WORLD BANK GROUP

Informe final

Versión 2

Assessment of the Small-scale hydropower potential in Colombia

20 febrero 2026

MINSAIT Easy Hydro GRUPO ELEMENTAL

indracompany.com

Contenido

1. Abstracto 5
2. Contexto 6
3. Investigación y análisis tecnológico 10
3.1. Introducción 10
3.2. Tecnologías analizadas y resultados obtenidos 11
3.3. Conclusiones 13
4. Metodología de dimensionamiento y costos del sistema 15
4.1. Introducción 15
4.2. Identificación de Costos y ejemplos de proyectos 16
4.3. Conclusiones 19
5. Evaluación regulatoria y financiera 20
5.1. Introducción 20
5.2. Análisis normativo 21
5.3. Evaluación de mecanismos de financiamiento, subsidios e incentivos para electrificación rural 23
5.4. Conclusiones 25
6. Modelo desarrollado 27
6.1. Introducción 27
6.2. Metodología y lógica aplicada 28
6.3. Visualización del modelo 31
6.4. Conclusiones 37
7. Conclusiones, hallazgos y recomendaciones del estudio 41
Fuentes de información 44

Ilustraciones

Ilustración 1: Zonas no interconectadas (ZNI) 7
Ilustración 2 2: Necesidades UNMET y Índice de calidad de vida 9

Ilustración 3: Visualización de los puntos en el mapa 32
Ilustración 4: Filtros 33
Ilustración 5: Detalle puntos 34
Ilustración 6: Visualización priorización 34
Ilustración 7: Análisis multiescenario 35
Ilustración 8: Exportación datos 35
Ilustración 9: Parametrización 36
Ilustración 10: Curva de inversión acumulada — VSS abastecibles vs. CAPEX total 39

Acrónimos

ACRÓNIMO	SIGNIFICADO
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
APP / PPP	Asociación Público-Privada (Public-Private Partnership)
AR	Aseguradora (cuando actúa como garante de pólizas técnicas)
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BM	Banco Mundial
CAF	Banco de Desarrollo de América Latina
CAR	Corporación Autónoma Regional
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DNP	Departamento Nacional de Planeación
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
EOT	Esquema de Ordenamiento Territorial
FAER	Fondo de Apoyo para la Energización Rural
FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas No Interconectadas
FECFGN	Fondo Especial Cuotas de Fomento para Gas Natural
FENOGE	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
Fonenergía	Fondo Único de Energía creado en la Ley 2099 de 2021
GCF	Green Climate Fund
GEF	Global Environment Facility
IPSE	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas

ISA	Interconexión Eléctrica S.A.
JAC	Junta de Acción Comunal
MGA	Metodología General Ajustada
MinAmbiente	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
MinInterior	Ministerio del Interior
MinVivienda	Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio
MME	Ministerio de Minas y Energía
O&M	Operación y Mantenimiento
ONAC	Organismo Nacional de Acreditación de Colombia
OR	Operador de Red
ORIP	Oficina de Registro de Instrumentos Públicos
PBOT	Plan Básico de Ordenamiento Territorial
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
POT	Plan de Ordenamiento Territorial
PPA	Power Purchase Agreement (Contrato de compraventa de energía)
PRONE	Programa de Normalización de Redes Eléctricas
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
RETILAP	Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público
SAE	Sociedad de Activos Especiales
SGR	Sistema General de Regalías
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
UAE IPSE	Unidad Administrativa Especial Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
URT	Unidad de Restitución de Tierras
XM	Filial de ISA encargada del despacho y operación del Sistema Interconectado Nacional
ZNI	Zonas No Interconectadas

1. Abstracto

El presente documento constituye el Informe Final del proyecto de evaluación del potencial de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) en Colombia, una iniciativa impulsada por el Banco Mundial (WBG) y ejecutada por el consorcio conformado por Minsait, Ingeniería Elemental y Easy Hydro, en coordinación directa con la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) como beneficiario principal. El proyecto se enmarca en los esfuerzos nacionales para avanzar en la transición energética justa y ampliar el acceso a energía en Zonas No Interconectadas (ZNI), mejorar la resiliencia territorial y contribuir a los objetivos de electrificación rural del país.

En este contexto, el análisis se orienta a la identificación de proyectos hidroeléctricos de muy pequeña escala, considerando centrales con potencias comprendidas entre 1 kW y 100 kW, comúnmente denominadas picocentrales, tales como las turbinas PAT o Crossflow.

Este informe recoge, integra y sintetiza los resultados, conclusiones y recomendaciones derivados del conjunto de actividades desarrolladas a lo largo del proyecto.

En primer lugar, la investigación y análisis tecnológico (Actividad 1) permitió identificar y comparar las principales tecnologías de turbinas hidroeléctricas convencionales e hidrocinéticas aplicables al contexto colombiano, estableciendo mediante un benchmark multicriterio las mejores turbinas para las ZNI

En segundo lugar, la metodología de dimensionamiento y costos (Actividad 2) consolidó una estructura integral de costos CAPEX y OPEX contextualizada a las condiciones logísticas y territoriales de las ZNI, validada mediante proyectos de referencia reales como Barrancas, Bahía Solano, Mitú y Cupica, y definió los parámetros técnicos de diseño que alimentan el modelo desarrollado.

En tercer lugar, la evaluación regulatoria y financiera (Actividad 3) evidenció que las principales barreras para el desarrollo de proyectos PCH en ZNI no son tecnológicas sino sistémicas, derivadas de un régimen procedimental que carece de proporcionalidad según escala, una fragmentación institucional que incrementa costos y tiempos, y un ecosistema financiero formalmente diverso pero operativamente inaccesible para actores locales y pequeños desarrolladores.

En cuarto lugar, el desarrollo del modelo geoespacial y técnico-económico (Actividad 4) materializó los resultados de las actividades previas en una herramienta interactiva de apoyo a la toma de decisiones que permite identificar, evaluar y priorizar oportunidades de desarrollo hidroeléctrico sobre la red hídrica nacional, integrando filtros ambientales, selección tecnológica automática, dimensionamiento energético, estimación de costos y priorización por indicadores de costo-beneficio.

Finalmente, el fortalecimiento de capacidades (Actividad 5) garantizó la transferencia de conocimientos al equipo de la UPME mediante tres sesiones de formación que abarcaron la totalidad de los contenidos, metodologías y herramientas desarrolladas.

En conjunto, el proyecto proporciona a la UPME una base técnica, metodológica y analítica robusta para orientar la planificación de la electrificación rural mediante soluciones hidroeléctricas de pequeña escala. Los hallazgos confirman que la viabilidad de estos proyectos

depende de un enfoque integral que articule selección tecnológica contextualizada, dimensionamiento adaptado a las restricciones logísticas de territorios aislados, simplificación

regulatoria proporcional a la escala de los proyectos y modelos financieros integrados con liderazgo estatal en fases tempranas. Este documento, junto con los informes específicos de cada actividad, los anexos técnicos y la herramienta geoespacial entregada, constituye el acervo completo del proyecto.

2. Contexto

En el marco de la política pública de cobertura de energía eléctrica de Colombia, la Unidad de Planeación Minero-Energética [UPME] está evaluando mecanismos que permitan cerrar brechas energéticas avanzando en la universalización del servicio de energía eléctrica a través de la expansión de su cobertura en las zonas conectadas al Sistema Interconectado Nacional [SIN] y Zonas no Interconectadas [ZNI]. Entre las alternativas analizadas se incluyen pequeñas centrales hidroeléctricas [PCH], micro redes híbridas, sistemas fotovoltaicos y otras fuentes renovables que permitan diversificar la matriz energética y mejorar la cobertura y calidad del servicio eléctrico en las zonas más aisladas del país. En este contexto, el presente proyecto se centra en el análisis y desarrollo de una metodología para la planificación y dimensionamiento de PCH, como una opción costo-eficiente y ambientalmente sostenible para la electrificación de las ZNI.

El sistema eléctrico colombiano se estructura en dos grandes áreas: el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y las Zonas No Interconectadas (ZNI). El SIN integra la generación, transmisión y distribución de electricidad a través de una red que cubre la mayor parte de la población, mientras que las ZNI, definidas en la Ley 855 de 2003, corresponden a municipios, corregimientos y localidades que no están conectados a la red nacional. Estas zonas abarcan entre el 52% aproximadamente del territorio colombiano, pero albergan solo alrededor del 3,8% de la población, de la cual aproximadamente el 50% aún carece de acceso a energía eléctrica confiable.

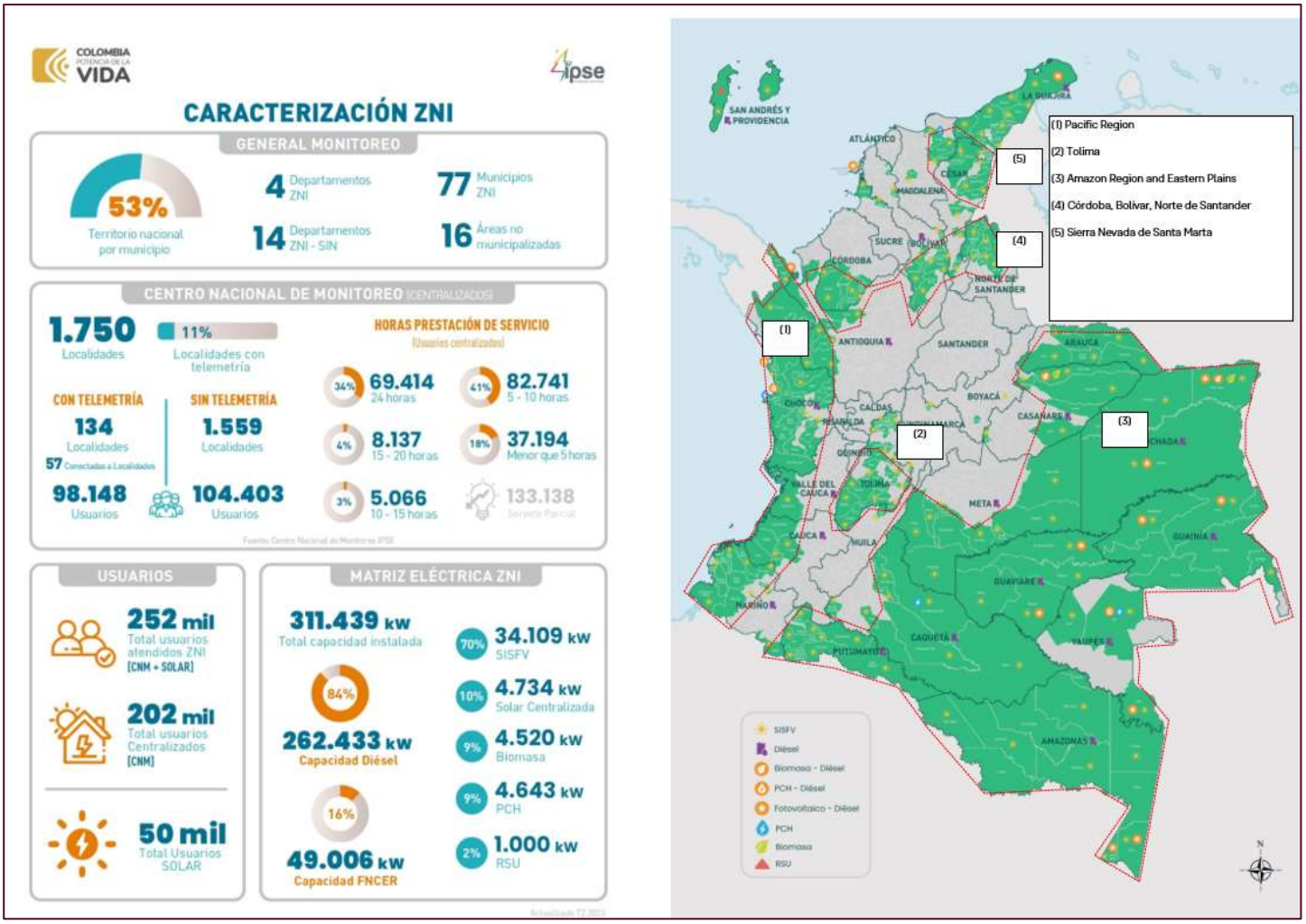

ILUSTRACIÓN 1: ZONAS NO INTERCONECTADAS (ZNI)[1]

