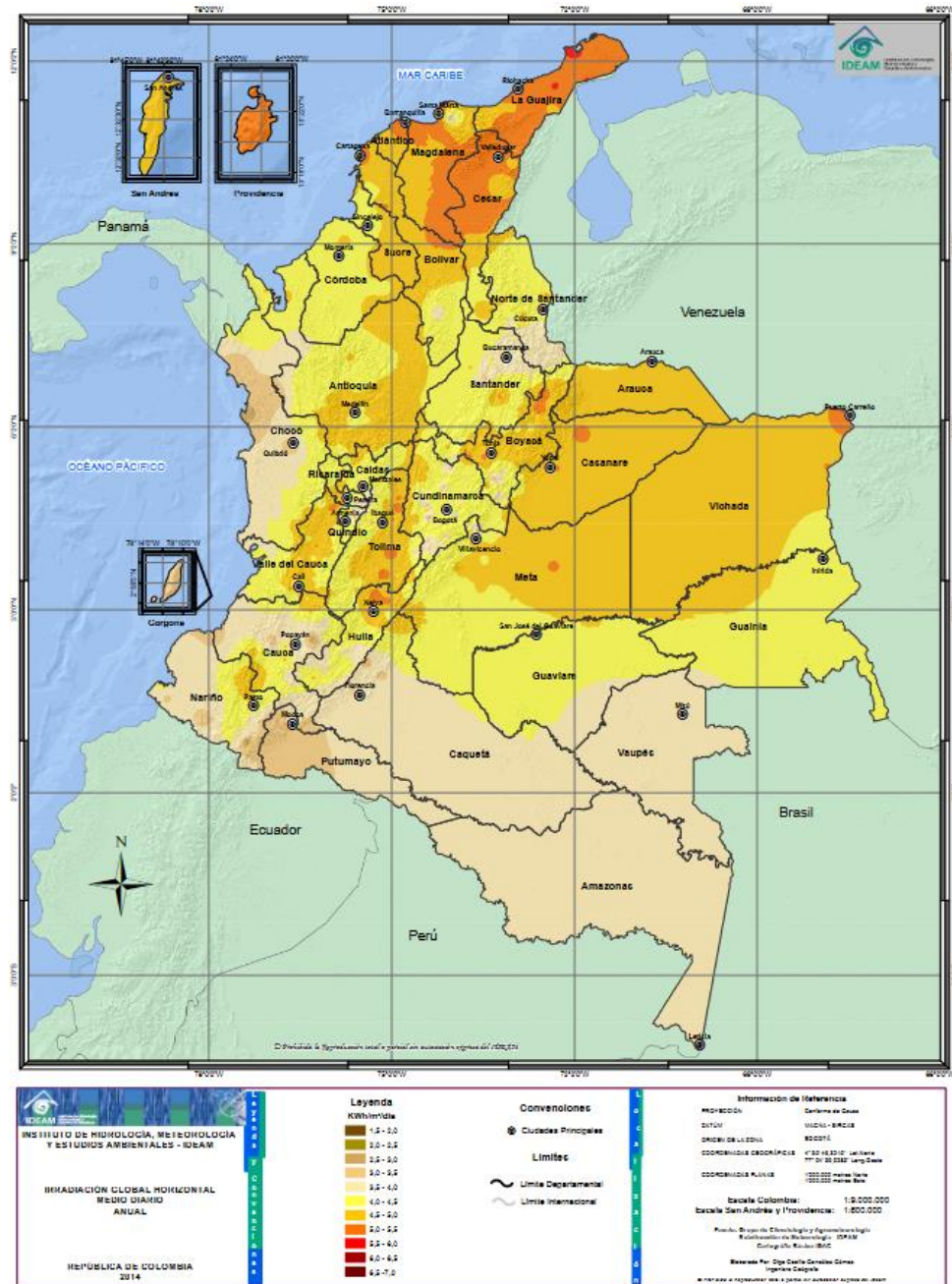


Figura 5-1 – Mapa de radiación global medio diario en Colombia. (IDEAM, 2022)

De acuerdo con los anteriores datos y expresiones, se calcula el área requerida y el potencial de capacidad disponible en cada central de acuerdo con los escenarios planteados en los siguientes subcapítulos.

5.2.2 Referencias de instalaciones similares

- **Plantas solares flotantes en embalses existentes**

En el embalse de Hapcheon, gestionado por la empresa estatal Korea Water Resources Corp en Corea del Sur se encuentra la planta solar flotante más grande de este país, la cual tiene una capacidad instalada de 41MW, el arreglo está conformado por paneles solares flotantes en forma de flor de ciruelo, beneficiándose de su punto de conexión a la red eléctrica interconectada (Bloomberg, 2022).



Fotografía 5-1 - Paneles solares flotantes, embalse Hapcheon (Corea del Sur).
(Bloomberg, 2022)

El embalse, de acuerdo con la verificación de área medida con las herramientas de medición de Google Earth, tiene un espejo de 17.2 km², como se ilustra en la siguiente imagen.

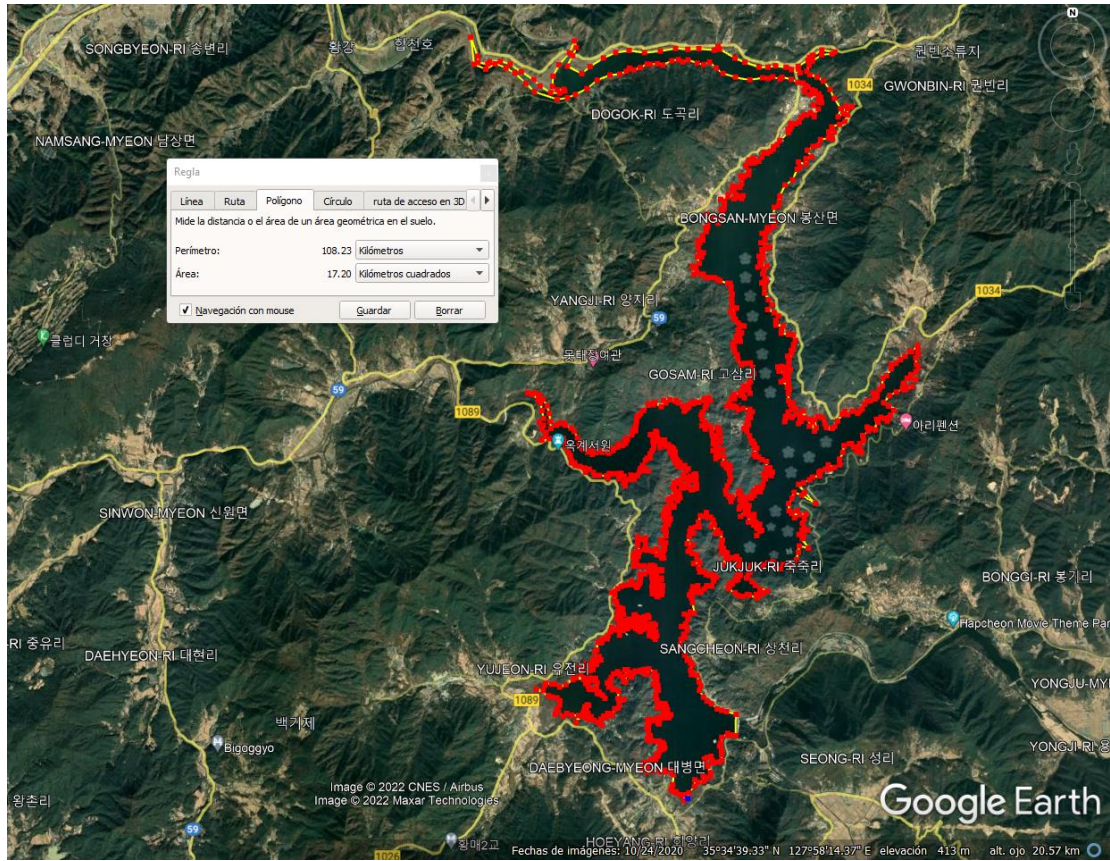


Figura 5-2 – Verificación de área de embalse de Hapcheon Corea del Sur

El área de paneles se reparte en 15 arreglos con un área de 0.03 km², 2 arreglos con un área de 0.01 km² y un último arreglo con un área de 0.01 km², para un total de 0.48 km², lo que representa un 2.8% del área total del embalse.

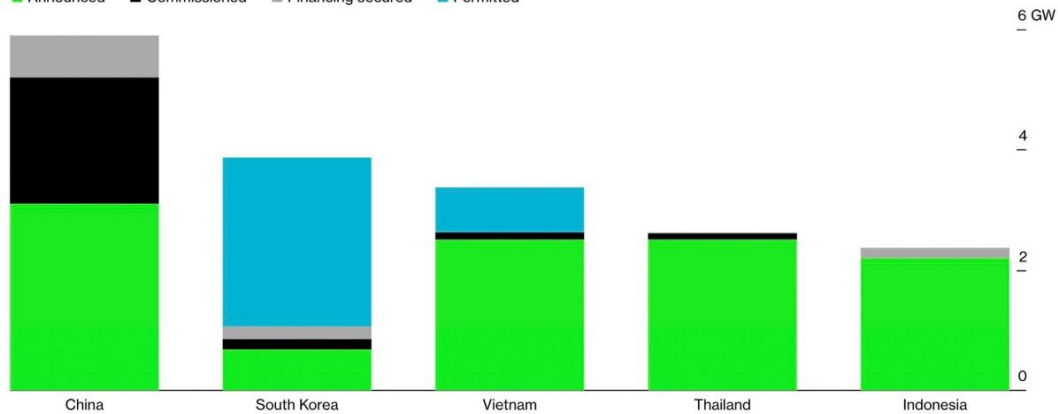
Esta es una buena referencia para considerar una proyección plausible de implementar en los embalses de Colombia, en los que se calculará el potencial de generación mediante paneles solares flotantes en los embalses existentes para diferentes porcentajes del área útil de cada embalse, esta prospección se puede consultar en el capítulo 5.2.3.

Adicionalmente, a modo complementario, se espera que la energía solar flotante gane más impulso en el sudeste asiático y China, en la siguiente gráfica se ilustra la proyección de proyectos solares flotantes en embalses existentes (Bloomberg, 2022).

Floating Arrays

Asian nations have most floating solar projects in the pipeline

■ Announced ■ Commissioned ■ Financing secured ■ Permitted



Source: BloombergNEF
Data as of December 2021

Figura 5-3 – Proyección de arreglos solares flotantes en embalses en Asia

Esta información refuerza la posibilidad de considerar parte del área útil de los embalses existentes para instalaciones complementarias de generación. En Colombia específicamente, solamente en el marco del presente estudio, se puede inferir que los 20 embalses subsidiarios a la generación de energía hidroeléctrica podrían eventualmente aprovechar este tipo de complementariedad, no obstante, hay muchos más embalses no asociados a generación de energía que también podrían aprovechar este tipo de posibilidades.

▪ Arreglos existentes en caras de presas

Las áreas disponibles en las caras de las presas también pueden ser objeto de instalaciones complementarias de generación de energía solar para los embalses. En la presa Heiso en Japón, se tiene una buena referencia de implementación de una instalación solar sobre la cara de la presa, cuyo proceso de instalación se logra mediante elementos modulares, livianos y de fácil instalación, como se ilustra en la siguiente imagen (Kougias et al, 2016).



Fotografía 5-2 - Instalación de paneles solares en la presa Heiso en Japón

El resultado de la instalación completa se ilustra en la siguiente imagen.



Fotografía 5-3 - Presa Heiso en Japón con paneles solares instalados

5.2.3 Proyección de plantas solares flotantes en embalses

Con la formulación teórica expresada en el subcapítulo 5.2.1, se procede a hacer las estimaciones pertinentes para cada uno de los embalses asociados a las centrales de

generación del estudio. Para esto se utilizaron los parámetros mostrados en la Tabla 3-1. Estas estimaciones se presentan en la Tabla 5-5, la cual considera diferentes escenarios de generación complementaria comprendidos entre el 2,5% y el 30% de ocupación del área útil de cada embalse.

Tabla 5-5 – Potencial de generación solar en embalses

| Planta Hidroeléctrica | Embalse | Capacidad Efectiva Neta (MW) | Potencial de generación solar (MW) 2,5% área embalse | Potencial de generación solar (MW) 5% área embalse | Potencial de generación solar (MW) 10% área embalse | Potencial de generación solar (MW) 20% área embalse | Potencial de generación solar (MW) 30% área embalse |
|-----------------------|----------------|------------------------------|------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Guavio | Guavio | 1250,0 | 29,9 | 59,9 | 119,7 | 239,4 | 359,1 |
| San Carlos | Punchiná | 1240,0 | 6,4 | 12,8 | 25,5 | 51,0 | 76,5 |
| Chivor | La Esmeralda | 1000,0 | 23,3 | 46,7 | 93,3 | 186,6 | 279,9 |
| Sogamoso | Toporoco | 819,0 | 135,9 | 271,8 | 543,5 | 1087,0 | 1630,5 |
| Porce III | Porce III | 700,0 | 8,6 | 17,3 | 34,5 | 69,0 | 103,5 |
| Pagua | Muña | 600,0 | 14,3 | 28,6 | 57,2 | 114,4 | 171,6 |
| Guatapé | Peñol-Guatapé | 560,0 | 157,0 | 314,0 | 628,0 | 1256,0 | 1884,0 |
| Betania | Betania | 540,0 | 126,5 | 253,0 | 505,9 | 1011,8 | 1517,7 |
| Guatron | Troneras | 512,0 | 14,2 | 28,4 | 56,8 | 113,6 | 170,4 |
| Guatron | Miraflores | 512,0 | 5,9 | 11,7 | 23,4 | 46,8 | 70,2 |
| Alban | Alto Anchicayá | 429,0 | 2,6 | 5,3 | 10,5 | 21,0 | 31,5 |
| Porce II | Porce II | 405,0 | 17,4 | 34,7 | 69,4 | 138,8 | 208,2 |
| El Quimbo | El Quimbo | 400,0 | 140,1 | 280,1 | 560,2 | 1120,4 | 1680,6 |
| Miel I | Amaní | 396,0 | 28,6 | 57,3 | 114,5 | 229,0 | 343,5 |
| Urrá | Urrá | 338,0 | 146,8 | 293,6 | 587,1 | 1174,2 | 1761,3 |
| Salvajina | Salvajina | 315,0 | 45,0 | 90,0 | 180,0 | 360,0 | 540,0 |
| La Tasajera | Riogrande II | 306,0 | 27,6 | 55,3 | 110,5 | 221,0 | 331,5 |
| Playas | Playas | 207,0 | 16,4 | 32,8 | 65,6 | 131,2 | 196,8 |
| Jaguas | San Lorenzo | 170,0 | 23,1 | 46,2 | 92,4 | 184,8 | 277,2 |
| Calima | Calima | 132,0 | 45,2 | 90,5 | 180,9 | 361,8 | 542,7 |
| Prado | Prado | 51,0 | 91,7 | 183,5 | 366,9 | 733,8 | 1100,7 |
| Incremento | | 10882,0 | 1106,5 | 2212,9 | 4425,8 | 8851,6 | 13277,4 |

El resultado de la evaluación de estos escenarios de instalación de capacidad complementaria arroja incrementos globales en el sistema, en un rango comprendido entre

1106,5 MW y 13277,4 MW, dependiendo de la ocupación del área útil que se logre obtener para cada embalse.