La ilustración muestra la caracterización energética de las Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia, que comprenden 4 departamentos ZNI, 77 municipios y 16 áreas no municipalizadas, representando el 53% del territorio nacional por municipio. Se reportan 1.750 localidades monitoreadas por el IPSE, de las cuales solo 134 cuentan con telemetría, mientras 1.559 no disponen de este sistema. La prestación de servicio energético presenta una marcada variabilidad: el 34% de las localidades recibe entre 20 y 24 horas de servicio, el 45% entre 15 y 20 horas, el 21% menos de 15 horas y un porcentaje menor incluso dispone de menos de 10 horas/día. En total, las ZNI registran cerca de 252 mil usuarios, incluyendo 202 mil atendidos por el Centro Nacional de Monitoreo y 50 mil usuarios solares.

La matriz eléctrica ZNI evidencia una fuerte dependencia del diésel, con 262.433 kW instalados (84%), mientras que las Fuentes No Convencionales (FNCER), como solar y PCH, representan 49.006 kW (16%). Se observa además presencia de soluciones híbridas (biomasa-diésel, solar-diésel y PCH-diésel) distribuidas en diversos departamentos del país, según se aprecia en el mapa adjunto.

[1] Fuente: Caracterización Energética de las ZNI - IPSE-CNM

La capacidad instalada en las ZNI representa apenas 1,5% del total nacional (aproximadamente 311 MW), y su generación depende principalmente de plantas diésel (más del 80%), complementadas con soluciones basadas en Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) como solar, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas. Esta alta dependencia del diésel genera elevados costos de operación y emisiones, lo que limita la sostenibilidad y expansión del servicio eléctrico.

El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE), bajo la dirección del Ministerio de Minas y Energía (MME), lidera la planificación y ejecución de proyectos energéticos en las ZNI, en coordinación con la UPME, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y las autoridades locales. Sin embargo, la fragmentación institucional, la falta de mecanismos financieros ágiles y los complejos procesos regulatorios siguen siendo desafíos relevantes para la implementación de soluciones energéticas sostenibles.

Colombia posee un alto potencial hidroenergético, derivado de su ubicación ecuatorial, que favorece la alta pluviosidad y de la presencia de la Cordillera de los Andes, que genera fuertes gradientes altimétricos. Según la UPME, existe una alta densidad de potencial hidroeléctrico de pequeña escala (<500 kW) en la región del Pacífico y una densidad media en la Amazonía y los Llanos Orientales. Este potencial convierte a las PCH en una alternativa técnica y ambientalmente viable para la electrificación de las ZNI, con beneficios en términos de confiabilidad, sostenibilidad y reducción de costos a largo plazo.

La ilustración correspondiente al Atlas de Potencial Hidroenergético de Colombia[2] muestra la distribución espacial del recurso hidroenergético a escala nacional, destacando las cuencas y subcuencas con mayor disponibilidad de caudal y desnivel aprovechable. El mapa identifica regiones con alto potencial, entre ellas el Pacífico colombiano, las áreas montañosas de Tolima, la Orinoquía y Amazonía, el corredor Córdoba–Bolívar–Norte de Santander, y la Sierra Nevada de Santa Marta, donde la densidad de drenajes y la topografía favorecen el desarrollo de soluciones hidroeléctricas. En contraste, se visualizan en líneas rojas los límites de las Zonas No Interconectadas (ZNI), evidenciando que gran parte de estas áreas coincide con zonas de difícil acceso, baja densidad poblacional y condiciones geográficas complejas, pese a contar en varios casos con un potencial hidroenergético significativo. Esta descripción sintetiza los elementos principales de la ilustración original proveniente del Atlas de Potencial Hidroenergético – UPME [2].

La pequeña hidroenergía (PCH) se clasifica, según la UPME, en cuatro categorías:

- Small hydro: 500–20.000 kW
- Mini hydro: 50–500 kW
- Micro hydro: 5–50 kW
- Pico hydro[3] : 0,5–5 kW

[2] Fuente: Atlas (73-100) , Capitulo 4: Evaluación del potencial hidroenergético (2019) – Pagina 82

[3] El rango del pico hydro corresponde solamente a una clasificación por parte de la UPME, el documento desarrolla turbinas desde 1kW

En comunidades rurales dispersas, una planta de 100 kW puede abastecer a unas 500 personas, lo que ilustra su potencial para cubrir necesidades básicas mediante soluciones modulares, de bajo impacto ambiental y adaptadas al contexto local.

El limitado acceso a la electricidad en las ZNI no solo refleja desigualdades territoriales, sino que constituye una barrera estructural al desarrollo humano. Estas zonas presentan los valores más altos de necesidades básicas insatisfechas (NBI) y los índices más bajos de calidad de vida y desarrollo humano (IDH). Estudios nacionales e internacionales muestran una correlación directa entre el consumo energético per cápita y el IDH, destacando la energía como un habilitador esencial para el progreso social y económico.

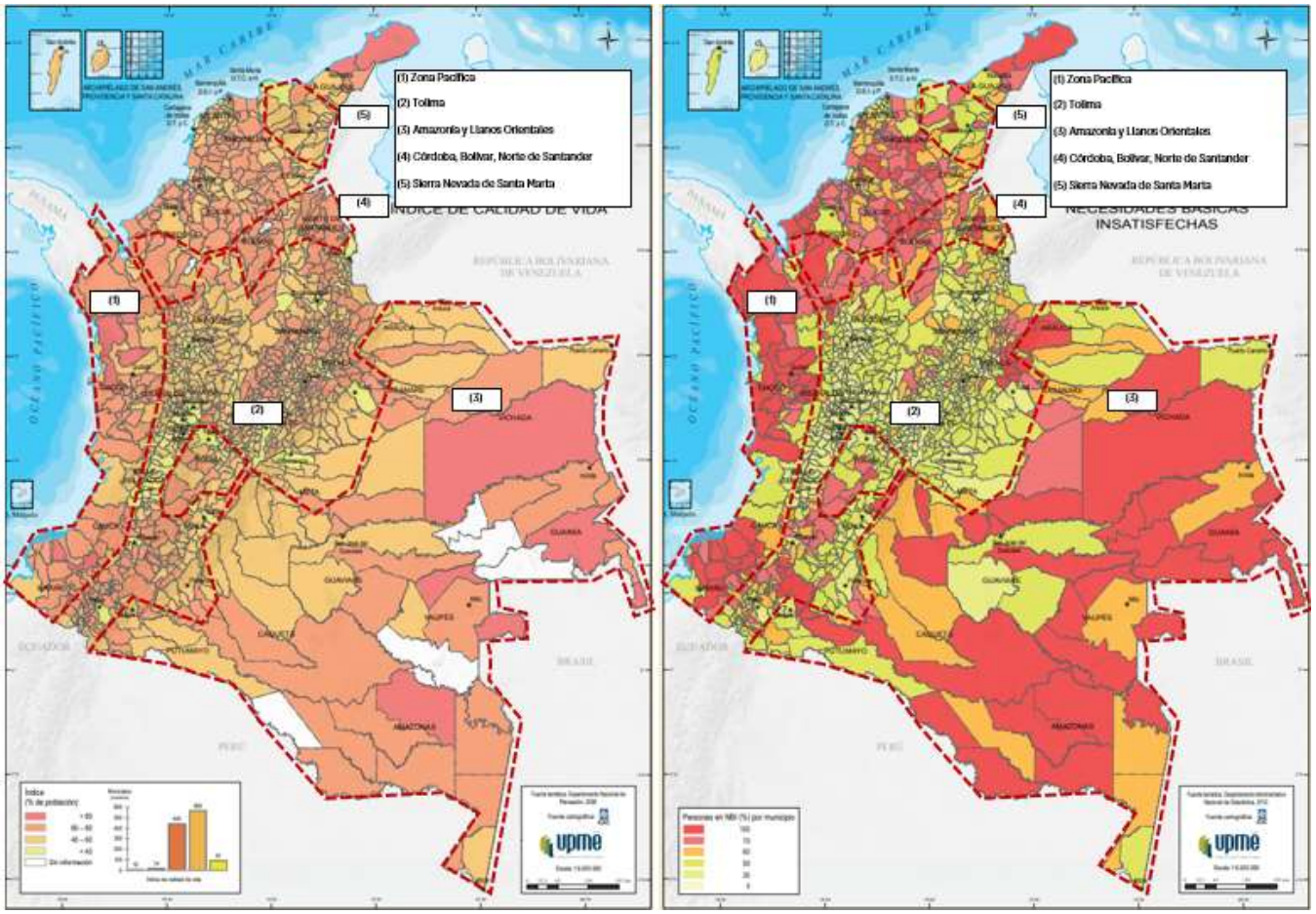

ILUSTRACIÓN 2 2: NECESIDADES UNMET Y ÍNDICE DE CALIDAD DE VIDA [3]

En la Ilustración 3, la sigla UNMET hace referencia a los "Unmet Basic Needs", o Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI), un indicador utilizado para medir el nivel de pobreza multidimensional a partir de carencias estructurales como acceso a servicios públicos, condiciones de la vivienda, educación y dependencia económica. Este índice permite identificar territorios con mayores brechas socioeconómicas y contraste con el Índice de Calidad de Vida (ICV) mostrado en paralelo, facilitando la priorización de zonas para intervenciones energéticas y sociales [2].

[3] Fuente: Atlas_p101-127.pdf

El acceso sostenible a la energía tiene impactos positivos comprobados en múltiples dimensiones (CAF 2023):

- Empleo y productividad: la electrificación puede aumentar el empleo hasta un 47% y mejorar la productividad industrial en un 14%.
- Condiciones de vida: se asocia con mejoras de entre el 16% y el 20% en los índices de desarrollo humano y una reducción de la pobreza de hasta el 13%.
- Educación y salud: la disponibilidad de energía mejora la infraestructura educativa, prolonga el tiempo de estudio y reduce enfermedades respiratorias vinculadas al uso de combustibles fósiles.
- Medio ambiente: el reemplazo de generación diésel por fuentes renovables, como la hidroenergía a pequeña escala, reduce significativamente las emisiones de CO_2 y los costos energéticos domésticos.

En este contexto, el desarrollo de soluciones hidroeléctricas descentralizadas adaptadas a las condiciones técnicas, económicas y geográficas de las ZNI representa una oportunidad estratégica para impulsar la equidad territorial, la transición energética y el desarrollo sostenible. La articulación entre la UPME, el MME, el IPSE y otros actores institucionales será clave para avanzar hacia modelos energéticos más inclusivos, resilientes y sostenibles, en beneficio de las comunidades más vulnerables del país.

3. Investigación y análisis tecnológico

3.1. Introducción

El presente informe tuvo como finalidad consolidar y sintetizar los resultados centrales obtenidos durante la fase de investigación tecnológica desarrollada en el marco de la actividad. El objetivo general fue identificar, analizar y comparar las principales tecnologías de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) y soluciones hidrocinéticas aplicables al contexto colombiano, con especial atención a su potencial implementación en Zonas No Interconectadas (ZNI).

A lo largo de la actividad se integraron tres líneas principales de trabajo. En primer lugar, se llevó a cabo un benchmark exhaustivo de tecnologías hidroeléctricas, analizando turbinas ampliamente utilizadas a nivel global como: Francis, Pelton, Kaplan, Turgo, Cross Flow, Deriaz, Bulbo y PAT, mediante indicadores clave de desempeño técnico, económico y operativo (eficiencia, peso, modularidad, CAPEX/OPEX, disponibilidad de repuestos, entre otros). De manera complementaria, se desarrolló un análisis comparativo de tecnologías hidrocinéticas, evaluando soluciones comerciales basadas en turbinas de flujo libre sin necesidad de altura de caída, ampliando así el abanico de alternativas tecnológicas para contextos con recursos hídricos de baja altura y flujo continuo.

En segundo lugar, el informe abordó la definición detallada de especificaciones técnicas y requisitos de implementación para cada tecnología seleccionada, sintetizando parámetros fundamentales como potencia, caudal, salto hidráulico, eficiencia y criterios de diseño, así como las principales consideraciones operativas. Este análisis permitió asociar cada solución

tecnológica con condiciones locales reales, identificando barreras, oportunidades y requisitos críticos para su aplicación.

Finalmente, se realizó una compilación estructurada de casos de estudio de pequeñas centrales hidroeléctricas implementadas en contextos similares a las ZNI de Colombia. A partir del análisis de casos representativos, se evaluaron criterios de selección tecnológica, desempeño energético, factores condicionantes, barreras encontradas y lecciones aprendidas, aportando evidencia empírica para validar la metodología propuesta y consolidar recomendaciones estratégicas.

En conjunto, este informe constituyó una base técnica orientada a facilitar una selección tecnológica más informada, robusta y contextualizada, proporcionando al cliente una referencia clara y trazable del trabajo realizado y apoyando la toma de decisiones futuras en materia de transición energética y electrificación rural.

3.2. Tecnologías analizadas y resultados obtenidos

Con el objetivo de identificar soluciones tecnológicas adecuadas para contextos de pequeña generación hidroeléctrica y Zonas No Interconectadas (ZNI), se desarrolló un proceso estructurado de análisis comparativo orientado a comprender no solo el desempeño individual de cada tecnología, sino también su comportamiento relativo bajo diferentes condiciones hidráulicas, operativas y económicas.

Desde el inicio se partió de la premisa de que la selección tecnológica en sistemas de pequeña escala requiere un enfoque integral, donde la eficiencia hidráulica constituye únicamente uno de los múltiples factores relevantes. Aspectos como la adaptabilidad a condiciones variables, la facilidad de implementación, la disponibilidad tecnológica y la sostenibilidad económica a largo plazo fueron considerados igualmente determinantes. Bajo este enfoque, se definió una metodología multicriterio que permitió analizar las tecnologías desde una perspectiva sistémica.

Enfoque metodológico

El análisis comenzó con la identificación y selección de tecnologías relevantes, priorizando aquellas con madurez tecnológica demostrada, disponibilidad comercial y potencial aplicabilidad en el contexto colombiano. A partir de esta selección inicial se definieron los criterios de evaluación, estructurados en bloques técnicos, económicos y operativos, con el fin de reflejar las dimensiones clave que condicionan la viabilidad real de implementación.

Posteriormente, se recopiló información técnica y operativa procedente de literatura especializada, documentación de fabricantes y experiencias documentadas en proyectos reales. Esta información fue normalizada y estructurada mediante la construcción de una matriz comparativa multicriterio, diseñada específicamente para permitir la evaluación homogénea de las distintas alternativas tecnológicas. La matriz integró variables cuantitativas y cualitativas, facilitando la comparación directa entre tecnologías bajo un mismo marco analítico.

Sobre esta base se desarrolló un modelo de scoring mediante ponderaciones relativas, que permitió transformar el análisis cualitativo en una evaluación comparativa estructurada. Este enfoque hizo posible identificar fortalezas, limitaciones y nichos de aplicación específicos para cada tecnología, reduciendo sesgos y aumentando la trazabilidad del proceso de selección.

Tecnologías consideradas

El análisis incluyó turbinas hidroeléctricas convencionales ampliamente utilizadas: Francis, Pelton, Kaplan, Turgo, Cross Flow, Deriaz, Bulbo y PAT (Pump as Turbine), seleccionadas por su diversidad de rangos operativos y aplicaciones, abarcando desde saltos altos con caudales reducidos hasta configuraciones de baja altura con caudales elevados o variables.

De manera complementaria, se evaluaron tecnologías hidrocinéticas basadas en turbinas de flujo libre, incluyendo soluciones comerciales como New Energy (Canadá), New Energetics (EE. UU.), Idenergie (Canadá) y GKinetic (Irlanda). Estas tecnologías, que permiten la generación sin necesidad de altura de caída significativa, ampliaron el espectro de alternativas disponibles para entornos con recursos hídricos de baja altura y flujo continuo.

Criterios de evaluación

El análisis integró tres dimensiones principales:

- Dimensión técnica, centrada en el rendimiento hidráulico, rangos operativos, eficiencia, flexibilidad ante variaciones de caudal, complejidad técnica, modularidad y requisitos de mantenimiento.
- Dimensión económica, orientada a evaluar la viabilidad financiera mediante indicadores como CAPEX, OPEX, vida útil y disponibilidad de repuestos.
- Dimensión operativa, que consideró aspectos prácticos como transporte, facilidad de instalación, impacto ambiental relativo y adecuación a diferentes tipos de emplazamiento.

Este enfoque permitió entender cada tecnología como una solución contextualizada, cuya idoneidad depende de la interacción entre múltiples factores y no únicamente de parámetros aislados.

Resultados principales

El análisis evidenció que no existe una tecnología universalmente óptima, sino que la selección depende fuertemente de las condiciones hidráulicas y operativas específicas.

Las turbinas convencionales como Francis, Kaplan y Pelton destacaron por su elevada eficiencia y robustez, mientras que las turbinas tipo PAT mostraron ventajas significativas en términos de coste y disponibilidad comercial, posicionándose como alternativas competitivas para aplicaciones de menor escala. Las tecnologías Cross Flow y Turgo evidenciaron una mayor flexibilidad operativa frente a variaciones de caudal, característica relevante en entornos con alta variabilidad hidrológica. Por su parte, las soluciones hidrocinéticas ampliaron las posibilidades de aprovechamiento energético en escenarios sin salto hidráulico significativo, ofreciendo opciones modulares para sistemas descentralizados o comunidades aisladas.

En conjunto, la construcción de la matriz comparativa y el análisis multicriterio asociado permitieron generar una visión integrada y objetiva del panorama tecnológico, estableciendo una base sólida para las etapas posteriores de selección tecnológica y análisis de implementación.

Para un mayor nivel de detalle sobre la metodología empleada, la matriz comparativa multicriterio y el desarrollo completo del benchmark tecnológico, se adjunta el informe específico correspondiente a esta actividad.

3.3. Conclusiones

Los dos análisis comparativos desarrollados: turbinas hidroeléctricas convencionales y turbinas hidrocinéticas, establecen un marco de referencia técnico-económico complementario para la electrificación de Zonas No Interconectadas (ZNI) en Colombia. Ambos benchmarks revelan un patrón consistente: las tecnologías que resultan más adecuadas en contextos rurales aislados combinan simplicidad mecánica, bajo peso, mantenimiento estandarizado y costes accesibles. Sin embargo, el análisis comparativo evidencia una asimetría económica fundamental que condiciona de forma decisiva la viabilidad de cada familia tecnológica.

En el benchmark de turbinas hidroeléctricas convencionales, el modelo de scoring multicriterio permitió establecer un ranking claro de adecuación al contexto de ZNI. Las turbinas PAT obtuvieron la mayor puntuación global (81 puntos), seguidas por las Crossflow (61 puntos), evidenciando su elevada compatibilidad con las condiciones reales de zonas aisladas debido a su bajo peso, modularidad, facilidad de mantenimiento y disponibilidad comercial. En posiciones intermedias se situaron Turgo (47 puntos), Kaplan/low-head (45 puntos) y Francis (43 puntos), mientras que tecnologías como Deriaz (41 puntos), Bulbo (36 puntos) y Pelton (33 puntos) mostraron limitaciones asociadas principalmente a complejidad técnica, requerimientos logísticos y condiciones hidráulicas más específicas. Este resultado refuerza la conclusión de que, en contextos rurales con restricciones logísticas y técnicas, las soluciones simples y estandarizadas ofrecen ventajas claras frente a tecnologías de mayor sofisticación.

La diferencia de costes entre ambas familias tecnológicas es significativa y constituye el factor determinante cuando existe libertad de elección geográfica. Las turbinas hidroeléctricas convencionales presentan rangos de CAPEX de sus turbinas de 50-950 $/kW (PAT: 50-150 $/kW; Crossflow: 150-250 $/kW), mientras que las turbinas hidrocinéticas comerciales oscilan entre 7.000 y 20.000 $/kW (New Energy Corp: 10.000 $/kW; GKinetic: 7.000 $/kW; Idenergie: 20.000 $/kW). Esto implica que las hidrocinéticas pueden resultar entre 10 y 100 veces más costosas por kW instalado en términos de capacidad nominal. Esta brecha se amplifica al considerar OPEX (hidrocinéticas: 3-12% anual vs. hidroeléctricas: 1-4%) y vida útil (hidrocinéticas: 15-25 años vs. hidroeléctricas: 25-40 años). En términos prácticos, una instalación PAT de 5 kW puede costar

aproximadamente 500-750 USD, mientras que una solución equivalente de New Energy Corp podría alcanzar los 50.000 USD.

En el benchmark hidrocinético, New Energetics (USA) obtuvo la mayor puntuación técnica (84 puntos), destacando por su bajo peso, velocidades mínimas de operación reducidas, mantenimiento estandarizado y CAPEX competitivo (2.000-8.500 $/kW). Sin embargo, esta tecnología debe descartarse debido a la falta de disponibilidad comercial verificable. Entre las opciones comercialmente disponibles, New Energy Corp (Canadá) alcanzó la mayor puntuación (58 puntos), seguida por GKinetic e Idenergie (51 puntos cada una). La estrecha diferencia entre estas puntuaciones refleja la ausencia actual de tecnologías hidrocinéticas maduras que combinen adecuadamente coste, facilidad logística y adaptabilidad a las condiciones reales de los ríos colombianos de planicie.