En términos porcentuales, esto representa posibilidades de incremento del 6.3% al 75.7% respecto al total del sistema, del 9.3% al 111.2% respecto a la generación hidroeléctrica y del 1375.2% al 16501.9% respecto a la generación solar actual.

Es necesario advertir que la potencial instalación de estas instalaciones tiene implicaciones y restricciones que requieren revisiones y trámites relacionados con un eventual licenciamiento ambiental y las respectivas modificaciones en los Planes de Manejo Ambiental (PMA) de las plantas hidroeléctricas, debido a la ocupación de los cuerpos de agua con estas nuevas instalaciones que eventualmente podrían causar problemas de contaminación y otros impactos que deberán estudiarse en detalle para cada caso.

5.2.4 Proyección de paneles solares en presas

De igual forma que en el capítulo anterior, se procede a hacer las estimaciones pertinentes para cada una de las presas asociadas a las centrales de generación del estudio. Para esto se utilizaron los parámetros mostrados en la Tabla 3-1. Estas estimaciones se presentan en la Tabla 5-6, la cual considera diferentes escenarios de generación complementaria comprendidos entre el 30% y el 70% de ocupación del área útil de cada presa.

Tabla 5-6 – Potencial de generación solar en presas

| Planta Hidroeléctrica | Embalse | Capacidad Efectiva Neta (MW) | Potencial de generación solar (kW) 30% área presa | Potencial de generación solar (kW) 50% área presa | Potencial de generación solar (kW) 70% área presa |
|-----------------------|---------------|------------------------------|---------------------------------------------------|---------------------------------------------------|---------------------------------------------------|
| Guavio | Guavio | 1250,0 | 1445,0 | 2408,3 | 3371,6 |
| San Carlos | Punchiná | 1240,0 | 840,0 | 1400,0 | 1960,0 |
| Chivor | La Esmeralda | 1000,0 | 1102,1 | 1836,8 | 2571,5 |
| Sogamoso | Toporoco | 819,0 | 983,3 | 1638,8 | 2294,3 |
| Porce III | Porce III | 700,0 | 906,0 | 1510,0 | 2114,0 |
| Pagua | Muña | 600,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Guatapé | Peñol-Guatapé | 560,0 | 321,3 | 535,5 | 749,7 |
| Betania | Betania | 540,0 | 887,3 | 1478,8 | 2070,3 |
| Guatron | Troneras | 512,0 | 198,0 | 330,0 | 462,0 |

| Planta Hidroeléctrica | Embalse | Capacidad Efectiva Neta (MW) | Potencial de generación solar (kW) 30% área presa | Potencial de generación solar (kW) 50% área presa | Potencial de generación solar (kW) 70% área presa |
|-----------------------|----------------|------------------------------|---------------------------------------------------|---------------------------------------------------|---------------------------------------------------|
| Guatron | Miraflores | 512,0 | 120,0 | 200,0 | 280,0 |
| Alban | Alto Anchicayá | 429,0 | 429,0 | 715,0 | 1001,0 |
| Porce II | Porce II | 405,0 | 770,0 | 1283,3 | 1796,6 |
| El Quimbo | El Quimbo | 400,0 | 1460,9 | 2434,9 | 3408,8 |
| Miel I | Amaní | 396,0 | 958,8 | 1598,0 | 2237,2 |
| Urrá | Urrá | 338,0 | 722,7 | 1204,5 | 1686,3 |
| Salvajina | Salvajina | 315,0 | 888,0 | 1480,0 | 2072,0 |
| La Tasajera | Riogrande II | 306,0 | 424,1 | 706,9 | 989,6 |
| Playas | Playas | 207,0 | 371,3 | 618,8 | 866,3 |
| Jaguas | San Lorenzo | 170,0 | 548,1 | 913,5 | 1278,9 |
| Calima | Calima | 132,0 | 414,0 | 690,0 | 966,0 |
| Prado | Prado | 51,0 | 331,2 | 552,0 | 772,8 |
| Incremento | | 10882,0 | 14120,9 | 23534,8 | 32948,7 |

El resultado de la evaluación de estos escenarios de instalación de capacidad complementaria arroja incrementos globales en el sistema, en un rango comprendido entre 10.9 MW y 32.9 MW, dependiendo de la ocupación del área útil que se logre obtener para cada presa.

Estos posibles incrementos, representan pequeños aumentos porcentuales respecto a la totalidad del sistema, no obstante, puede llegar a ser interesante dado que una instalación de este tipo puede cubrir ciertos consumos internos de la planta hidroeléctrica, en un espacio que es completamente inutilizado.

La potencial instalación de paneles solares en presas no tiene implicaciones ambientales considerables, sin embargo, es necesario considerar trámites relacionados con un eventual licenciamiento ambiental y las respectivas modificaciones en los Planes de Manejo Ambiental (PMA) de las plantas hidroeléctricas.

5.3 Otras oportunidades

Adicional a las oportunidades relacionadas en los capítulos previos, las centrales hidroeléctricas cuentan con una gran versatilidad que les permite tener proyecciones de flexibilidad (Nicholson, 2019) y complementariedad con otras fuentes, a continuación, se relacionan un par de posibilidades adicionales a considerar, pero que no son tan fácilmente cuantificables.

5.3.1.Potencial de aumento de almacenamiento y flexibilidad mediante rebombeos.

A pesar de los múltiples beneficios que brindan las centrales de bombeo, en Colombia por el momento no es posible identificar posibles proyectos o potencial disponible, esto se debe a que el mercado eléctrico colombiano no cuenta con diferencias de precios intradiarios significativos que promuevan o justifiquen este tipo de proyectos. Las prioridades de inversión en la industria se orientan al aumento de capacidad y cuota de mercado para proyectos basados en energías renovables no convencionales como la solar y la eólica. En este sentido, la mayoría de las barreras para las centrales reversibles, tienen su origen en el marco legal y en decisiones regulatorias (Saravia et al, 2022).

5.3.2.Potencial de aumento de capacidad mediante la complementariedad con la producción de hidrógeno.

Esta posibilidad es aplicable en centrales hidroeléctricas no despachadas en la subasta diaria y cuyo almacenamiento en embalse esté saturado al punto de requerir vertimientos, de esta forma se da la posibilidad de generar energía y almacenarla en hidrógeno mediante procesos de electrólisis, para posteriormente realizar el proceso inverso y vender la energía inyectándola al sistema o bien, vendiendo el hidrógeno como producto para otras aplicaciones. Esta posibilidad surge apenas como una idea referencial que debe estudiarse en forma particular y detallada para confirmar su factibilidad técnico-económica.

Para validar técnicamente y de forma preliminar esta posibilidad es necesario verificar los vertimientos realizados por cada una de las centrales objeto de este estudio en un período de tiempo adecuado, de esta forma, a continuación, se ilustran los vertimientos generados en las últimas dos décadas.

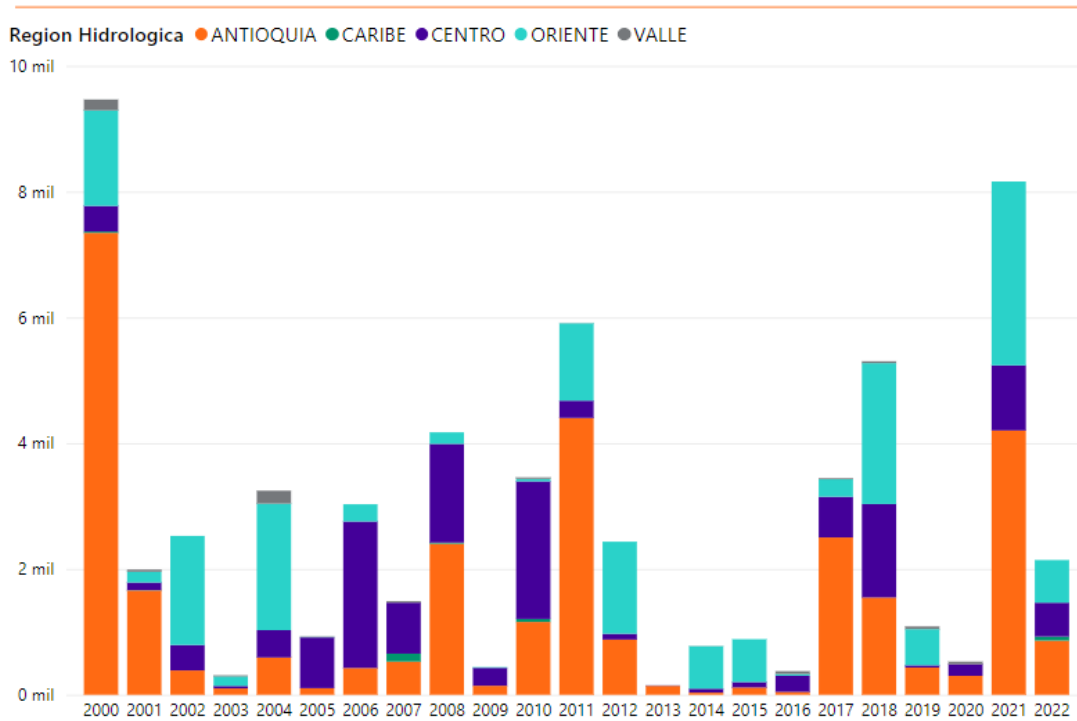


Figura 5-4 – Vertimientos realizados desde el año 2000. (Sinergox, XM, 2022)

Adicionalmente, para tener un orden de magnitud de la energía desperdiciada por vertederos respecto a los aportes de generación globales realizados al sistema, a continuación, se ilustran dichos aportes en el mismo período de tiempo.

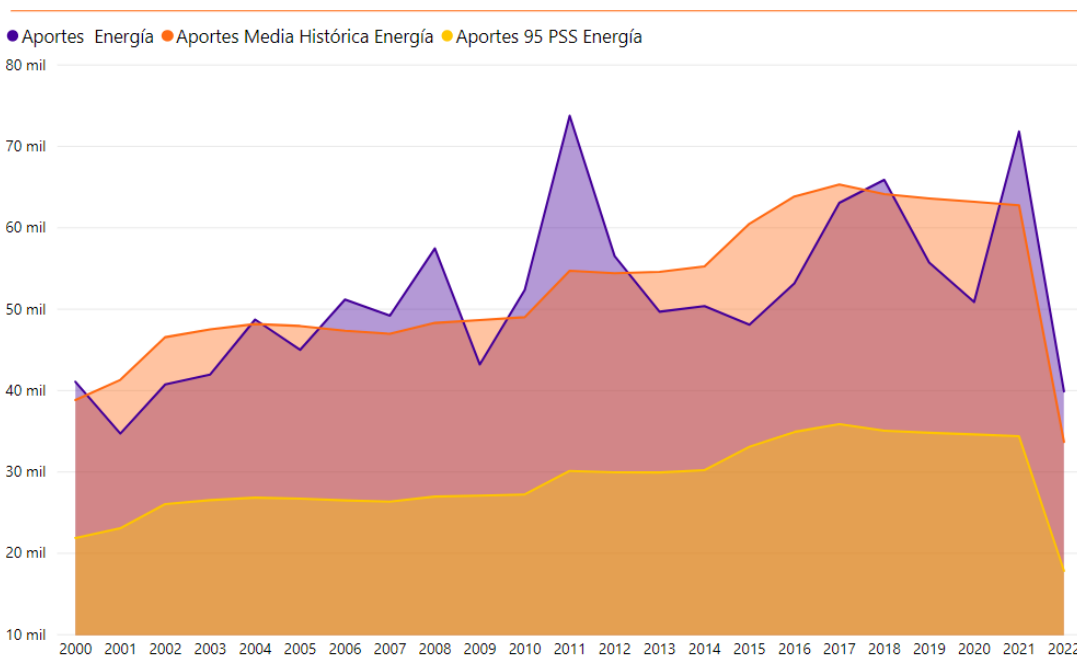


Figura 5-5 – Producción de energía hidroeléctrica desde el año 2000.

(Sinergox, XM, 2022)

El contraste general de los datos ilustrados en las Figura 5-4 y Figura 5-5 indica que desde el año 2000 en adelante se han realizado vertimientos correspondientes al 5,26% de la generación real entregada al sistema.

Ahora, es necesario evaluar el caso específico por cada central hidroeléctrica, debido a que la cantidad de vertimientos realizados por instalación puede dar indicios de posibilidades o necesidades de repotenciación o, de requerimientos de mejorar la gestión y aprovechamiento del recurso hídrico al servicio del sistema y por supuesto, en beneficio de su promotor eventualmente reflejado en ingresos relacionados con la turbinación del caudal, en vez de desperdiciarlo por el vertedero. En la siguiente tabla se ilustran los datos específicos de vertimientos por cada instalación.

Tabla 5-7 – Vertimientos realizados desde el año 2000. (Sinergox, XM, 2022)

| Planta Hidroeléctrica | Embalse | Total (GWh) |
|------------------------------|----------------|--------------------|
| Guavio | Guavio | 13462,3 |
| Jaguas | San Lorenzo | 9522,2 |
| Playas | Playas | 6574,9 |
| San Carlos | Punchiná | 5655,9 |
| Chivor | La Esmeralda | 3419,1 |
| Guatapé | Peñol-Guatapé | 3360,6 |
| Sogamoso | Toporoco | 3295,0 |
| Betania | Betania | 1767,7 |
| La Tasajera | Riogrande II | 1663,1 |
| Porce II | Porce II | 1588,8 |
| Porce III | Porce III | 1355,9 |
| El Quimbo | El Quimbo | 849,8 |
| Alban | Alto Anchicayá | 638,3 |
| Urrá | Urrá | 284,3 |
| Miel I | Amaní | 264,1 |
| Guatron | Troneras | 234,9 |
| Prado | Prado | 139,7 |
| Salvajina | Salvajina | 29,9 |
| Calima | Calima | 0,1 |
| Pagua | Muña | 0 |
| Guatron | Miraflores | 0 |
| Total, vertimientos | | 62247,5 |

En conclusión, existen otras oportunidades relacionadas con el aprovechamiento del recurso hídrico mediante la utilización de las centrales hidroeléctricas existentes, no obstante, cada caso debe evaluarse a la luz de las condiciones particulares de cada planta con su respectivo embalse y demás características y, en dado caso, formular proyectos y surtir el proceso metodológico descrito en el capítulo 4.2 para concluir si es posible lograr su factibilidad y generar beneficios para su promotor y en consecuencia para el sistema.