Esta diferencia económica no es marginal sino estructural, derivada principalmente de tres factores:

- Inmadurez de mercado: las hidrocinéticas son tecnologías emergentes con volúmenes de producción limitados y sin economías de escala, frente a tecnologías hidroeléctricas con más de un siglo de desarrollo industrial.
- Complejidad técnica relativa: capturar energía de flujo libre a 1-2 m/s requiere turbinas de gran área barrida y sistemas robustos de anclaje o flotación, mientras que aprovechar alturas de caída de 10-50 m permite equipos más compactos y eficientes.
- Cadenas de suministro: tecnologías como PAT y Crossflow cuentan con fabricación local o regional accesible, mientras que las hidrocinéticas requieren importación desde USA, Canadá o Europa, con costes logísticos adicionales.

La complementariedad entre ambas familias tecnológicas debe entenderse no como una competencia entre alternativas equivalentes, sino como soluciones específicas para contextos geográficos mutuamente excluyentes. Esta distinción resulta crítica para evitar interpretaciones erróneas.

Cuando existe altura de caída aprovechable, incluso mínima (5-10 metros), las turbinas hidroeléctricas convencionales (especialmente PAT, Crossflow y Turgo) representan la opción preferente debido a su ventaja económica, madurez tecnológica, disponibilidad de componentes y experiencia operativa acumulada. En estos contextos, elegir una turbina hidrocinética implicaría una asignación ineficiente de recursos al requerir inversiones sustancialmente mayores para obtener la misma capacidad instalada.

Por el contrario, cuando la geografía impone flujo continuo sin desnivel aprovechable —como extensas planicies amazónicas y orinocenses, valles interandinos de pendiente mínima, zonas costeras o tramos fluviales sin altura disponible, las turbinas hidrocinéticas adquieren plena justificación técnica y económica a pesar de su mayor coste. En estos escenarios, la comparación relevante no es hidrocinética versus hidroeléctrica convencional, sino hidrocinética versus generación diésel. Bajo esta perspectiva, el mayor CAPEX inicial puede compensarse mediante:

- eliminación de costes recurrentes de combustible (1.50-3.00 USD/litro en zonas remotas);
- reducción de logística compleja de transporte de diésel;
- menor mantenimiento asociado a motores térmicos;

- reducción de riesgos de desabastecimiento energético.

El análisis revela además asimetrías importantes en madurez tecnológica y disponibilidad comercial. Las turbinas hidroeléctricas convencionales, especialmente PAT y Crossflow, cuentan con cadenas de suministro consolidadas, fabricación local o regional accesible y personal técnico familiarizado con su operación. En contraste, las turbinas hidrocinéticas presentan barreras estructurales: dependencia de importación, ausencia de distribuidores regionales, disponibilidad limitada de repuestos y tiempos de entrega prolongados (4-8 meses), lo que introduce riesgos operativos adicionales.

No obstante, el desarrollo de capacidades locales en tecnologías hidrocinéticas representa una oportunidad estratégica de innovación con potencial de reducción significativa de costes.

En síntesis, el benchmark dual demuestra que la electrificación efectiva de ZNI depende de aplicar el criterio de selección adecuado según el contexto geográfico: cuando existe altura de caída, las soluciones hidroeléctricas convencionales lideradas por PAT (81 puntos) y Crossflow (61 puntos), ofrecen ventajas económicas y operativas claras; cuando no existe desnivel aprovechable, las turbinas hidrocinéticas con New Energy Corp como mejor opción verificable (58 puntos), representan la única alternativa hidroeléctrica viable y deben evaluarse frente a generación diésel considerando el coste total del ciclo de vida.

4. Metodología de dimensionamiento y costos del sistema

4.1. Introducción

La Actividad 2 desarrolló una metodología integral, contextualizada y replicable para el dimensionamiento y la estimación de costos de sistemas de generación hidroeléctrica de pequeña escala (PCH) aplicables a Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia.

El trabajo se estructuró en cinco componentes principales. En primer lugar, se identificaron y definieron los elementos clave de costo a lo largo del ciclo de vida de un sistema PCH, incluyendo CAPEX, OPEX, transporte y otros factores relevantes. A partir de este análisis, se estableció una estructura de costos adaptada a las condiciones logísticas, territoriales y geográficas particulares de las ZNI.

En segundo lugar, se conformó una base de datos confiable y contextualizada, elaborada a partir de información de proyectos de referencia, centrales PCH actualmente en operación en ZNI (pendientes de aportarse el detalle completo de CAPEX y OPEX por parte de IPSE) y consultas con expertos del sector. Esta base permitió validar rangos representativos, identificar patrones y ajustar las estimaciones de costos al contexto colombiano real.

El tercer componente abordó la definición de parámetros técnicos y criterios de diseño necesarios para dimensionar correctamente sistemas hidroeléctricos en condiciones reales. Se integraron variables hidrológicas, técnicas, demográficas y operativas, generando criterios prácticos que orientan la selección tecnológica y sirven como insumo directo para el desarrollo del modelo previsto en la Actividad 4.

En cuarto lugar, se formuló una metodología práctica para determinar la configuración óptima del sistema, combinando parámetros de diseño con criterios técnicos y económicos. Reconociendo que las centrales hidroeléctricas presentan costos fijos (ingeniería, estudios, tramitología) independientes del tamaño y costos variables (equipos, obras civiles) proporcionales a la capacidad, se construyó un modelo teórico orientado a maximizar el número de viviendas abastecidas por proyecto. Esta estrategia permite diluir los costos fijos entre un mayor número de beneficiarios, alineándose con el objetivo del PIEC de minimizar el costo de universalización del servicio eléctrico en las ZNI. El modelo estima el potencial hidroeléctrico considerando de forma integrada los factores técnicos, económicos y territoriales definidos.

En conjunto, esta actividad proporciona una herramienta metodológica sólida para tomadores de decisiones, facilitando el diseño de sistemas hidroeléctricos adaptados a las condiciones reales de las ZNI y constituyendo la base técnica para profundizar en el desarrollo del modelo planteado en la Actividad 4.

4.2. Identificación de Costos y ejemplos de proyectos

En el marco de la Actividad 2, se desarrolló un proceso detallado orientado a identificar, estructurar y contextualizar los componentes clave de costo asociados al ciclo de vida completo de sistemas hidroeléctricos de pequeña escala (PCH) aplicables a Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia. El objetivo principal fue construir una estructura económica integral que permitiera estimar de manera rigurosa, transparente y replicable los costos reales de implementación y operación, incorporando tanto los elementos técnicos tradicionales de proyectos hidroeléctricos como las particularidades logísticas, territoriales y operativas propias de contextos aislados.

Identificación y clasificación integral de costos

La primera etapa consistió en la identificación sistemática y estructuración de todas las partidas relevantes, organizadas en dos grandes categorías: costos de inversión inicial (CAPEX) y costos operativos recurrentes (OPEX). Esta clasificación se diseñó con el fin de capturar de forma completa el ciclo de vida del sistema, desde la fase de desarrollo hasta la operación continua.

Dentro del CAPEX se definieron y analizaron las siguientes partidas principales:

- Trámites ambientales, licencias y estudios regulatorios exigidos por la normativa colombiana, incluyendo evaluación ambiental, permisos sectoriales y procesos de seguimiento.
- Costos de exploración y adquisición o adecuación de terrenos necesarios para la infraestructura hidráulica.
- Ingeniería y diseño, abarcando estudios hidráulicos, eléctricos, civiles y estructurales, modelaciones técnicas, análisis de alternativas y elaboración de presupuestos.
- Obras civiles, incluyendo bocatomas, canales de conducción, tuberías, casa de máquinas, cimentaciones, obras de protección y adecuaciones en terreno.
- Equipos de generación electromecánica, como turbinas (Francis, Pelton, PAT u otras), generadores y componentes auxiliares.

- Sistemas eléctricos y paneles de control, incluyendo automatización, protecciones, sistemas de supervisión y control.
- Cableado eléctrico interno y sistemas de distribución dentro de la central.
- Tuberías de aducción y conducción, cuya relevancia económica depende especialmente de la longitud, topografía y condiciones del terreno.
- Transformadores para adaptación de niveles de tensión y conexión a redes internas.
- Líneas de conexión eléctrica hacia comunidades o microredes aisladas.
- Tecnología de respaldo energético (diésel o baterías) destinada a garantizar continuidad del suministro en condiciones de baja hidraulicidad.
- Transporte hasta ZNI, considerando logística fluvial, transporte terrestre por trochas, movilización especial de equipos y restricciones de acceso.
- Instalación, montaje electromecánico, pruebas funcionales, ajustes operativos y puesta en marcha.

En paralelo, se definieron los costos operativos (OPEX), incluyendo:

- Personal de operación encargado del monitoreo, inspección y gestión diaria del sistema.
- Personal administrativo asociado a la gestión operativa y comunitaria del proyecto.
- Sistemas de conexión, telemetría y monitoreo remoto para supervisión continua.
- Tasas regulatorias por uso del recurso hídrico.
- Impuestos y cargas tributarias asociadas a la operación.
- Mantenimiento preventivo programado (inspecciones, limpieza, lubricación, revisiones hidráulicas y eléctricas).
- Mantenimiento correctivo y reposición de componentes.
- Seguros asociados a infraestructura, riesgos operativos y responsabilidad civil.
- Otros gastos operativos recurrentes necesarios para asegurar la continuidad del servicio.

Esta clasificación permitió desarrollar una matriz de costos detallada y trazable, capaz de reflejar tanto los elementos estándar de proyectos hidroeléctricos como los factores críticos propios de zonas remotas, donde el transporte, la logística y la disponibilidad técnica influyen de forma determinante en el costo final.

Construcción de base de datos y análisis de proyectos de referencia

La segunda etapa consistió en la recopilación, consolidación y validación de información mediante la construcción de una base de datos contextualizada, alimentada por múltiples fuentes: proyectos hidroeléctricos en zonas conectadas, proyectos ubicados en ZNI y referencias adicionales de sistemas picohidráulicos y soluciones off-grid.

Entre los casos analizados se incluyen:

- Central Hidroeléctrica Barrancas, utilizada como referencia para evaluar estructuras de costos en proyectos con infraestructura consolidada y operación estable.
- Central Cocuyo, proyecto con turbina Pelton que permitió analizar configuraciones de salto alto y menor potencia instalada.
- PCH Aures Bajo, ejemplo representativo para analizar estructuras de CAPEX en proyectos de mayor capacidad y con obras civiles significativas.
- PCH Bahía Solano, caso emblemático en ZNI con desafíos logísticos relevantes y fuerte dependencia histórica del diésel.
- PCH Mitú, referencia en contexto amazónico que permitió analizar condicionantes de accesibilidad, logística fluvial y topografía compleja.
- PCH Cupica, proyecto costero representativo de las condiciones operativas propias del Pacífico colombiano.

Adicionalmente, se incorporaron referencias de sistemas picohidráulicos y soluciones híbridas internacionales basadas en turbinas tipo PAT, con el objetivo de ampliar la base comparativa, identificar tendencias tecnológicas y extraer aprendizajes aplicables a sistemas de pequeña escala.