6 Conclusiones y recomendaciones

- Existe un potencial de incremento de capacidad instalada para ofrecer al sistema interconectado sumado entre las 20 grandes centrales hidroeléctricas del país que se encuentra en un rango comprendido entre 22,2 MW y 505,7 MW, dependiendo de las posibilidades de cada planta y las eventuales combinaciones de aumento de eficiencia, caudal y/o salto que se logren, esto representa en cualquier caso, oportunidades de incrementos considerables e interesantes, dado que las 20 instalaciones se encuentran operativas y con altas posibilidades de incrementar su vida útil, además, cada instalación cuenta con su respectiva subestación de generación e interconexión al SIN, instalaciones que facilitan la inyección de nueva generación al sistema.
- Los embalses asociados a las centrales de generación cuentan con un potencial de instalación de capacidad complementaria mediante plantas solares en un rango comprendido entre 1106,5 MW y 13277,4 MW, dependiendo de la ocupación del área útil que se logre obtener para cada embalse. No obstante, es necesario considerar posibles restricciones de tipo ambiental, legal y jurídico que puedan limitar estas estimaciones.
- Las presas asociadas a las centrales de generación cuentan con un potencial de instalación de capacidad complementaria mediante paneles solares en un rango comprendido entre 10.9 MW y 32.9 MW, dependiendo de la ocupación del área útil que se logre obtener para cada presa.
- A pesar de los múltiples beneficios que brindan las centrales de rebombeo, en Colombia por el momento no es posible identificar posibles proyectos o potencial disponible, esto se debe a que el mercado eléctrico colombiano no cuenta con diferencias de precios intradiarios significativos que promuevan o justifiquen este tipo de proyectos.
- Existen diversas oportunidades relacionadas con el aprovechamiento del recurso hídrico mediante la utilización de las centrales hidroeléctricas existentes, no obstante, cada caso debe evaluarse a la luz de las condiciones particulares de cada planta con su respectivo embalse y demás características y, en dado caso, formular proyectos y surtir el proceso metodológico descrito en el capítulo 4.2 para concluir si es posible lograr su factibilidad y generar beneficios para su promotor y en consecuencia para el sistema.

- Las centrales hidroeléctricas son la base fundamental de la matriz de generación colombiana desde hace varias décadas. En la actualidad, considerando la proyección de incorporación de fuentes renovables no convencionales en la matriz de generación, se hace necesario promover el desarrollo de proyectos de modernización que garanticen el sostenimiento del parque hidroeléctrico, de forma que este sirva de soporte y firmeza para la matriz.
- Existen retos importantes para la repotenciación de las centrales hidroeléctricas, relacionados con restricciones de red que requieren análisis integrales y eventuales ampliaciones de las subestaciones eléctricas de generación y transmisión y líneas de transmisión asociadas, implicaciones que deberán analizarse y evaluarse de forma particular para cada instalación.
- Para todos los casos analizados, es necesario verificar su viabilidad en términos ambientales de acuerdo con los Planes de Manejo Ambiental vigentes de cada planta y eventuales nuevos licenciamientos requeridos por las autoridades ambientales a la luz de la normatividad y legislación vigente.

7 Apéndice A. Fotografías embalses asociados a centrales hidroeléctricas



Fotografía 7-1 - Central hidroeléctrica Guavio.
Fuente: Grupo Energía de Bogotá



Fotografía 7-2 - Central hidroeléctrica San Carlos.
Fuente: Isagen



Fotografía 7-3 - Central hidroeléctrica Chivor.
Fuente: AES Chivor



Fotografía 7-4 - Central hidroeléctrica Sogamoso.
Fuente: Isagen



Fotografía 7-5 - Central hidroeléctrica Force III.
Fuente: EPM



Fotografía 7-6 – Central hidroeléctrica Pagua, Embalse Muña.
Fuente: Semana.com



Fotografía 7-7 – Central hidroeléctrica Guatapé.
Fuente: Informativo digital Heraldo del Norte



Fotografía 7-8 – Central hidroeléctrica Betania.
Fuente: Enel



Fotografía 7-9 – Central hidroeléctrica Troneras.
Fuente: EPM



Fotografía 7-10 – Central hidroeléctrica Alto Anchicayá.
Fuente: Celsia



Fotografía 7-11 – Central hidroeléctrica Porce II.
Fuente: EPM



Fotografía 7-12 – Central hidroeléctrica El Quimbo
Fuente: Enel



Fotografía 7-13 – Central hidroeléctrica Miel I.
Fuente: Isagen



Fotografía 7-14 – Central hidroeléctrica Urrá.
Fuente: ANLA



Fotografía 7-15 – Central hidroeléctrica Salvajina.
Fuente: Conciviles S.A.



Fotografía 7-16 – Central hidroeléctrica Tasajera.
Fuente: EPM



Fotografía 7-17 – Central hidroeléctrica Playas
Fuente: Integral S.A.



Fotografía 7-18 – Central hidroeléctrica Jaguas. Embalse San Lorenzo
Fuente: ANLA



Fotografía 7-19 – Central hidroeléctrica Calima
Fuente: Celsia



Fotografía 7-20 – Central hidroeléctrica Prado
Fuente: Celsia

8 Apéndice B. Verificación de áreas de embalses

Para determinar las proyecciones de instalaciones solares flotantes, se realizó una verificación del área de espejo de cada uno de los embalses con el fin de validar los datos encontrados en las diferentes fuentes consultadas, dado que, en muchos casos, diferentes fuentes contienen información de áreas de cuencas, áreas inundadas y otros datos relacionados que no coinciden entre sí, por lo que se hizo necesario realizar esta validación.

A continuación, se ilustran imágenes tomadas de Google Earth Pro en las que se evidencia la verificación de cada área mediante la herramienta de medición de este software.