Ajuste de costos al contexto de ZNI

El análisis comparativo permitió identificar patrones estructurales en la distribución de costos, evidenciando que los factores logísticos pueden representar incrementos significativos en ZNI debido a limitaciones de acceso, transporte multimodal, mayores tiempos de movilización y restricciones operativas. Para reflejar estas condiciones, se incorporaron factores de ajuste orientados a extrapolar datos provenientes de zonas conectadas hacia escenarios representativos de territorios aislados.

Asimismo, se observó que una proporción relevante del CAPEX corresponde a componentes de origen local (obra civil, logística y mano de obra), mientras que equipos electromecánicos y componentes especializados suelen depender de importaciones, introduciendo sensibilidad a variaciones de mercado, disponibilidad y tiempos de entrega.

Definición de parámetros de dimensionamiento y criterios de diseño

La tercera etapa de esta actividad consistió en establecer los parámetros técnicos y criterios de diseño necesarios para dimensionar adecuadamente los sistemas PCH en ZNI. El objetivo fue definir las variables clave que permiten seleccionar la configuración óptima del sistema en función de las condiciones reales del sitio y garantizar que el proceso de dimensionamiento responda a criterios técnicos, operativos y territoriales integrados.

Esta definición se basó en la integración de tres grupos principales de factores: condiciones del recurso hídrico (salto disponible, caudal y relación salto–caudal), criterios técnicos de ingeniería (pérdidas hidráulicas, rangos operativos, umbrales de potencia y eficiencia) y características socio-territoriales (tamaño de la población beneficiaria, distancia a los núcleos habitados, accesibilidad, restricciones ambientales y necesidades energéticas).

En conjunto, este marco constituye la base técnica que alimenta los modelos de cálculo y optimización desarrollados en etapas posteriores. El detalle completo de los criterios, parámetros y formulaciones empleadas para el dimensionamiento se presenta en el informe correspondiente a la Actividad 4, donde se desarrolla de manera exhaustiva la metodología y su aplicación.

4.3. Conclusiones

El desarrollo de la Actividad 2 permitió consolidar una base metodológica sólida para el dimensionamiento técnico-económico de sistemas hidroeléctricos de pequeña escala (PCH) en Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia, integrando análisis de costos, validación empírica mediante proyectos de referencia y definición de criterios técnicos de diseño adaptados al contexto territorial.

Resultados principales

Uno de los principales resultados obtenidos fue la construcción de una estructura de costos integral que abarca el ciclo de vida completo de un sistema PCH. La identificación detallada de partidas CAPEX y OPEX permitió evidenciar que, más allá de los componentes tradicionales asociados a proyectos hidroeléctricos, factores como el transporte, la logística y las condiciones de acceso tienen un peso determinante en el costo final cuando se trata de territorios aislados.

El análisis reveló que el CAPEX se compone principalmente de obras civiles, equipos electromecánicos y sistemas eléctricos, pero que en el contexto de las ZNI cobran especial relevancia partidas frecuentemente subestimadas en proyectos convencionales, como el transporte especializado, la movilización de equipos y la necesidad de tecnologías de respaldo. Asimismo, se observó que una parte significativa de los costos puede tener origen local (obra civil y logística), mientras que los componentes tecnológicos críticos suelen depender de importaciones, lo que introduce sensibilidad frente a tiempos de entrega y variaciones de mercado.

La construcción de una base de datos a partir de proyectos reales, incluyendo casos como Barrancas, Cocuyá, Aures Bajo, Bahía Solano, Mitú y Cupica, permitió validar rangos de inversión, identificar patrones de distribución de costos y contrastar las diferencias entre proyectos ubicados en zonas conectadas y aquellos desarrollados en ZNI. Este análisis evidenció que las condiciones logísticas y territoriales pueden generar incrementos significativos en el costo total, justificando la incorporación de factores de ajuste específicos para representar escenarios reales de implementación.

Adicionalmente, la definición de parámetros de dimensionamiento y criterios de diseño permitió establecer un marco técnico que integra variables hidrológicas, criterios de ingeniería y factores socio-territoriales. Este enfoque facilita la selección de configuraciones tecnológicas adaptadas a las condiciones reales del sitio y reduce la incertidumbre en etapas posteriores de diseño y modelación.

Conclusiones clave

El análisis realizado confirma que el dimensionamiento económico y técnico de sistemas PCH en ZNI no puede abordarse mediante estructuras de costos genéricas, sino que requiere modelos

contextualizados que incorporen explícitamente las restricciones logísticas y operativas propias de territorios aislados. La integración de datos empíricos provenientes de proyectos reales constituye un elemento fundamental para evitar estimaciones teóricas alejadas de la realidad de implementación.

Asimismo, se concluye que la modularidad tecnológica, la facilidad de transporte y la simplicidad operativa emergen como criterios de diseño críticos desde el punto de vista económico, ya que influyen directamente en la reducción de costos indirectos asociados a la construcción y operación.

La metodología desarrollada demuestra que la optimización del sistema no depende únicamente de variables hidráulicas, sino de un equilibrio entre desempeño técnico, costos logísticos y características socio-territoriales del entorno.

En conjunto, esta actividad establece una base técnica robusta que permite avanzar hacia modelos de planificación energética más realistas, adaptados a las condiciones específicas de las ZNI colombianas y orientados a optimizar la relación entre inversión, viabilidad técnica y beneficio social.

Para un mayor nivel de detalle sobre dicho informe, se adjunta el informe específico correspondiente a esta actividad.

5. Evaluación regulatoria y financiera

5.1. Introducción

La Actividad 3 tuvo como objetivo desarrollar una evaluación integral del marco normativo, procedimental y financiero aplicable al desarrollo de proyectos de electrificación rural mediante Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) en las Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia. El propósito principal fue identificar y analizar las condiciones regulatorias, institucionales y financieras que inciden en la viabilidad real de estos proyectos, considerando especialmente su aplicabilidad para pequeños desarrolladores, comunidades rurales y entidades territoriales con capacidades limitadas.

El análisis se estructuró en tres componentes principales. En primer lugar, se llevó a cabo una revisión exhaustiva del marco normativo y regulatorio vigente, incluyendo leyes, decretos, resoluciones sectoriales y lineamientos de política pública relevantes para el desarrollo energético en ZNI. Esta revisión permitió identificar los actores institucionales involucrados y mapear los trámites técnicos, ambientales, jurídicos y administrativos que intervienen a lo largo del ciclo de desarrollo de un proyecto hidroeléctrico de pequeña escala.

En segundo lugar, se realizó una evaluación detallada de los mecanismos de financiamiento, subsidios e incentivos disponibles, abarcando instrumentos públicos, privados, mixtos y multilaterales. El análisis consideró aspectos como requisitos de acceso, tiempos de respuesta, niveles de complejidad administrativa, riesgos asociados y barreras operativas específicas que enfrentan los proyectos en contextos rurales aislados.

En tercer lugar, se desarrolló un análisis comparativo de los procesos críticos dentro del ecosistema financiero y regulatorio, con el objetivo de identificar cuellos de botella, circularidades institucionales y riesgos estructurales que afectan la bancabilidad de los proyectos en ZNI. Este enfoque permitió evaluar no solo el diseño formal del marco regulatorio, sino también su implementación práctica y sus efectos reales sobre la viabilidad de iniciativas de electrificación rural.

En conjunto, esta actividad permitió establecer un diagnóstico integral sobre las limitaciones y oportunidades del entorno regulatorio y financiero actual, proporcionando una base analítica para la formulación de recomendaciones orientadas a mejorar la eficiencia de los procesos, fortalecer la participación de actores locales y facilitar el desarrollo sostenible de proyectos hidroeléctricos en territorios aislados.

5.2. Análisis normativo

El análisis normativo desarrollado en el marco de la Actividad 3 tuvo como propósito examinar de forma integral el marco jurídico, institucional y procedimental que regula el desarrollo de proyectos energéticos en Colombia, con especial énfasis en pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) destinadas a Zonas No Interconectadas (ZNI). El enfoque del análisis no se limitó a la revisión normativa formal, sino que buscó comprender cómo las disposiciones regulatorias operan en la práctica y cuáles son sus implicaciones reales sobre la viabilidad técnica, administrativa y financiera de proyectos de pequeña escala en territorios aislados.

Arquitectura normativa y marco jurídico aplicable

El estudio evidenció que Colombia dispone de un marco normativo amplio y estructurado que combina legislación sectorial eléctrica, regulación ambiental, normativa territorial y políticas públicas orientadas a la expansión de la cobertura energética. Este marco se fundamenta en principios de universalización del servicio, eficiencia energética, sostenibilidad ambiental y promoción de energías renovables, reconociendo explícitamente la necesidad de soluciones diferenciadas para las ZNI.

Dentro de este entramado normativo se incluyen disposiciones relacionadas con la prestación de servicios públicos domiciliarios, la organización del mercado eléctrico, la planificación energética nacional, el uso del recurso hídrico y el licenciamiento ambiental. Asimismo, la regulación

incorpora instrumentos específicos destinados a promover el desarrollo energético en territorios aislados mediante incentivos, subsidios y esquemas de apoyo institucional.

No obstante, el análisis evidenció que la existencia de un régimen especial para ZNI no se traduce necesariamente en procedimientos simplificados o adaptados a la escala de proyectos PCH. En la práctica, muchas de las exigencias regulatorias mantienen criterios equivalentes a los aplicados en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), generando una brecha entre la intención normativa y la realidad operativa.

Ecosistema institucional y roles de los actores regulatorios

El desarrollo de proyectos hidroeléctricos en ZNI involucra una red institucional compleja y altamente fragmentada, en la que intervienen múltiples entidades con competencias específicas. A nivel nacional, organismos responsables de la formulación de política pública, regulación técnica, planificación energética y evaluación ambiental participan en diferentes fases del proceso, desde la etapa de preinversión hasta la operación del proyecto.

Paralelamente, autoridades ambientales regionales, gobiernos territoriales y entidades técnicas especializadas desempeñan roles clave en la aprobación de permisos, la gestión del recurso hídrico, la compatibilidad con instrumentos de ordenamiento territorial y la validación de estándares técnicos y de seguridad eléctrica.

Aunque esta arquitectura institucional busca garantizar rigor técnico y control ambiental, el análisis identificó limitaciones significativas en la coordinación interinstitucional. La ausencia de mecanismos integrados de gestión y la falta de interoperabilidad entre entidades generan duplicidad de requisitos, interpretaciones normativas divergentes y dificultades para establecer rutas claras de tramitación.

Procedimientos regulatorios y dinámica de los trámites

Uno de los hallazgos centrales del análisis fue la identificación del carácter secuencial y acumulativo de los procedimientos regulatorios. El ciclo de desarrollo de una PCH requiere atravesar múltiples etapas que incluyen permisos ambientales, concesiones de agua, certificaciones técnicas, trámites administrativos y requisitos sectoriales adicionales.

Estos procedimientos presentan interdependencias que condicionan el avance del proyecto, de modo que retrasos en una fase pueden bloquear el inicio de otras etapas, extendiendo significativamente los plazos de desarrollo. En proyectos de pequeña escala, esta dinámica introduce un nivel elevado de incertidumbre que dificulta la planificación financiera y aumenta el riesgo percibido por potenciales inversionistas.