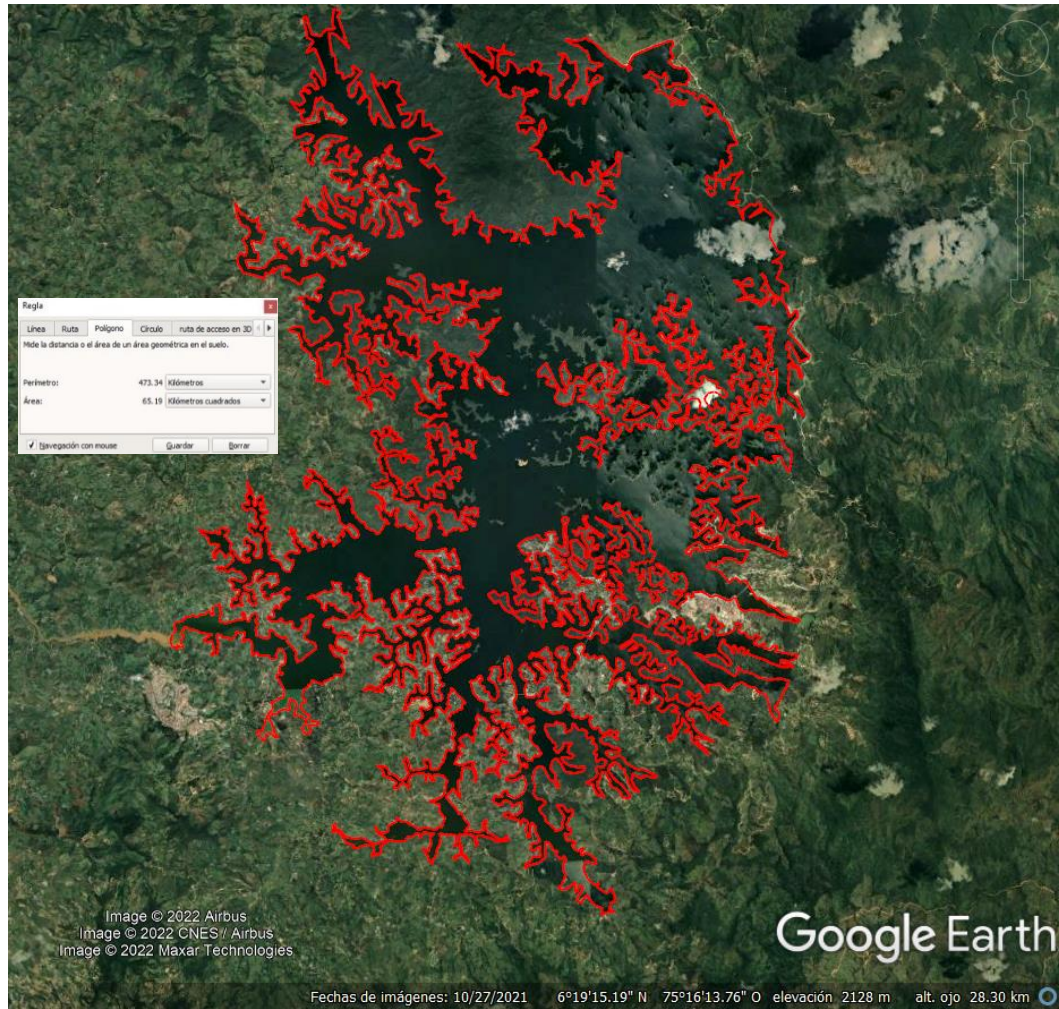


Figura 8-1 – Verificación de área de embalse Peñol-Guatapé

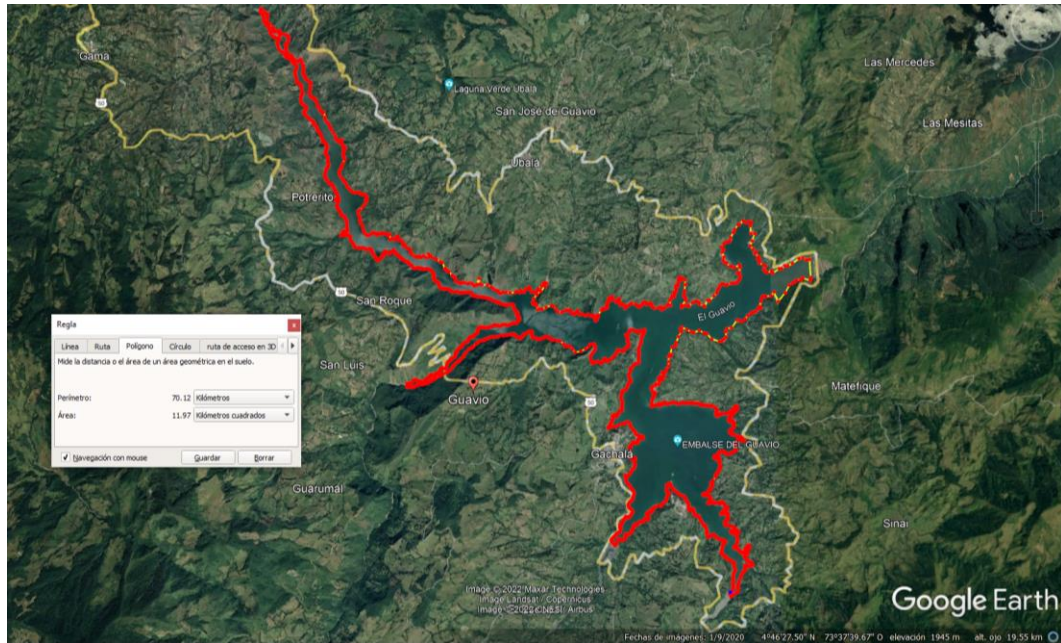


Figura 8-2 – Verificación de área de embalse Guavio

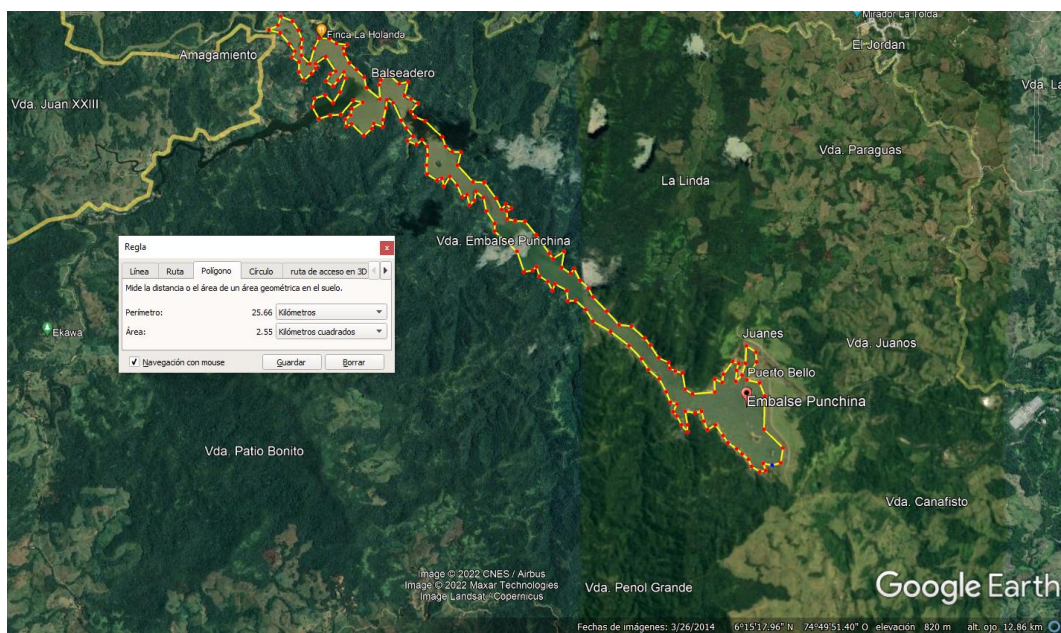


Figura 8-3 – Verificación de área de embalse Punchiná

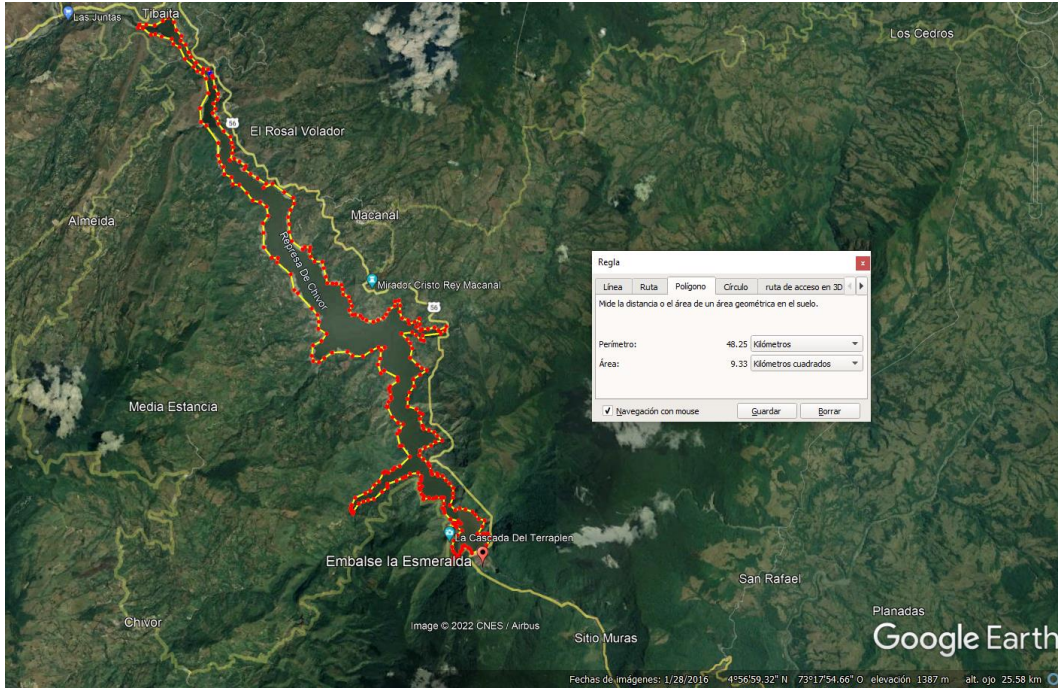


Figura 8-4 – Verificación de área de embalse La Esmeralda

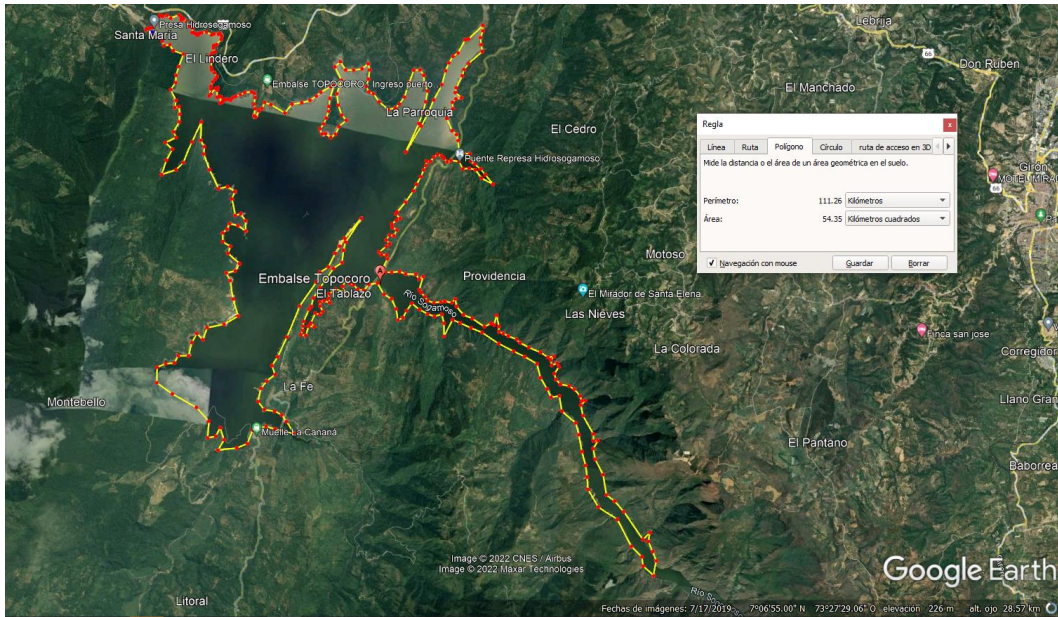


Figura 8-5 – Verificación de área de embalse Topocó

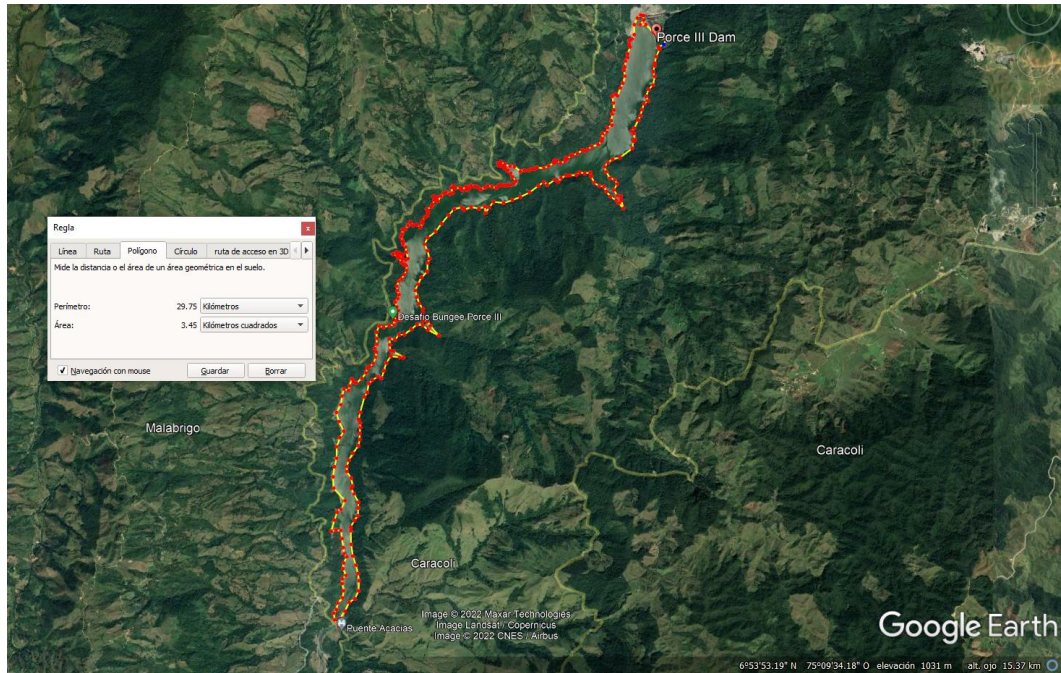


Figura 8-6 – Verificación de área de embalse Porce III

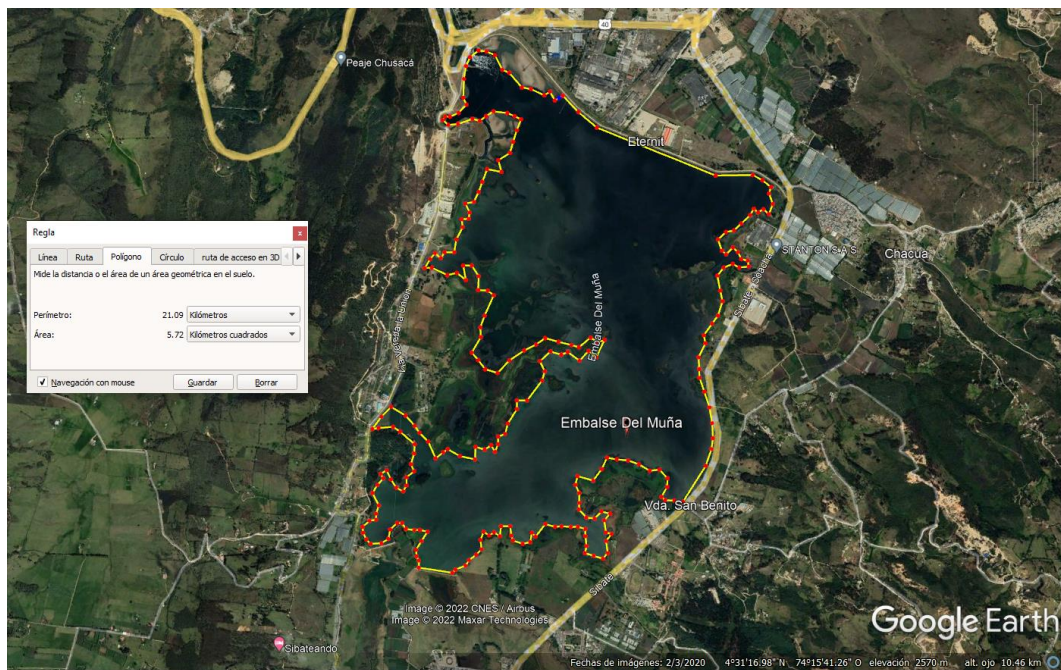


Figura 8-7 – Verificación de área de embalse Muña

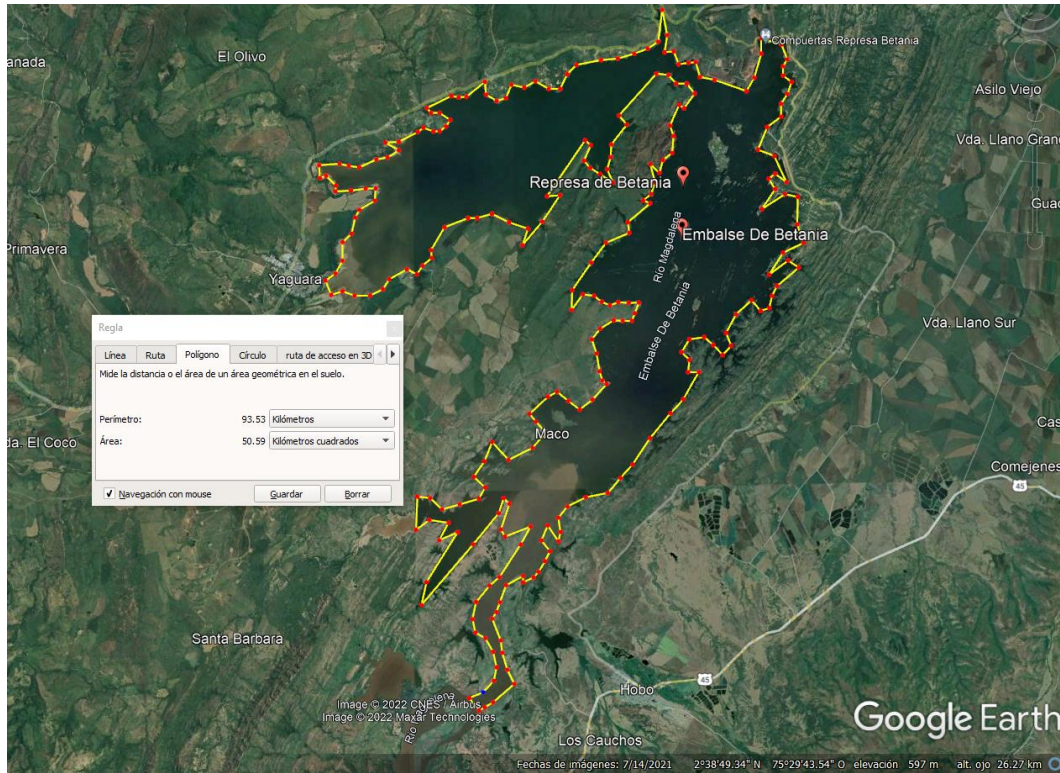


Figura 8-8 – Verificación de área de embalse Betania

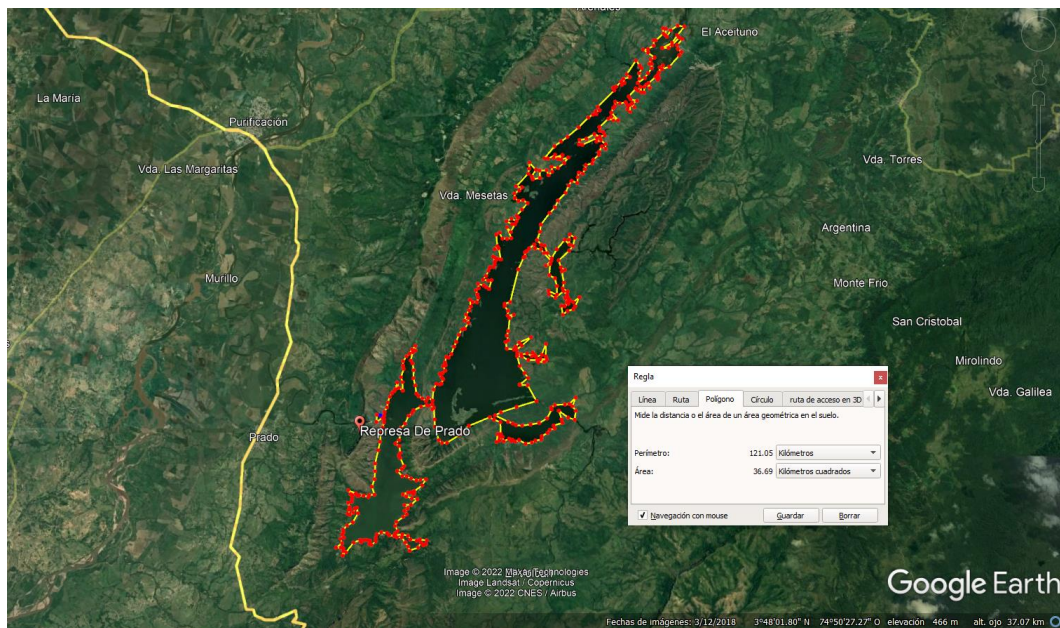


Figura 8-9 – Verificación de área de embalse Prado

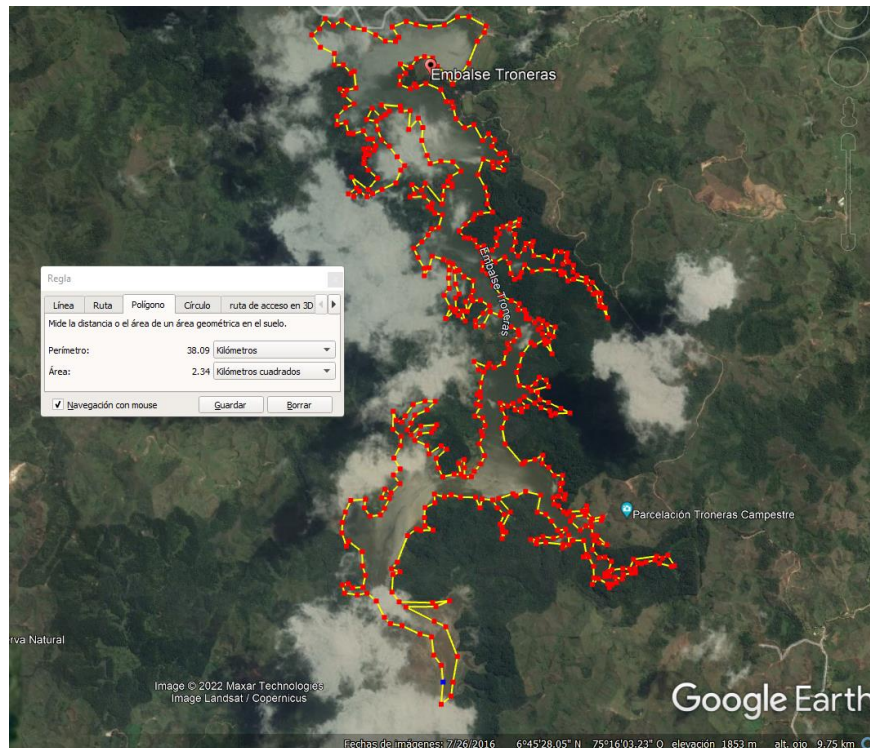


Figura 8-10 – Verificación de área de embalse Troneras

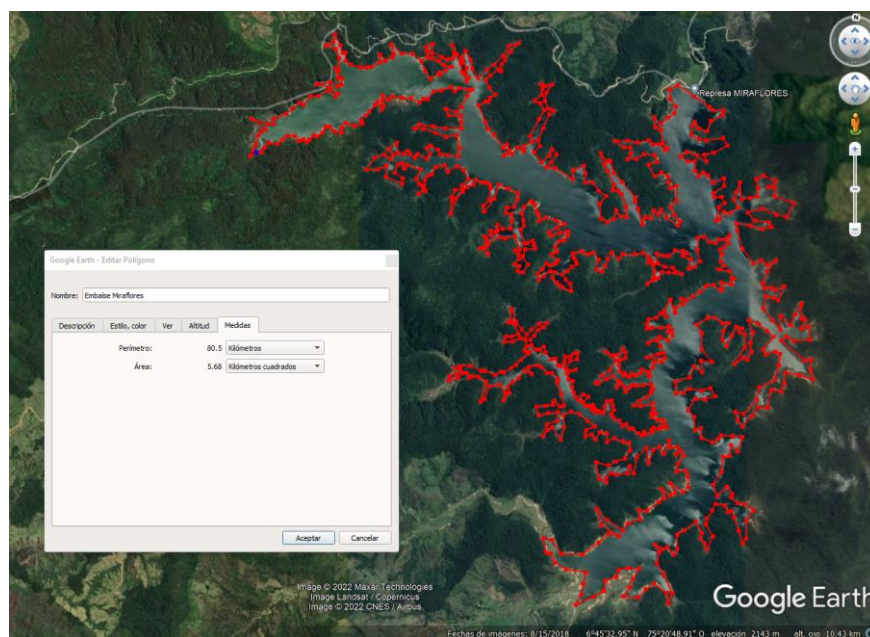


Figura 8-11 – Verificación de área de embalse Miraflores

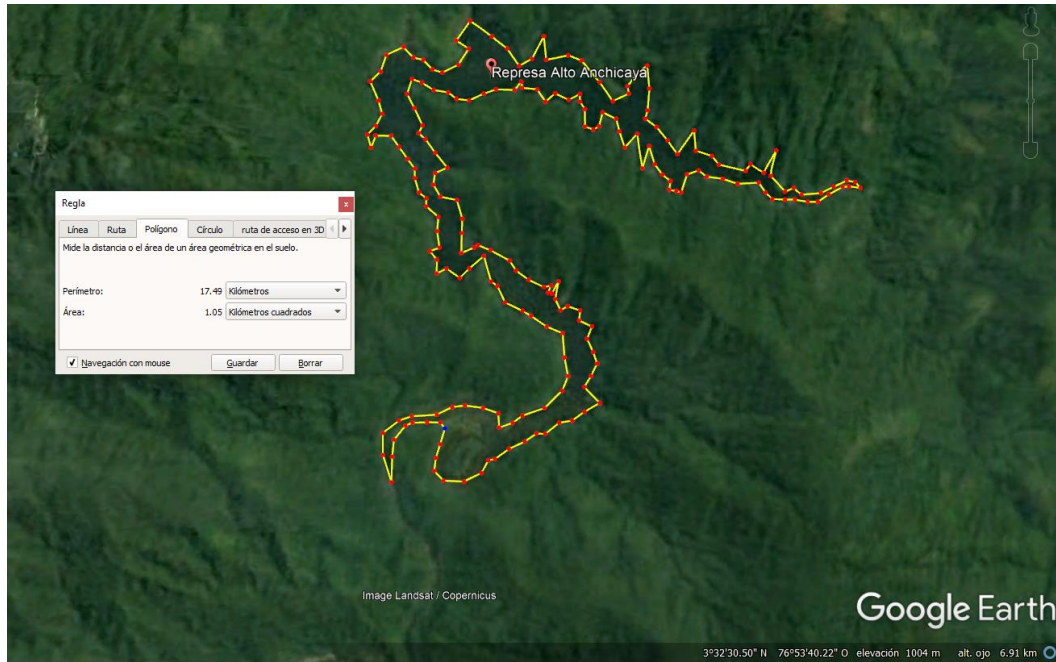


Figura 8-12 – Verificación de área de embalse Alto Anchicayá

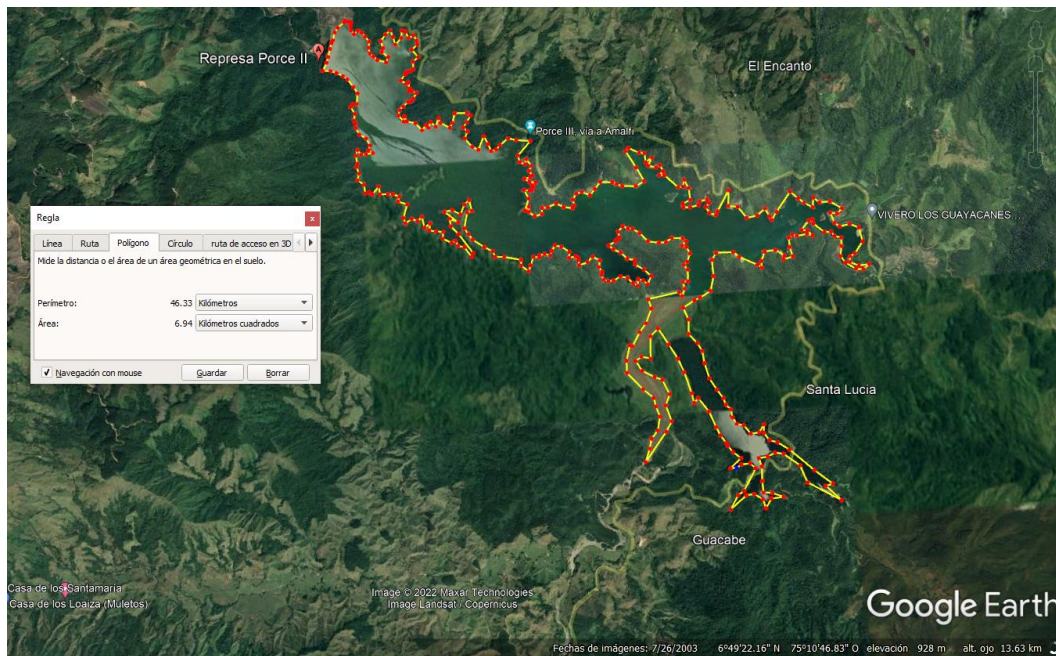


Figura 8-13 – Verificación de área de embalse Porce II



Figura 8-16 – Verificación de área de embalse Urrá

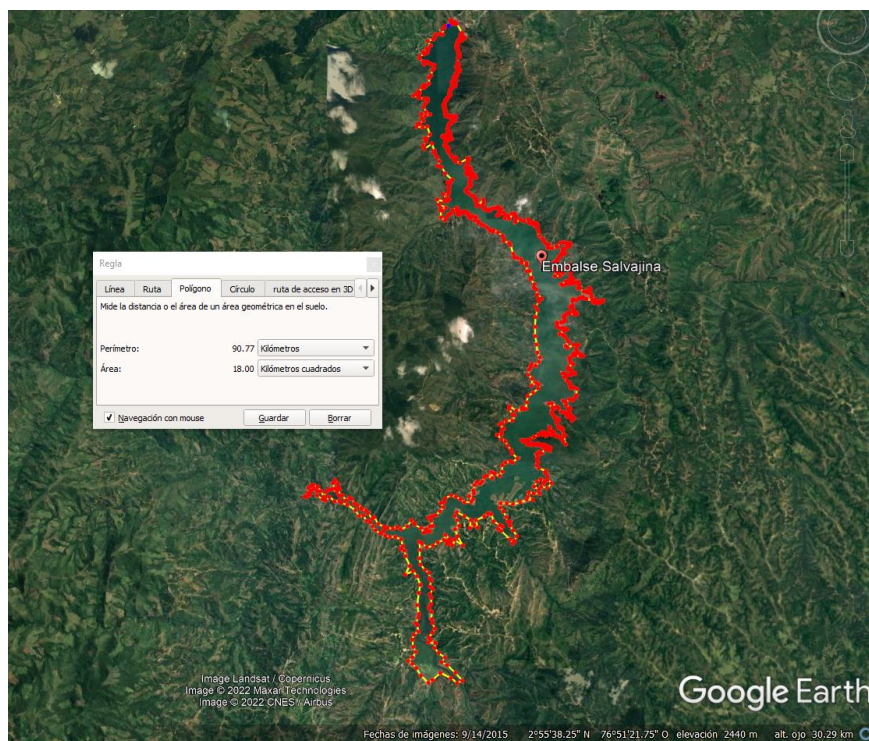


Figura 8-17 – Verificación de área de embalse Salvajina

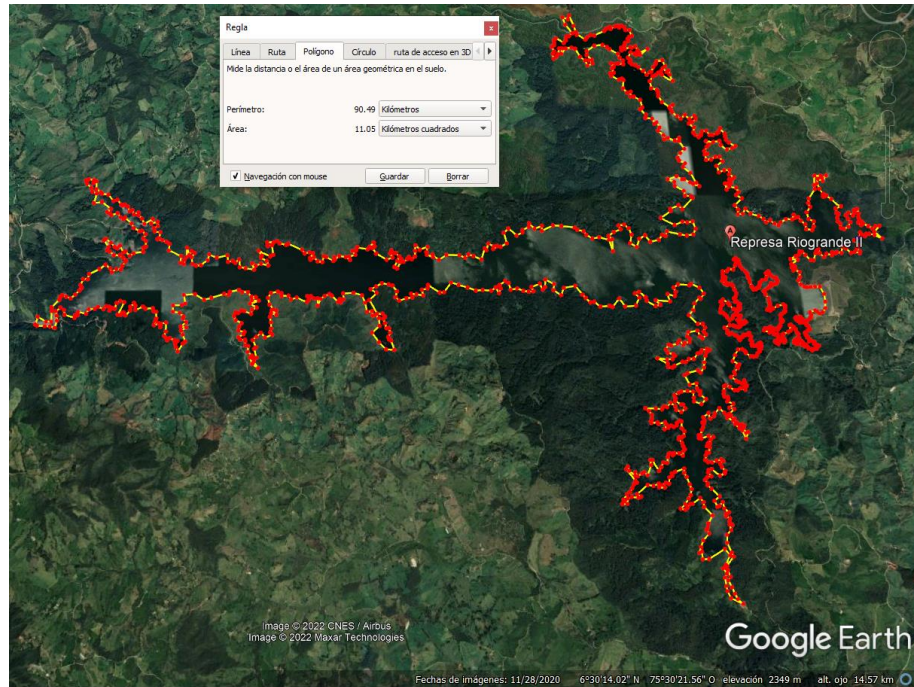


Figura 8-18 – Verificación de área de embalse Riogrande II

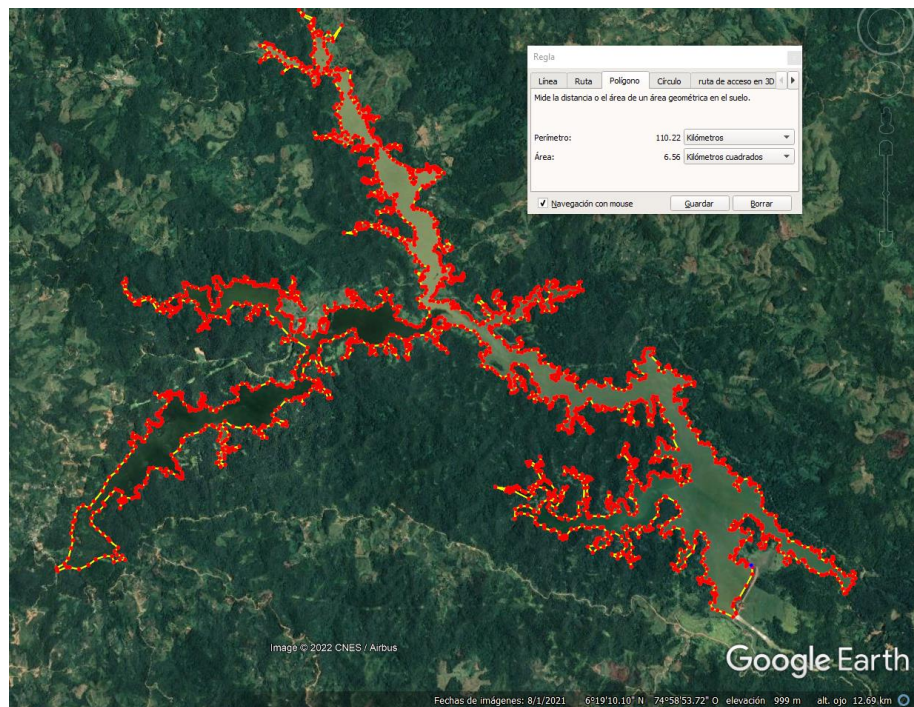


Figura 8-19 – Verificación de área de embalse Playas

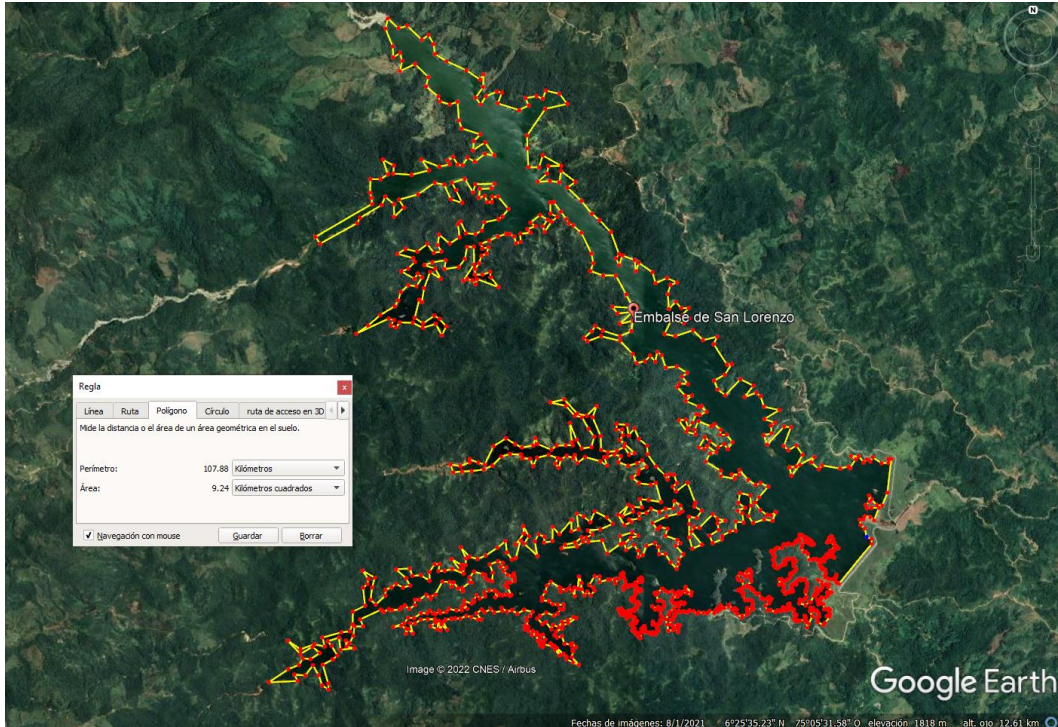


Figura 8-20 – Verificación de área de embalse San Lorenzo

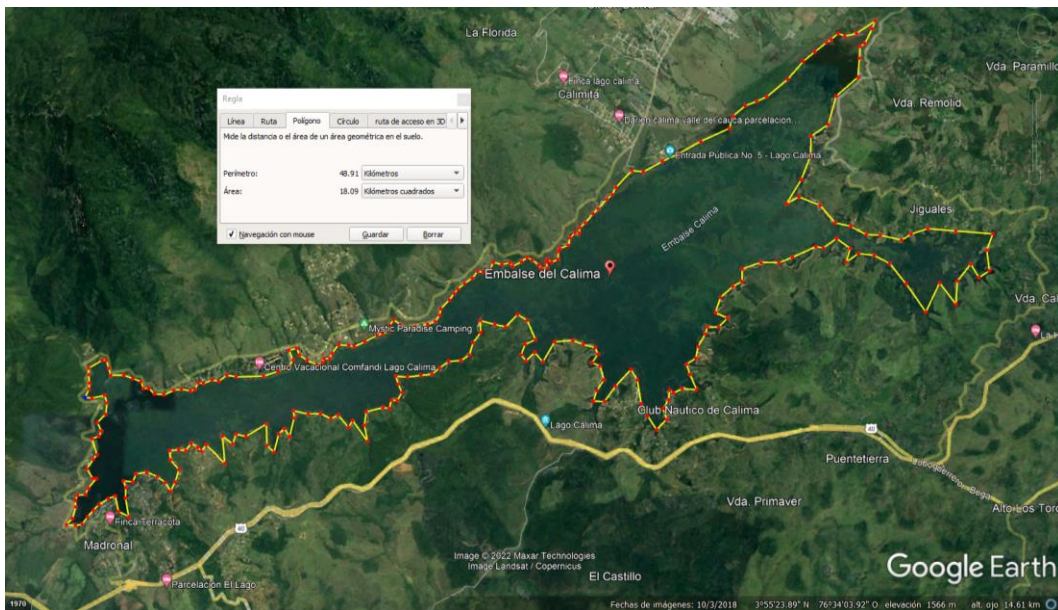


Figura 8-21 – Verificación de área de embalse Calima

9 Apéndice C. Composición de la matriz eléctrica colombiana

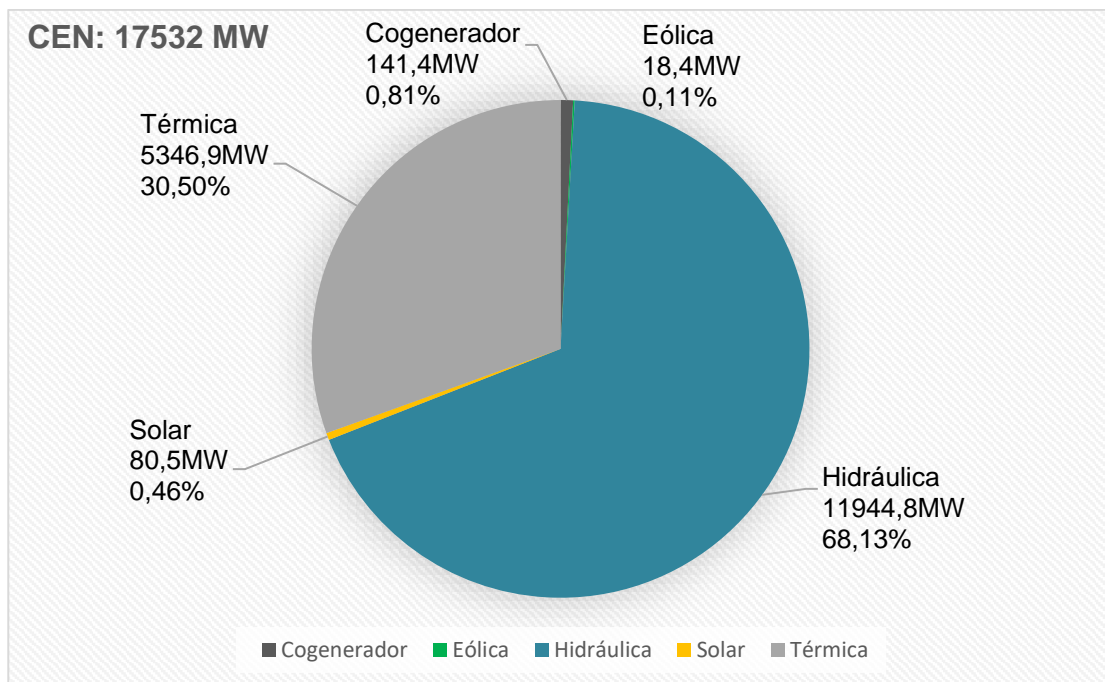


Figura 9-1 - Composición de la matriz de generación eléctrica de Colombia

Fuente: Elaboración propia, datos tomados de PARATEC, XM, 2022.

La totalidad del aporte hidroeléctrico se distribuye en centrales despachadas centralmente y centrales no despachadas centralmente, de acuerdo con los porcentajes establecidos en la Figura 9-2.

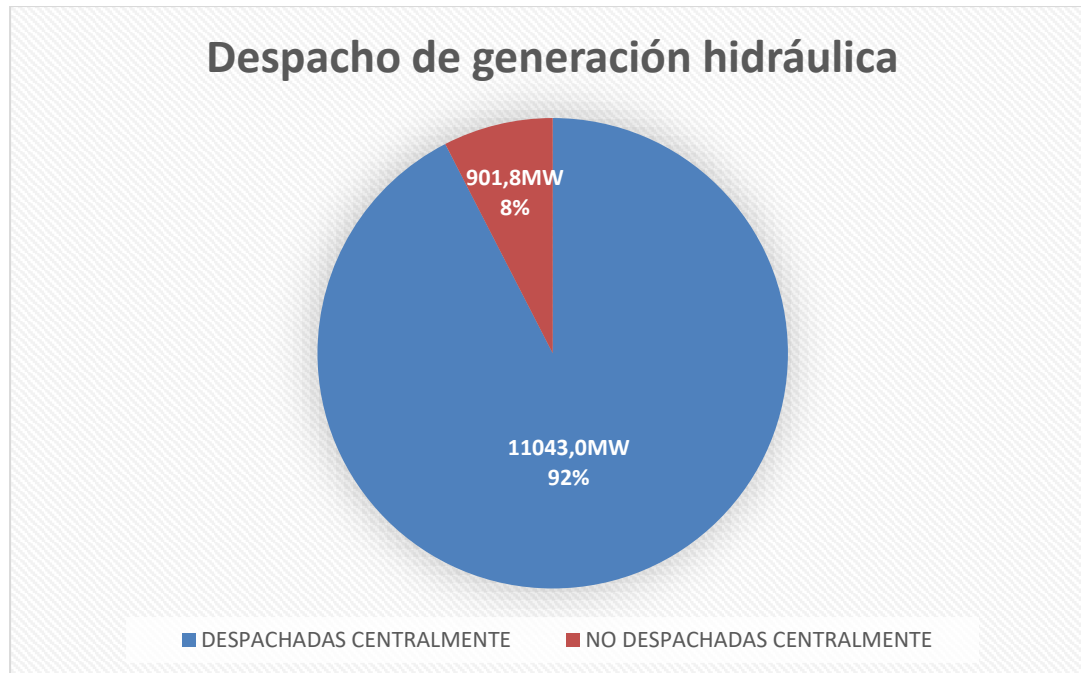


Figura 9-2 – Despacho de generación hidráulica de Colombia

Fuente: Elaboración propia, datos tomados de PARATEC, XM, parámetros técnicos del SIN.

Para comprender esta clasificación, que es clave en el desarrollo y justificación de la presente propuesta, es necesario referir a la definición de despacho central como el proceso de planeación, programación, supervisión y control de la operación integrada del SIN, a cargo del CND en coordinación con los CRDs y las empresas, que se realiza siguiendo los criterios y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación, el Código de Redes y los acuerdos del CNO, (CREG, 1994).

En este sentido, las plantas centralmente despachadas son todas las plantas de generación con capacidad efectiva mayor que 20 MW y todas aquellas menores o iguales a 20 MW que quieran participar en el Despacho Económico (CREG, 1994).

Adicionalmente, se consideran plantas filo de agua las plantas hidráulicas despachadas centralmente que cumplan con una de las siguientes condiciones:

- i. Que no posea embalse y que su estructura de captación esté conectada directamente a la fuente de agua para que tome parcial o totalmente el caudal de dicha fuente (CREG, 1994), o,
- ii. Que la central posea embalse cuyo tiempo de vaciado, generando con su Capacidad Efectiva Neta, considerando el aporte promedio multianual e iniciando con embalse en el máximo técnico, calculado según el acuerdo 512 del CNO o aquellos que lo modifiquen, sea menor o igual a un (1) día, o si el tiempo de llenado generando con dicha capacidad efectiva neta y con el aporte promedio multianual

iniciando con el embalse en el mínimo técnico, calculado según el acuerdo 512 del CNO o aquellos que lo modifiquen, sea menor o igual a un (1) día (CREG, 1994).

En virtud de las anteriores definiciones, las plantas despachadas centralmente se clasifican por sus aportes de acuerdo con la Figura 9-3.

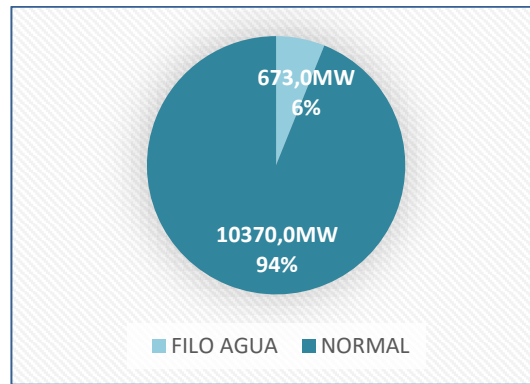


Figura 9-3 – Plantas hidroeléctricas despachadas centralmente
Fuente: Elaboración propia, datos tomados de PARATEC, XM.

A su vez, las plantas No despachadas centralmente se clasifican por sus aportes de acuerdo con la siguiente Figura 9-4.