Además, el análisis evidenció que la complejidad administrativa no depende únicamente del número de trámites, sino también de la variabilidad en su aplicación regional, lo que genera resultados distintos según la jurisdicción ambiental o territorial.

Costos regulatorios y barreras estructurales

Más allá de los requisitos formales, el estudio identificó costos indirectos relevantes asociados al cumplimiento regulatorio. Entre ellos destacan la necesidad de contratar consultoría especializada, elaborar estudios técnicos complejos, gestionar múltiples instancias administrativas y mantener equipos de seguimiento durante períodos prolongados.

La ausencia de criterios de proporcionalidad según la escala del proyecto implica que iniciativas comunitarias o de baja potencia deben cumplir procesos comparables a proyectos de mayor tamaño, generando cargas administrativas y financieras desproporcionadas. Este fenómeno contribuye a excluir a pequeños desarrolladores y comunidades rurales del ecosistema energético formal.

Asimismo, se identificaron barreras adicionales relacionadas con la limitada digitalización de procesos, la falta de estandarización documental y la escasa interoperabilidad entre sistemas de información institucionales.

Brecha entre diseño normativo e implementación práctica

El análisis concluye que existe una brecha estructural entre el diseño formal del régimen para ZNI y su implementación real en territorio. Aunque el marco jurídico reconoce la necesidad de promover soluciones energéticas descentralizadas, la estructura procedimental vigente opera como un sistema acumulativo que incrementa tiempos, costos e incertidumbre.

En consecuencia, el entorno regulatorio tiende a favorecer proyectos con alta capacidad técnica y financiera, mientras que limita la participación de actores locales y desarrolladores de pequeña escala, reduciendo el potencial de expansión de soluciones energéticas adaptadas a contextos rurales aislados.

Este diagnóstico constituye un insumo clave para las recomendaciones formuladas en la actividad, orientadas a avanzar hacia un régimen diferencial efectivo basado en principios de proporcionalidad regulatoria, simplificación administrativa, interoperabilidad institucional y fortalecimiento de capacidades locales.

5.3. Evaluación de mecanismos de financiamiento, subsidios e incentivos para electrificación rural

El análisis desarrollado en esta sección tuvo como objetivo evaluar de manera integral los instrumentos financieros, subsidios e incentivos disponibles para el desarrollo de proyectos de electrificación rural mediante pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) en Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia. El enfoque adoptado no se limitó a la identificación de fuentes de financiación existentes, sino que buscó analizar su accesibilidad real, su funcionamiento operativo y su impacto sobre la viabilidad económica y la bancabilidad de proyectos impulsados por actores públicos, privados o comunitarios.

Arquitectura del ecosistema financiero para proyectos en ZNI

El estudio evidenció que el ecosistema financiero aplicable a proyectos energéticos en ZNI se compone de una combinación de instrumentos públicos, privados, multilaterales y esquemas mixtos que operan bajo lógicas institucionales distintas. Entre ellos se incluyen subsidios estatales orientados a la universalización del servicio eléctrico, fondos sectoriales específicos para territorios aislados, líneas de crédito especializadas, mecanismos de cooperación internacional y programas de incentivos asociados a energías renovables.

Aunque en términos formales existe una variedad significativa de instrumentos, el análisis muestra que estos no operan como un sistema integrado, sino como un conjunto fragmentado de oportunidades financieras con requisitos, tiempos y procesos administrativos heterogéneos. Esta falta de articulación dificulta la estructuración financiera integral de proyectos, obligando a los desarrolladores a combinar múltiples fuentes para alcanzar el cierre financiero.

Evaluación de subsidios y esquemas públicos de apoyo

Los subsidios públicos representan uno de los pilares fundamentales para la electrificación rural en ZNI, dado que las condiciones socioeconómicas y los costos logísticos suelen impedir que los proyectos sean viables únicamente bajo criterios de mercado. El análisis revisó programas de apoyo estatal orientados a la expansión de cobertura energética y a la sustitución de sistemas diésel por soluciones renovables.

Sin embargo, se identificó que el acceso efectivo a estos subsidios se encuentra condicionado por procesos administrativos complejos y por la necesidad de cumplir requisitos técnicos y regulatorios avanzados en etapas tempranas del proyecto. Esto genera una paradoja operativa: los proyectos necesitan financiamiento para avanzar en su estructuración, pero el acceso a los instrumentos de apoyo exige un nivel de madurez técnica y administrativa que muchas iniciativas no pueden alcanzar sin apoyo previo.

Además, se observó que los esquemas de asignación suelen priorizar proyectos de mayor escala o iniciativas lideradas por entidades con mayor capacidad institucional, lo que limita la participación de comunidades rurales o pequeños desarrolladores.

Instrumentos financieros y acceso a capital

El análisis incluyó la revisión de líneas de crédito, financiamiento bancario y mecanismos multilaterales destinados a proyectos de energías renovables y electrificación rural. Aunque existen oportunidades de financiamiento verde y programas de apoyo internacional, se evidenció que las condiciones de acceso incluyendo garantías exigidas, evaluación de riesgo y requisitos de estructuración, representan barreras significativas para proyectos PCH en ZNI.

Uno de los hallazgos principales es que la bancabilidad de estos proyectos se ve afectada por la interacción entre riesgos regulatorios, incertidumbre en tiempos de desarrollo y limitaciones en la capacidad técnica de los promotores locales. La ausencia de mecanismos específicos de mitigación de riesgos para proyectos de pequeña escala en territorios aislados reduce el interés de entidades financieras tradicionales.

Asimismo, el análisis destacó que el carácter híbrido de muchos proyectos en ZNI que combinan objetivos sociales con criterios económicos, dificulta su encaje dentro de modelos financieros convencionales basados en retornos puramente comerciales.

Incentivos fiscales y mecanismos de promoción de energías renovables

El estudio también evaluó incentivos fiscales y beneficios asociados a la promoción de energías renovables, incluyendo deducciones tributarias, exenciones arancelarias y otros mecanismos orientados a reducir los costos de inversión. Aunque estos instrumentos pueden mejorar la rentabilidad económica de los proyectos, su impacto real en ZNI se ve limitado por la complejidad de su aplicación y por el hecho de que muchos desarrolladores potenciales no cuentan con la estructura financiera necesaria para aprovechar plenamente dichos beneficios.

En particular, se identificó que los incentivos fiscales suelen beneficiar más a empresas con capacidad tributaria significativa, mientras que proyectos comunitarios o iniciativas locales pueden enfrentar dificultades para materializar estos beneficios en etapas tempranas.

Barreras estructurales del ecosistema financiero

El análisis permitió identificar varias barreras estructurales que afectan la viabilidad financiera de proyectos PCH en ZNI:

- Fragmentación entre instrumentos financieros y ausencia de rutas claras de acceso.
- Altos costos de transacción asociados a la preparación y estructuración financiera.
- Falta de instrumentos de preinversión que permitan reducir el riesgo inicial.
- Escasa adaptación de los mecanismos financieros a proyectos de pequeña escala.
- Dependencia de subsidios para alcanzar viabilidad económica.

Estas barreras generan un entorno en el que el financiamiento existe en términos formales, pero su accesibilidad real resulta limitada para muchos actores.

Implicaciones para el desarrollo de proyectos PCH en ZNI

El análisis concluye que el desafío principal no radica en la ausencia de instrumentos financieros, sino en la falta de alineación entre regulación, financiamiento y realidad territorial. La combinación de requisitos regulatorios complejos, procesos financieros fragmentados y condiciones logísticas adversas crea un entorno en el que la estructuración financiera se convierte en uno de los principales cuellos de botella del desarrollo de proyectos.

En consecuencia, se destaca la necesidad de avanzar hacia modelos financieros integrados que incluyan liderazgo estatal en fases tempranas, esquemas de reparto de riesgos y estructuras híbridas público-privadas que permitan mejorar la bancabilidad de proyectos y facilitar la participación de comunidades locales.

5.4. Conclusiones

El análisis integral del marco normativo, los procedimientos administrativos y el ecosistema financiero aplicable a proyectos de electrificación rural mediante Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) en las Zonas No Interconectadas (ZNI) permite concluir que las principales barreras para el desarrollo de estas iniciativas no son de carácter tecnológico ni derivan de la ausencia de instrumentos legales o financieros, sino que responden fundamentalmente al diseño sistémico del régimen regulatorio, procedimental y financiero que rige su implementación.

Desde el punto de vista normativo, Colombia cuenta con un marco jurídico amplio y formalmente robusto que reconoce de manera expresa la existencia de las ZNI y habilita esquemas especiales para la prestación del servicio público de energía en territorios aislados. No obstante, este reconocimiento no se traduce en un régimen procedimental diferencial efectivo. Los trámites críticos ambientales, hídricos, técnicos y jurídicos, mantienen exigencias, secuencias y cargas administrativas comparables a las del Sistema Interconectado Nacional, sin criterios claros de proporcionalidad según la escala, el impacto real y la complejidad técnica de los proyectos.

Esta ausencia de diferenciación convierte al marco normativo en una barrera estructural para la electrificación rural descentralizada, particularmente para comunidades rurales, pequeños desarrolladores y entidades territoriales con capacidades institucionales limitadas.

El análisis financiero confirma y profundiza este diagnóstico. El ecosistema de financiación para proyectos en ZNI opera bajo una lógica secuencial, acumulativa y altamente dependiente del cierre previo de trámites regulatorios complejos. En la práctica, los mecanismos de financiamiento ya sean públicos, privados, mixtos o multilaterales, requieren niveles elevados de madurez técnica, jurídica y administrativa antes de evaluar la viabilidad de los proyectos. Esta dinámica traslada el riesgo de la fase de preinversión al proponente, generando costos hundidos significativos y excluyendo de facto a actores locales que no cuentan con la capacidad financiera para sostener procesos prolongados sin garantías de aprobación.

Aunque el país dispone de múltiples subsidios, fondos e incentivos destinados a la electrificación rural y la transición energética, el análisis demuestra que la mayoría de estos instrumentos presenta barreras de acceso en la práctica para proyectos comunitarios o de pequeña escala en ZNI. Los altos costos de estructuración inicial, la duplicación de requisitos entre entidades, la ausencia de modelos financieros estandarizados y la percepción de riesgo elevado por parte del sector financiero limitan significativamente su aplicabilidad real. En consecuencia, existe una brecha estructural entre la disponibilidad formal de instrumentos financieros y su capacidad efectiva para habilitar proyectos en contextos rurales aislados.

De manera transversal, tanto el análisis normativo como el financiero evidencian una carga desproporcionada trasladada al solicitante. El diseño institucional vigente obliga a los promotores a asumir el rol de articuladores entre múltiples entidades, gestionando información fragmentada, reproduciendo estudios similares para distintos procedimientos y enfrentando procesos descoordinados sin mecanismos ágiles de acompañamiento estatal o resolución temprana de conflictos. Esta configuración incrementa los costos y tiempos de implementación, introduce incertidumbre jurídica y financiera y desincentiva la participación tanto de actores privados como comunitarios.

El estudio confirma que las limitaciones identificadas no obedecen a vacíos legales ni a restricciones presupuestales insalvables, sino a decisiones de diseño regulatorio, procedimental y financiero. El marco constitucional y legal colombiano ofrece suficiente flexibilidad para adoptar regímenes diferenciados para territorios con condiciones especiales de prestación del servicio público, así como para crear instrumentos específicos de preinversión, garantías públicas, esquemas de reparto de riesgos, modelos financieros estandarizados y procedimientos simplificados que reduzcan las cargas administrativas sin comprometer estándares ambientales, técnicos o de transparencia. En este sentido, resulta prioritario avanzar hacia mecanismos de coordinación interinstitucional, esquemas de ventanilla única y estructuras de acompañamiento estatal que permitan reducir la fragmentación institucional y facilitar el acceso efectivo a los instrumentos existentes.

En este contexto, la electrificación de las Zonas No Interconectadas no puede abordarse como una suma de proyectos aislados ni como un proceso que el mercado resolverá de manera espontánea. Requiere una política pública integral, sostenida y ejecutada a escala, que combine ajustes normativos, rediseño de los procedimientos financieros y un rol activo del Estado en las fases tempranas de estructuración y mitigación de riesgos. La propuesta de modelos de Asociaciones Público–Privadas (APP) mixtas para ZNI, con liderazgo estatal en la fase de

preinversión, ejecución privada y apropiación comunitaria progresiva, emerge así no como una alternativa opcional, sino como una respuesta estructural a los bloqueos sistémicos identificados.

En síntesis, cerrar la brecha histórica de acceso a la energía en las Zonas No Interconectadas exige transformar el enfoque actual: pasar de un régimen formalmente robusto, pero operativamente excluyente, a un modelo regulatorio y financiero proporcional, coordinado y territorialmente adaptado, que permita que las soluciones energéticas de pequeña escala sean viables, financiables y sostenibles en el largo plazo.

Para un mayor nivel de detalle sobre dicho informe, se adjunta el informe específico correspondiente a esta actividad.

6. Modelo desarrollado

6.1. Introducción

La Actividad 4 tuvo como objetivo el desarrollo de un modelo geoespacial y técnico-económico orientado a apoyar la toma de decisiones en la identificación, evaluación y priorización de potencial hidroeléctrico para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) en Colombia, con especial énfasis en Zonas No Interconectadas (ZNI). Este modelo se concibe como una herramienta práctica para la UPME, diseñada para integrar criterios técnicos, económicos, territoriales y ambientales en un entorno de análisis automatizado que permita evaluar de manera sistemática la viabilidad de proyectos de generación hidroeléctrica de pequeña escala.

El modelo desarrollado, permite visualizar sobre un mapa interactivo los puntos de la red hídrica con potencial hidroeléctrico, aplicando filtros técnicos y ambientales que facilitan la identificación de ubicaciones viables. A partir de parámetros hidráulicos, características territoriales y criterios definidos en las actividades previas del proyecto, la herramienta determina automáticamente configuraciones tecnológicas potenciales, estima rangos de costos de inversión (CAPEX) y operación (OPEX) y prioriza alternativas mediante indicadores de desempeño y criterios de costo-beneficio social.

La lógica metodológica del modelo se fundamenta en los resultados de las actividades anteriores. En particular, integra los parámetros técnicos y criterios de dimensionamiento definidos en la Actividad 2, así como el benchmark tecnológico desarrollado en la Actividad 1 para la selección de tipos de turbina y configuraciones operativas.

6.2. Metodología y lógica aplicada

El modelo desarrollado en el marco de la Actividad 4 constituye una herramienta de análisis geoespacial donde su lógica integra criterios hidráulicos, tecnológicos, económicos, territoriales en un flujo secuencial de procesamiento que permite pasar desde datos geográficos brutos hasta indicadores de priorización comparables entre múltiples sitios.

El modelo opera mediante una cadena metodológica estructurada en cuatro grandes etapas: procesamiento de datos de entrada, aplicación de filtros y selección tecnológica, dimensionamiento técnico y cálculo energético, y estimación económica y priorización final.

Datos de entrada y estructura base del modelo

El punto de partida del modelo es un archivo geoespacial (shapefile) que contiene puntos potenciales de generación hidroeléctrica distribuidos sobre la red hídrica nacional. Cada punto incorpora atributos hidráulicos y territoriales relevantes, incluyendo caudal medio anual, pendiente hidráulica, altura de caída estimada, número de viviendas potencialmente abastecibles (VSS), región geográfica y zona climática.

Esta estructura permite vincular directamente la información física del recurso hídrico con variables de demanda energética y condiciones territoriales, facilitando un análisis automatizado y replicable.

Filtros espaciales y restricciones ambientales

Antes del análisis técnico, el modelo aplica filtros espaciales que excluyen automáticamente áreas con restricciones regulatorias o inviabilidad práctica. Entre las exclusiones principales se encuentran parques nacionales naturales y áreas arqueológicas, donde los costos administrativos y las limitaciones legales hacen inviable el desarrollo hidroeléctrico.

Adicionalmente, se integran capas informativas no restrictivas como territorios indígenas, reservas forestales y áreas protegidas regionales, que no eliminan puntos, pero aportan contexto para análisis posteriores.

Este enfoque permite combinar criterios regulatorios con evaluación técnica temprana, evitando el análisis detallado de sitios con barreras estructurales evidentes.

Criterios hidráulicos y selección tecnológica

Una vez filtrados los puntos, el modelo aplica criterios hidráulicos mínimos para asegurar la viabilidad técnica básica. Entre ellos destacan:

- Rangos de caudal medio (aprox. 15–500 l/s) que permiten generación estable sin requerir infraestructuras de gran escala.
- Pendientes mínimas que garanticen suficiente caída hidráulica y eviten obras civiles excesivas.

Posteriormente, el modelo determina automáticamente los tipos de turbina técnicamente aplicables mediante polígonos operativos definidos en el espacio caudal–altura.

Este sistema permite evaluar simultáneamente múltiples alternativas tecnológicas (PAT, Pelton, Francis, Kaplan, Turgo, Crossflow, entre otras) en función de sus rangos operativos, integrando resultados del benchmark tecnológico desarrollado en la Actividad 1.

Cálculo de potencia y dimensionamiento energético

Para cada combinación punto–turbina, el modelo calcula la potencia aprovechable aplicando la ecuación hidráulica estándar, incorporando:

- Correcciones por pérdidas hidráulicas.
- Eficiencias específicas por tipo de turbina.
- Ajustes derivados de criterios técnicos definidos en la metodología de dimensionamiento.

Adicionalmente, el modelo incorpora un dimensionamiento basado en demanda energética mediante el indicador de Viviendas Sin Servicio (VSS). Este módulo compara la potencia máxima disponible con la potencia requerida según condiciones climáticas y consumo energético estimado por vivienda.

Se consideran dos escenarios:

1. Dimensionamiento completo cuando la potencia disponible cubre la demanda.
2. Dimensionamiento parcial cuando la capacidad hidráulica es limitada y se estima el número máximo de viviendas abastecidas.

Este enfoque conecta directamente el potencial técnico con el impacto social, integrando la electrificación rural como variable central del modelo.

Estimación de costos y modelación económica

El modelo calcula el CAPEX total mediante una estructura desagregada en múltiples partidas, reflejando la realidad económica de proyectos en ZNI.

Las principales partidas incluyen:

- Turbina y generador, estimados mediante costos unitarios derivados del benchmark tecnológico.
- Otros equipos electromecánicos, calculados mediante factores comparativos basados en proyectos reales.
- Instalación y puesta en marcha, ajustadas según complejidad tecnológica.
- Obras civiles (captación, conducción, casa de máquinas), dimensionadas a partir de parámetros hidráulicos de referencia.
- Línea de conexión eléctrica.
- Costos ambientales y administrativos.
- Transporte hacia zonas remotas, modelado mediante una función que integra costo fijo logístico, potencia instalada y distancia real ajustada por factores regionales.

Este último elemento introduce una innovación clave, ya que incorpora explícitamente la complejidad logística característica de las ZNI, incluyendo transporte multimodal y costos mínimos irreducibles.

El OPEX se estima como un porcentaje del CAPEX total, permitiendo una evaluación simplificada pero consistente del ciclo de vida económico.

Sistema de priorización y outputs del modelo

Finalmente, el modelo calcula indicadores comparativos como CAPEX por vivienda abastecida, que permiten jerarquizar sitios según criterios de eficiencia económica y beneficio social.

Los resultados se visualizan en un mapa interactivo y pueden exportarse en formatos estándar para análisis posterior, facilitando su integración en procesos institucionales de planificación.

Síntesis de la lógica del modelo

En conjunto, la herramienta transforma datos geográficos y técnicos en información estratégica mediante un flujo lógico que:

- Filtra restricciones territoriales
- Selecciona tecnologías adecuadas automáticamente
- Dimensiona potencia y abastecimiento de VSS
- Estima costos adaptados a contextos remotos
- Prioriza proyectos según indicadores comparables

Este enfoque convierte el modelo en un sistema integral de apoyo a la toma de decisiones, capaz de reducir incertidumbre en etapas tempranas y orientar la planificación hidroeléctrica en territorios con acceso limitado a información estructurada.

Para un mayor nivel de detalle sobre dicha lógica aplicada al modelo, se adjunta el detalle entregado en la actividad 4.

6.3. Visualización del modelo

El modelo desarrollado se presenta al usuario mediante una interfaz geoespacial interactiva que permite explorar, analizar y priorizar el potencial hidroeléctrico de pequeña escala en Colombia de forma visual e intuitiva. Esta visualización constituye el principal punto de interacción entre la lógica técnica del modelo y la toma de decisiones institucional, facilitando el análisis simultáneo de múltiples variables técnicas, territoriales y económicas.

La herramienta ha sido diseñada para que el usuario pueda navegar progresivamente desde una visión general del territorio hasta el análisis detallado de sitios específicos, integrando funcionalidades de filtrado, análisis multicriterio y exportación de resultados.

Pantalla principal y navegación del mapa

Al iniciar el modelo, el usuario accede a una pantalla principal basada en un mapa interactivo del territorio colombiano, donde se representan capas geográficas relevantes y herramientas de análisis. Según se muestra en la interfaz principal, el entorno incluye:

- Un panel lateral con filtros técnicos y económicos.
- Visualización de capas geográficas activables.
- Herramientas de navegación cartográfica.
- Indicadores dinámicos asociados a los parámetros seleccionados.

Esta estructura permite explorar el potencial hidroeléctrico desde una perspectiva espacial, facilitando la identificación rápida de regiones con mayor concentración de oportunidades.

Visualización de puntos de potencial hidroeléctrico

Una vez activada la visualización de puntos, el sistema muestra sobre el mapa los sitios identificados como potencialmente viables para desarrollo hidroeléctrico. Cada punto representa una ubicación evaluada por el modelo a partir de datos hidráulicos, criterios técnicos y filtros territoriales.

El usuario puede interactuar directamente con estos puntos para acceder a información detallada, lo que permite pasar de una escala nacional a un análisis local específico.