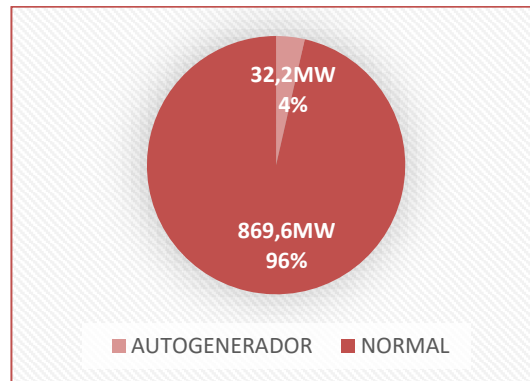


Figura 9-4 – Plantas hidroeléctricas No despachadas centralmente
Fuente: Elaboración propia, datos tomados de PARATEC, XM.

10 Apéndice D. Soportes de modelos y simulaciones

A continuación, se incluyen los soportes de las simulaciones realizadas para proyectar las instalaciones solares fotovoltaicas relacionadas en subcapítulo 5.2 5.2 Potencial de aumento de capacidad mediante la complementariedad con fuentes de energía solar fotovoltaica. Estas simulaciones se realizaron con el propósito de validar los cálculos teóricos realizados mediante las ecuaciones (7.11), (7.12) y (7.13), dado que mediante la herramienta PV Syst es posible utilizar datos reales de módulos fotovoltaicos para generación solar inversores comerciales que han sido probados en instalaciones solares fotovoltaicas, adicionalmente se puede verificar el diseño de conjunto mediante el número de módulos y cadenas que conforman la planta solar. A continuación, se ilustrarán y describirán los pasos básicos de configuración general de la instalación y posteriormente, se anexarán los reportes exportados desde el programa para cada una de las instalaciones simuladas. Una vez se ejecuta el programa, aparece la configuración inicial del proyecto, para la que se tienen diferentes opciones. Para nuestro caso, se seleccionó la opción “Conectado a la red”, debido a que las instalaciones solares complementarias tanto en embale como en presa, se conectarían a la subestación de generación para permitir la venta de energía.

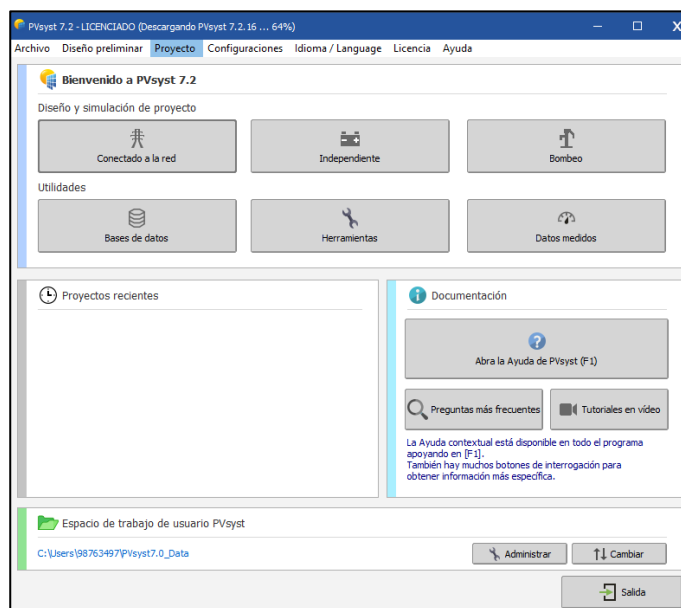


Figura 10-1 – Definición del proyecto

Posterior a esta selección, se debe nombrar el proyecto, en nuestro caso, a cada instalación se le dio el mismo nombre de la central hidroeléctrica a la que eventualmente complementarí.

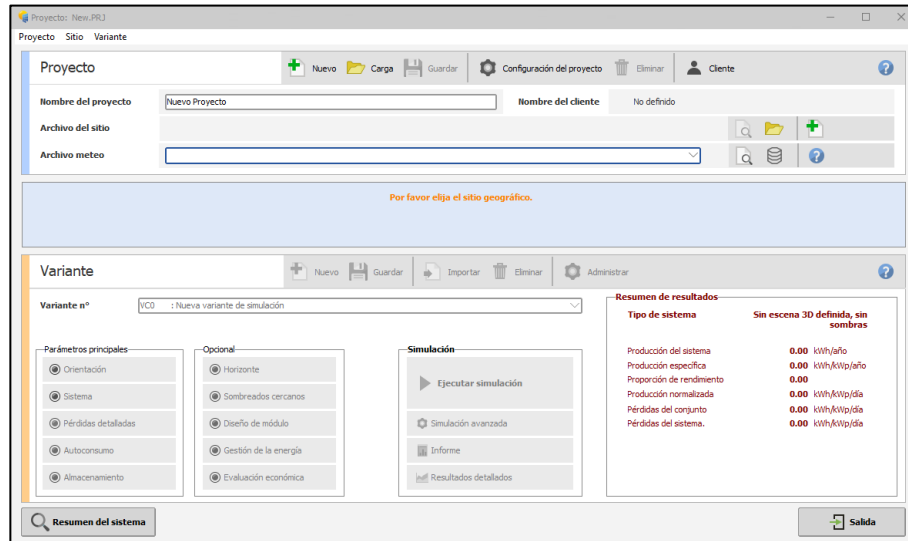


Figura 10-2 – Características de proyecto conectado a la red

Luego, se selecciona la base de datos que define el nivel de radiación solar específico en la zona geográfica del proyecto, para este caso, dado que no se encuentran bases de datos específicas para Colombia dentro del programa, se realiza una selección manual utilizando la herramienta “Mapa interactivo” que ofrece el mismo programa.

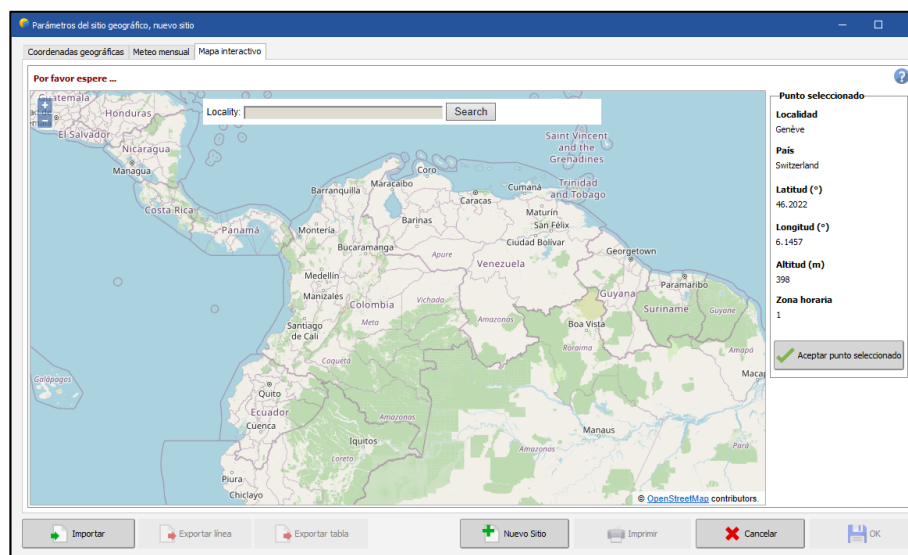


Figura 10-3 – Selección de parámetros de radiación del sitio con mapa interactivo

Una vez se está navegando en el “Mapa interactivo”, se selecciona un punto de influencia del proyecto. Para el ejemplo, se ilustra en la Figura 10-4 la selección realizada para la planta flotante en el embalse Guavio. Este mismo ejercicio se realizó para cada todos los embalses y todas las presas en las que se proyectó una instalación solar fotovoltaica.

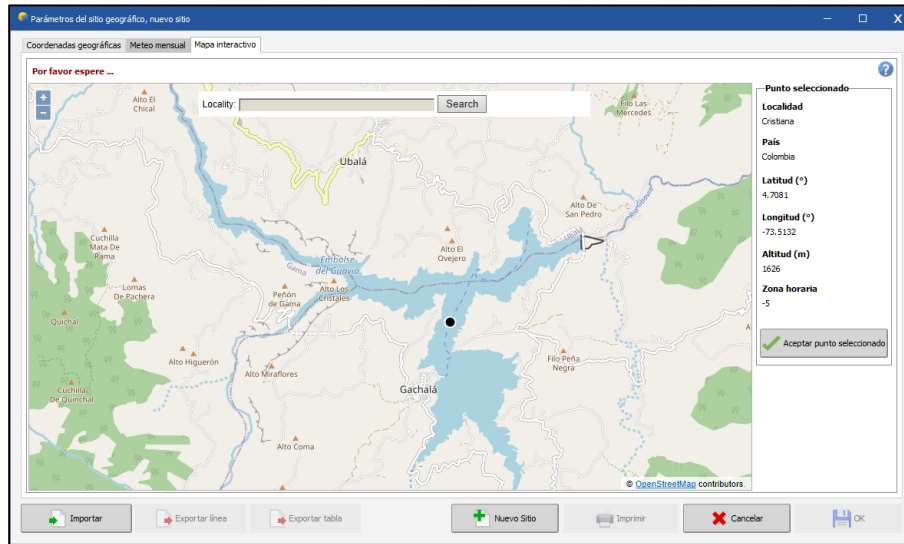


Figura 10-4 – Selección de sitio específico de proyecto (Ejemplo: embalse Guavio)

A partir de la selección del punto geográfico de referencia, se debe elegir una base de datos de radiación, para nuestro caso, se seleccionó Meteonorm 8.0, es necesario resaltar que cualquiera de las bases de datos disponibles cuenta con resultados precisos y confiables.

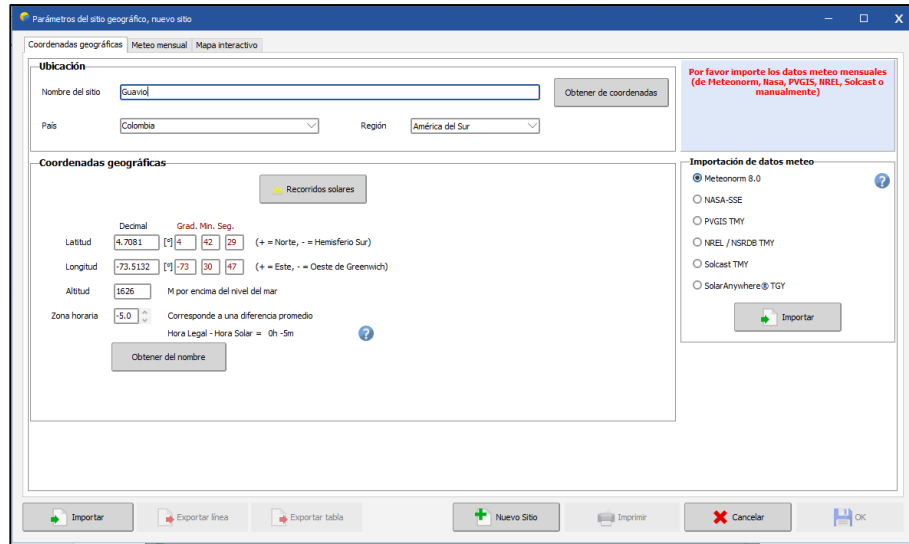


Figura 10-5 – Confirmación de ubicación del sitio de proyecto

La tabla ilustrada en la Figura 10-6 arroja todos los datos de irradiación solar que serán utilizados por el motor de cálculo del programa en la estimación de la capacidad de nuestras instalaciones.

| | Irradiación horizontal global kWh/m ² /mes | Irradiación difusa horizontal kWh/m ² /mes | Temperatura °C | Velocidad del viento m/s | Turbidez Linke [] | Humedad relativa % |
|------------|----------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|-------------------|-----------------------------|-----------------------|-----------------------|
| Enero | 117.6 | 69.5 | 21.0 | 2.20 | 3.663 | 75.5 |
| Febrero | 122.7 | 71.9 | 21.0 | 2.09 | 4.038 | 76.1 |
| Marzo | 114.4 | 65.4 | 20.8 | 2.09 | 4.233 | 79.0 |
| Abril | 137.4 | 66.6 | 20.3 | 2.00 | 3.974 | 82.5 |
| Mayo | 154.3 | 63.9 | 20.5 | 2.00 | 3.579 | 81.4 |
| Junio | 143.3 | 57.0 | 20.4 | 2.20 | 3.360 | 80.4 |
| Julio | 153.7 | 67.2 | 21.8 | 2.30 | 3.449 | 75.5 |
| Agosto | 133.7 | 68.1 | 21.1 | 2.30 | 3.791 | 73.5 |
| Septiembre | 139.2 | 72.2 | 20.5 | 2.19 | 3.785 | 77.4 |
| Octubre | 123.6 | 76.6 | 20.2 | 2.10 | 3.618 | 80.6 |
| Noviembre | 94.1 | 66.3 | 20.0 | 1.99 | 3.616 | 83.2 |
| Diciembre | 120.4 | 69.3 | 20.5 | 2.11 | 3.585 | 79.8 |
| Año | 1553.4 | 816.0 | 20.6 | 2.1 | 3.724 | 78.7 |

Irradiación horizontal global variabilidad año a año 6.7%

Figura 10-6 – Definición de parámetros del sitio geográfico

Paso seguido, es necesario definir la orientación que tendrá nuestra instalación, en relación con la inclinación y el azimut, estos datos se deben definir de acuerdo con la zona geográfica en la que se instalará el proyecto. En nuestro caso, dado que Colombia se encuentra situada en una zona muy cercana al Ecuador, estos parámetros no tienen una afectación considerable en el cálculo.

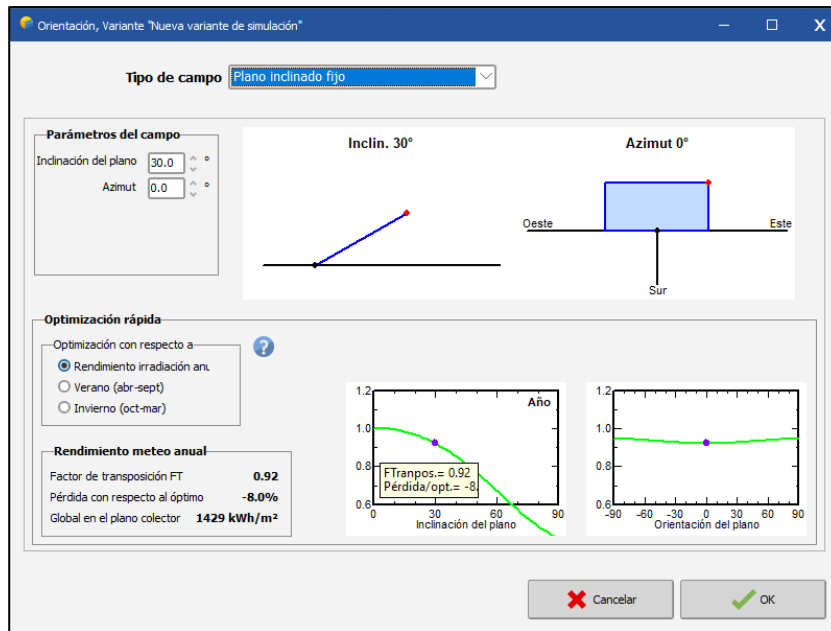


Figura 10-7 – Orientación del sitio seleccionado

Una vez configurados todos los datos base, se ingresa en el módulo que define el sistema, en el cual se encuentran listas desplegables que permiten seleccionar el método de dimensionamiento, el tipo de módulo fotovoltaico, el inversor y el conjunto.

Para nuestro caso, se realizó el ejercicio con un dimensionamiento basado en un área disponible, de acuerdo con las áreas definidas en la Tabla 5-5 y en la Tabla 5-6, tanto para áreas útiles de embalses, como para áreas útiles de presas. De esta forma, el motor de cálculo arroja la Potencia posible de generación en el área disponible especificada. Adicionalmente, dependiendo del tamaño de cada instalación, es necesario realizar iteraciones con la selección de los módulos fotovoltaicos, los inversores y el conjunto

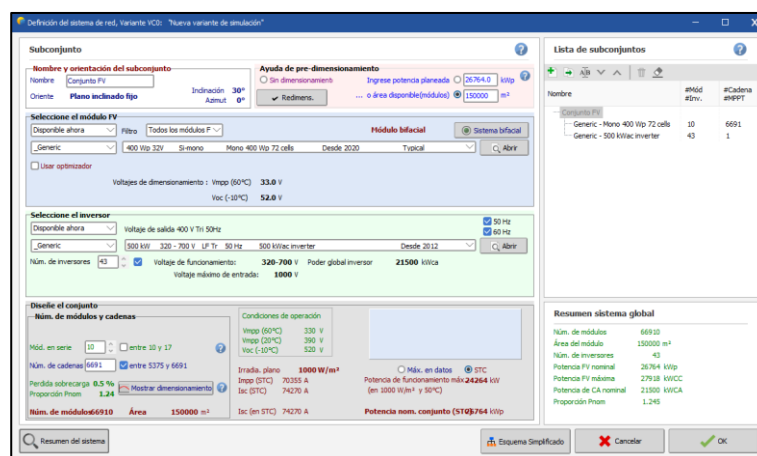


Figura 10-8 – Definición del sistema de generación solar

Por último, se obtienen los resultados del ejercicio, ilustrados en la Figura 10-9.

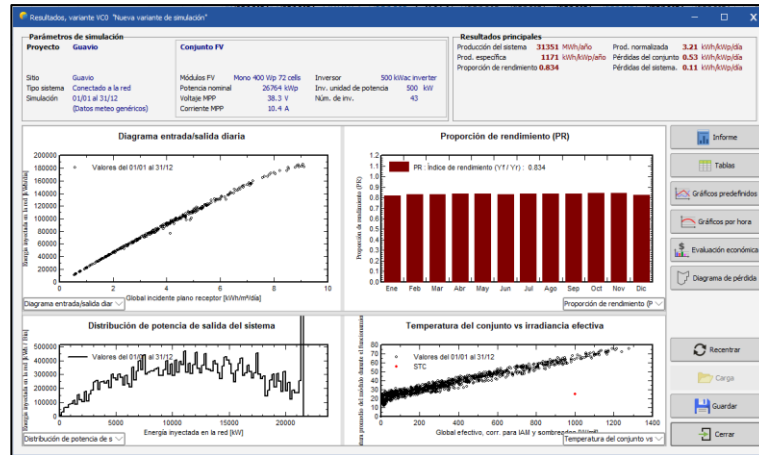


Figura 10-9 – Resultados de la simulación de generación solar

A partir de los resultados obtenidos, se realizó una comparación con los cálculos teóricos realizados y expuestos en la Tabla 1-1Tabla 5-5 en la variante de ocupación del 2.5% del área útil del embalse, a continuación, en la Tabla 10-1 se realiza la respectiva comparación para validar los datos.

Tabla 10-1 – Verificación del potencial de generación solar en embalses (Cálculos teóricos respecto a resultados obtenidos de PV Syst)

| Planta Hidroeléctrica | Embalse | Capacidad Efectiva Neta (MW) | Potencial de generación solar (MW) 2,5% área embalse Resultados de cálculos teóricos | Potencial de generación solar (MW) 5% área embalse Resultados PV Syst | Desviación (MW) | Desviación (%) |
|-----------------------|----------------|------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|-----------------|----------------|
| Guavio | Guavio | 1250,0 | 29,9 | 26,7 | 3,2 | 11% |
| San Carlos | Punchiná | 1240,0 | 6,4 | 5,7 | 0,7 | 11% |
| Chivor | La Esmeralda | 1000,0 | 23,3 | 20,8 | 2,5 | 11% |
| Sogamoso | Toporoco | 819,0 | 135,9 | 121,2 | 14,7 | 11% |
| Porce III | Porce III | 700,0 | 8,6 | 7,7 | 0,9 | 11% |
| Pagua | Muña | 600,0 | 14,3 | 10,9 | 3,4 | 24% |
| Guatapé | Peñol-Guatapé | 560,0 | 157,0 | 127,3 | 29,7 | 19% |
| Betania | Betania | 540,0 | 126,5 | 112,8 | 13,6 | 11% |
| Guatron | Troneras | 512,0 | 14,2 | 12,7 | 1,5 | 11% |
| Guatron | Miraflores | 512,0 | 5,9 | 5,2 | 0,6 | 11% |
| Alban | Alto Anchicayá | 429,0 | 2,6 | 2,3 | 0,3 | 11% |
| Porce II | Porce II | 405,0 | 17,4 | 15,5 | 1,9 | 11% |

| Planta Hidroeléctrica | Embalse | Capacidad Efectiva Neta (MW) | Potencial de generación solar (MW) 2,5% área embalse Resultados de cálculos teóricos | Potencial de generación solar (MW) 5% área embalse Resultados PV Syst | Desviación (MW) | Desviación (%) |
|-----------------------|--------------|------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------|-----------------|----------------|
| El Quimbo | El Quimbo | 400,0 | 140,1 | 124,9 | 15,1 | 11% |
| Miel I | Amaní | 396,0 | 28,6 | 19,6 | 9,0 | 31% |
| Urrá | Urrá | 338,0 | 146,8 | 130,9 | 15,8 | 11% |
| Salvajina | Salvajina | 315,0 | 45,0 | 40,1 | 4,9 | 11% |
| La Tasajera | Riogrande II | 306,0 | 27,6 | 22,4 | 5,2 | 19% |
| Playas | Playas | 207,0 | 16,4 | 14,6 | 1,8 | 11% |
| Jaguas | San Lorenzo | 170,0 | 23,1 | 20,6 | 2,5 | 11% |
| Calima | Calima | 132,0 | 45,2 | 40,3 | 4,9 | 11% |
| Prado | Prado | 51,0 | 91,7 | 68,2 | 23,5 | 26% |
| Totales | | 10882,0 | 1106,5 | 950,8 | 155,7 | 14% |

La comparación realizada en la tabla anterior permite establecer una desviación promedio de 155,7 MW, que corresponden a un 14% en todos los datos analizados, esta se puede dar debido a que los niveles de irradiación utilizados en el cálculo teórico son globales de acuerdo con el mapa de radiación global medio diario en Colombia expuesto en la

Figura 5-1, mientras que PV Syst utiliza datos precisos seleccionados del mapa interactivo en el sitio geográfico de implantación de cada proyecto, adicionalmente, el cálculo teórico se realiza con datos promedios de módulos fotovoltaicos genéricos, mientras que la simulación en PV Syst considera módulos comerciales reales con sus respectivas eficiencias, pérdidas y demás restricciones, adicionalmente considerando parámetros específicos de inversores y del conjunto.

En conclusión, ambas proyecciones pueden representar datos acertados para toma de decisiones, sin embargo, los datos arrojados de PV Syst tienen un mejor nivel de precisión.

Como soporte, se anexan todos los reportes extraídos de PV Syst.

- Anexo 1. Alban (Alto Anchicaya).VC0-Report
- Anexo 2. Betania.VC0-Report
- Anexo 3. Calima.VC0-Report
- Anexo 4. Chivor.VC0-Report
- Anexo 5. El Quimbo.VC0-Report
- Anexo 6. Guatapé.VC0-Report

- Anexo 7. Guatron (Miraflores).VC0-Report
- Anexo 8. Guatron (Troneras).VC0-Report
- Anexo 9. Guavio.VC0-Report
- Anexo 10. Jaguas.VC0-Report
- Anexo 11. Miel I.VC0-Report
- Anexo 12. Pagua (Muña).VC0-Report
- Anexo 13. Playas.VC0-Report
- Anexo 14. Porce II.VC0-Report
- Anexo 15. Porce III.VC0-Report
- Anexo 16. Prado.VC0-Report
- Anexo 17. Salvajina.VC0-Report
- Anexo 18. San Carlos.VC0-Report
- Anexo 19. Sogamoso.VC0-Report
- Anexo 20. Tasajera (Riogrande II).VC0-Report
- Anexo 21. Urra.VC0-Report

11 Referencias

- Ubierna, M., Alberti, J. & Alarcón, A. (2020). Modernización de Centrales Hidroeléctricas en América Latina y el Caribe, Identificación y priorización de necesidades de inversión. Nota técnica N.º IDB-TN-02051. Banco Interamericano de Desarrollo.
- Duque, I., Puyo, M., Lotero, M. & Sandoval, S. (2021). Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia. Gobierno de Colombia. Banco Interamericano de Desarrollo.
- Arch, A., Cortijo, R., Romero, E., Canga, E., Furrer, P., Woodhouse, S., Dulle, H. & Koller, T. (2020). La revolución digital de la energía hidroeléctrica en los países latinoamericanos. División de Energía/Departamento de Infraestructura y Energía, Nota técnica N.º IDB-TN-01761. Banco Interamericano de Desarrollo.
- XM. Parámetros técnicos de elementos del Sector Eléctrico Colombiano. <http://Paratec.xm.com.co/Paratec/SitePages/Default.aspx>. Recuperado el 29 de marzo de 2021.
- WEC. Trilemma Rank. <https://trilemma.worldenergy.org/#!/country-profile?country=Colombia&year=2021>. Recuperado el 19 de octubre de 2022.
- CREG. Resolución 055 (1994), Por la cual se regula la actividad de generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. <http://zeus.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/f631938536ce5f010525785a007a5da4?OpenDocument>. Recuperado el 29 de marzo de 2021.
- Harby, A. & Schäffer, E. (2019). Flexible hydropower providing value to renewable energy integration. IEA Hydropower. Annex IX. White Paper No. 1.
- Puyo, D. & Lotero, M. (s.f.) Plan Energético Nacional 2020 – 2050. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero Energética.
- Moreno, A. & Salinas, S. (2019). Repotenciación de centrales hidroeléctricas. Transición Energética, 26-31.
- IEC 62256, Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines - Rehabilitation and performance improvement. Edition 2.0 2017-05.

- IEEE Guide for the Rehabilitation of Hydroelectric Power Plants. IEEE Power and Energy Society. IEEE Std 1147™-2021. (Revision of IEEE Std 1147-2005).
- Burnyshev, A. I. (2020). Comprehensive modernization of hydraulic units and main step-up transformers of the Votkinsk hydroelectric power plant. *Power Technology and Engineering*. Vol 53(6), 644-646.
- Shamsuarov, R. A. & Sharifulin, A. R. (2017). The Votkinsk hydroelectric power plant: Rebirth, complex program of modernization. *Power Technology and Engineering. Hydrotechnical Construction*. Vol 51(1), 11-16.
- Loshkarev, V. P. & Él'bert, E. S. (1997). Effectiveness of modernizing the generators at the Plavinas hydroelectric station. *Hydrotechnical Construction*. Vol 31(3), 176-177.
- Malyshev, V. F. (1999). Experience in modernizing and reequipping turbine equipment at the Krasnoyarsk hydroelectric station. *Hydrotechnical Construction*. Vol 33(11), 634-636.
- Palumbo, V. M. (1997). Basic work on the mastering, modernization, and rebuilding of water-power equipment in the series of Tuloma hydroelectric plants. *Hydrotechnical Construction*. Vol 31(12), 714-718.
- Pinskii, G. B. & Avrorov, A. B. (1997). Reliability and longevity of hydraulic-turbine equipment. Experience gained by the "Elektrosila" plant in the rebuilding and replacement of hydraulic-turbine generators at operating hydroelectric plants. *Hydrotechnical Construction*. Vol 31(12), 709-711.
- Zotov, V. M. (1997). Current state and analysis of works on modernization and reconstruction of hydropower equipment of hydroelectric stations. *Hydrotechnical Construction*. Vol 31(7), 391-394.
- Zotov V. M. & Platov V. I. (1999). Reconstruction and technical refitting of active hydroelectric power plants - Basic trend in preserving the serviceability of the hydroelectric plants of Russia for the future. *Hydrotechnical Construction*. Vol 33(1), 2-10.
- Adamenko, V. V., Kaniskin, N. A., Postnikov A. S. & Shamin, V. G. (1999) Modernization of hydroelectric generators to increase their power, efficiency, and reliability. *Hydrotechnical Construction*. Vol 33(11), 632-633.
- Cardu, M. & Bara, T. (1999). Some problems of rehabilitation and modernization programme of hydroelectrical power plants from Romania. *Energy Conversion & Management*. Vol 40, 557-565.

- Lipp, K. & Egerer, J. (2014). The Flexibility of Hydroelectric Reservoir and Pumped Storage Generation – Application to Switzerland. Recuperado el 15 de abril de 2021 de la base de datos de IEEE Xplore.
- Melikoglu M. (2017). Pumped hydroelectric energy storage: Analysing global development and assessing potential applications in Turkey based on Vision 2023, hydroelectricity wind and solar energy targets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol 72, 146-153.
- Hernandez, T. & Diaz, E. (s.f.). Risk Analysis in the Rehabilitation of Hydro Unit at the Guri Plant. Recuperado el 15 de abril de 2021 de la base de datos de IEEE Xplore.
- Holbert, K. & Kwon, O. (s.f.). Reliability and Economic Based Analysis to Determine an Opportune Rehabilitation and Modernization Schedule for Hydroelectric Facilities. School of Electrical, Computer and Energy Engineering Arizona State University. Recuperado el 15 de abril de 2021 de la base de datos de IEEE Xplore.
- Romero-Añazco, B., Siguenza-Maldonado, A., Barragán-Escandón, A. & Serrano-Guerrero, X. (2019). Methodology to evaluate the repowering of small hydroelectric power plants. 2019 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing. Recuperado el 15 de abril de 2021 de la base de datos de IEEE Xplore.
- Palacios, A. A., Peña, N., Cervantes, E.A., Güitrón, A. & López, M. (2017). Bases para un Centro Mexicano en Innovación de Energía Hidroeléctrica. CEMIE-Hidro, Instituto Mexicano de Tecnología del Agua, IMTA. Primera edición.
- Martins Nogueira, M. F. & Alarcón, A. (2019). Impacto de las paradas en la generación hidroeléctrica de Brasil. Washington, DC: Banco Interamericano de Desarrollo.
- Puyo, D. & Lotero, M. (s.f.) Plan Energético Nacional 2020 – 2050. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero Energética.
- Suarez, M. F. & Ramírez, R. H. (2019). Plan de expansión de referencia generación – transmisión 2019 – 2033. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero Energética.
- Gonzalez, T. & Valencia J. (s.f.). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energética.
- Canales, F. A., Beluco, A. & Mendes, C. A. (2015). A comparative study of a wind hydro hybrid system with water storage capacity: Conventional reservoir or pumped storage plant?. *Journal of Energy Storage*, Vol. 4, 96-115.

- Fernandez, A., Blumsack, S. & Reed, P. (2012). Evaluating Wind-Following and Ecosystem Services for Hydroelectric Dams in PJM. The Pennsylvania State University. 2012 45th Hawaii International Conference on System Sciences, 1987-1906.
- Nicholson, E. (2019). Procuring Flexibility in Wholesale Electricity Markets. *Energy Markets*. Vol 6, 100-106.
- Vasil'ev, Y. S., Elistratov, V. V. & Kudryasheva, I. G. (2019). Use of the flexibility characteristics of hydroelectric power plants and pumped-storage power plants in a power system with renewable energy sources. *Power Technology and Engineering*. Vol 53(3), 294-299.
- Martínez-Jaramillo, J. E., van Ackere, A. & Larsen, e. (2021). Transitioning towards a 100% solar-hydro based generation: A system dynamic approach. *Energy*. Vol 239, 122360.
- Eren, A. (2018). Transformation of the water-energy nexus in Turkey: Re-imagining, hydroelectricity infrastructure. *Energy Research & Social Science*. Vol 41, 22-31.
- Grubert E. (2020). Conventional hydroelectricity and the future of energy: Linking national inventory of dams and energy information administration data to facilitate, analysis of hydroelectricity. *The Electricity Journal*, Vol 33, 106692.
- Global Energy Outlook. (2020). *Energy Transformation 2050*. International Renewable Energy Agency IRENA.
- Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector (2021). International Energy Agency IEA.
- World Energy Investment. (2021). International Energy Agency IEA.
- Jingjing Z., Huanhuan, L., Diyi C., Beibei X. & Mahmud A. (2021). Flexibility assessment of a hybrid power system: Hydroelectric units in balancing the injection of wind power. *Renewable Energy*. Vol 171, 1313-11326.
- Andritz. (2020). Modernización de centrales hidroeléctricas,.V seminario de centrales hidroeléctricas. 4 de septiembre de 2020.
- Lorca, A., Favereau, M., Olivares, D. (2020). Challenges in the Management of Hydroelectric Generation in Power System Operations. *Regional Renewable Energy*. Vol 7, 94-99.
- Alarcón, A. (2018). Modernización y digitalización de Centrales Hidroeléctricas. Banco Interamericano de Desarrollo.

- Hydro Life Extension Modernization Guides, Volume 1: Overall Process, TR-112350-V1, Final Report, December 1999.
- Hydro Life Extension Modernization Guides, Volume 2: Hydromechanical Equipment, TR-112350-V2, Final Report, August 2000.
- Hydro Life Extension Modernization Guides, Volume 2: Hydromechanical Equipment, TR-112350-V2, Final Report, August 2000.
- Hydro Life Extension Modernization Guides, Volume 2: Hydromechanical Equipment, TR-112350-V2, Final Report, August 2000.
- Hydro Life Extension Modernization Guide, Volume 6 - Civil and Other Plant Components, TR-112350-V6, Final Report, July 2005.
- Hydro Life Extension Modernization Guide, Volume 6 - Civil and Other Plant Components, TR-112350-V6, Final Report, July 2005.
- Colombana, C.I., Reyes, J. I., Carlevaro, M. C. (2015) Evaluación de la exactitud posicional planimétrica de Google Earth para Uruguay. Universidad de la República (Uruguay). Facultad de Ingeniería.
- Mataix, C. (1982). Mecánica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas. Segunda edición. Ediciones del Castillo S.A. Madrid.
- Taraldsten, B. (2009). Increasing power output from Francis turbines, Department of Energy and Process, Norwegian University of Science and Technology, Engineering.
- Hanco, R. (2019). Análisis de la repotenciación de una turbina tipo Pelton. Facultad de Ingeniería de Producción y Servicios Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa.
- Häberlin, H. (2012). Photovoltaics System Design and Practice, Berne University of Applied Sciences, Switzerland.
- Giant Floating Solar Flowers Offer Hope for Coal-Addicted Korea, <https://www.bloomberg.com/news/features/2022-02-28/floating-solar-panel-flowers-to-power-south-korea-homes>. Recuperado el 18 de abril de 2022.
- IDEAM (2022). Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia. <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html> Recuperado el 18 de abril de 2022
- Kougias, I., Bódis, K., Jäger-Waldau, A., Monforti-Ferrario F. & Szabó, S., (2015). Exploiting existing dams for solar PV system installations, Progress in Photovoltaics:

Research and Applications, Prog. Photovolt: Res. Appl. 2016; 24:229–239, Published online 6 July 2015 in Wiley Online Library (wileyonlinelibrary.com). DOI: 10.1002/pip.2640.

Saravia, F., Romero, E., Cortijo, R., Nater, M., Iparraguirre D., Saavedra, J. (2022). Centrales hidroeléctricas reversibles Identificación de potencial y necesidades regulatorias en Latinoamérica. División de Energía, Nota técnica No IDB -TN – 2428. . Banco Interamericano de Desarrollo.

XM. Principales variables de la Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el Mercado de Energía Mayorista (MEM). <https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>. Recuperado el 21 de junio de 2022.