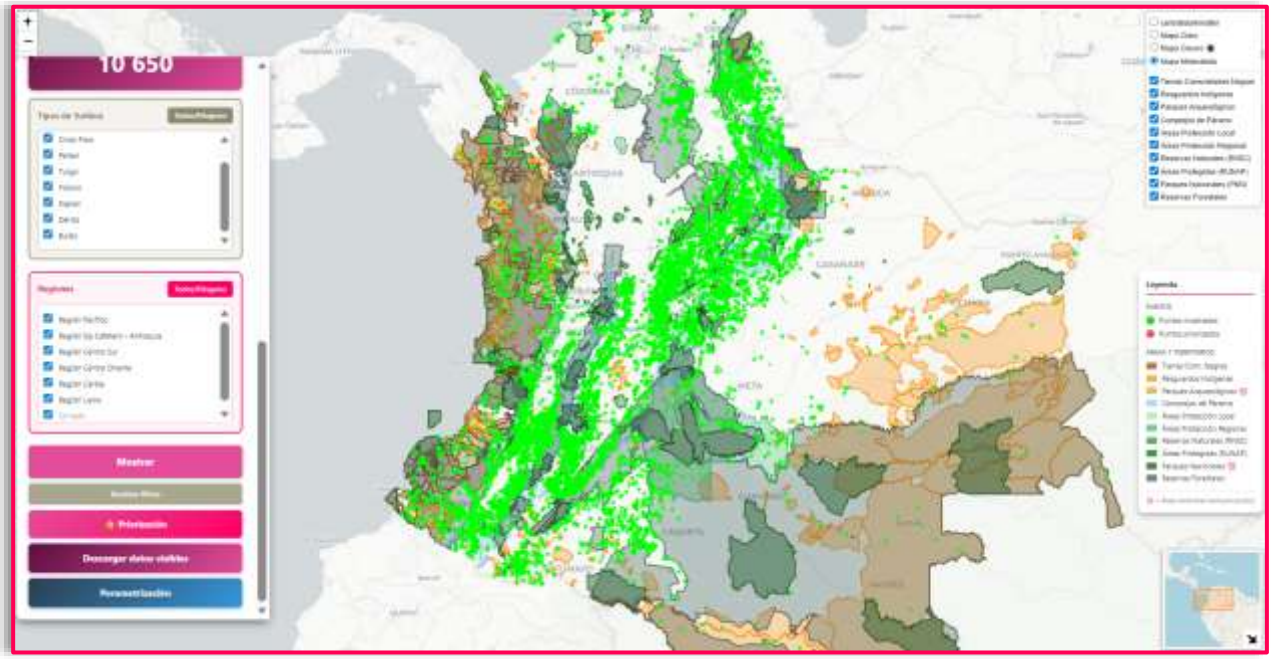

ILUSTRACIÓN 3: VISUALIZACIÓN DE LOS PUNTOS EN EL MAPA

Aplicación de filtros y análisis exploratorio

La herramienta permite aplicar filtros dinámicos que ajustan la visualización según criterios técnicos o territoriales. Entre los principales filtros disponibles se encuentran:

- Tipo de turbina aplicable.
- Región geográfica.
- Rangos de costos o indicadores técnicos.

Estos filtros se aplican en tiempo real sobre el mapa, recalculando automáticamente los resultados visualizados y facilitando análisis exploratorios rápidos sin necesidad de ejecutar procesos adicionales.

ILUSTRACIÓN 4: FILTROS

Detalle técnico de cada punto

Al seleccionar un punto específico se abre una ventana con información detallada que incluye:

- Datos hidráulicos y ubicación geográfica.
- Estimaciones de energía y demanda cubierta.
- Tecnologías de turbina aplicables.
- Costos estimados (CAPEX).
- Número potencial de viviendas abastecidas.

Además, el usuario puede visualizar todos los atributos asociados al punto, permitiendo una revisión completa de las variables utilizadas en el cálculo.

Generación y descarga de informes

El modelo permite descargar informes individuales en formato Word directamente desde la interfaz. Estos informes contienen la información técnica y económica asociada al punto seleccionado, facilitando su análisis offline o su integración en procesos institucionales.

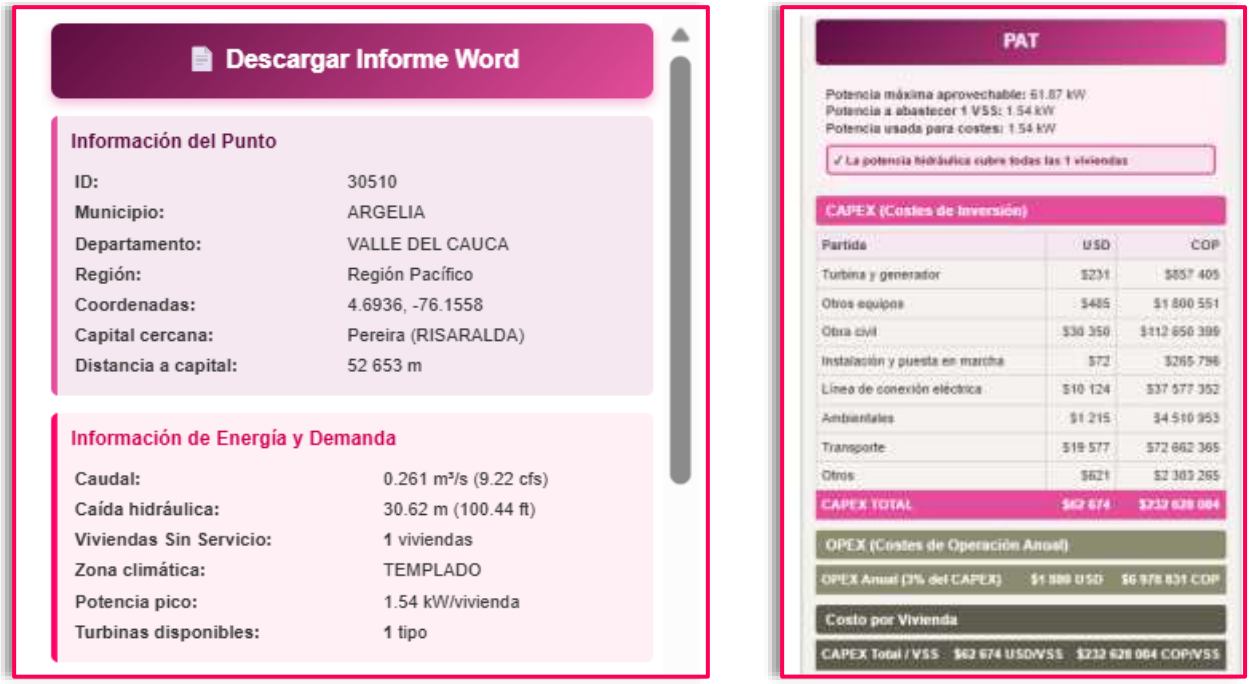

ILUSTRACIÓN 5: DETALLE PUNTOS

Priorización automática y ranking de proyectos

Una de las funcionalidades centrales del modelo es la capacidad de aplicar procesos de priorización automática. Mediante esta herramienta, el sistema genera rankings basados en criterios de costo-beneficio, como CAPEX por vivienda abastecida, permitiendo identificar rápidamente las opciones más eficientes.

Los resultados se visualizan mediante codificación por colores en el mapa, lo que facilita la interpretación visual del ranking y la comparación entre diferentes sitios.

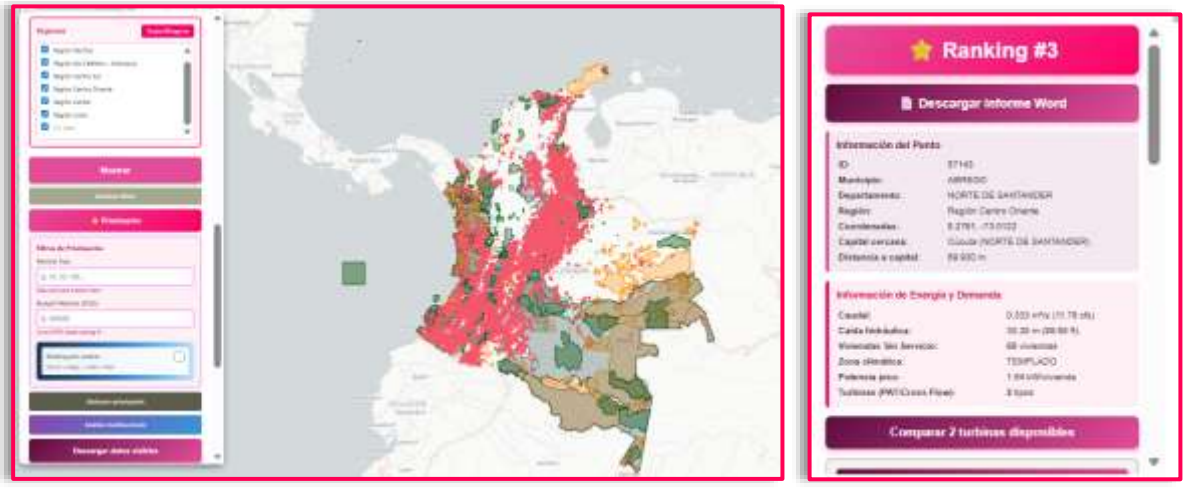

ILUSTRACIÓN 6: VISUALIZACIÓN PRIORIZACIÓN

Análisis multiescenario

El modelo incorpora un módulo de análisis multiescenario que permite evaluar la progresión acumulada entre inversión total (CAPEX) y número de viviendas abastecidas. Esta funcionalidad ofrece una visión estratégica de cómo cambia el impacto social en función de diferentes niveles de inversión, apoyando decisiones de planificación a escala regional o nacional.

ILUSTRACIÓN 7: ANÁLISIS MULTIESCENARIO

Exportación de datos y parametrización

Adicionalmente, la herramienta permite exportar conjuntos de datos visibles en formato Excel para análisis externo. Asimismo, incluye un módulo de parametrización (ver página 15) que permite modificar variables clave del modelo, como costos unitarios o eficiencias, recalculando automáticamente los resultados.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
Ranking	ID_Punto	Latitud	Longitud	Municipio	Departamen	Capital_Mas	Departamen	Distancia_Pu	Caudal_m3s	Caída_Hidra	Pendiente	VSS_Viviendz	Zona_Climati	Potencia_
1	69506	11.133.797	-73.424.230	DIBULLA	LA GUAJIRA	Riohacha	LA GUAJIRA	72540	0.3560	42.68	0.1817	48	CÁLIDO SECO	1.54
2	38187	5.482.583	-73.072.590	PESCA	BOYACA	Tunja	BOYACA	33196	0.3256	31.90	0.1230	109	FRÍO	1.54
3	57143	8.276.101	-73.012.245	ABREGO	NORTE DE SA	Cúcuta	NORTE DE SA	69930	0.3331	30.38	0.1185	65	TEMPLADO	1.54
4	69445	11.097.618	-73.415.158	DIBULLA	LA GUAJIRA	Valledupar	CESAR	72739	0.1774	42.68	0.2711	140	CÁLIDO SECO	1.54
5	68046	10.609.593	-73.480.197	VALLEDUPAR	CESAR	Valledupar	CESAR	29684	0.3266	26.16	0.2201	37	CÁLIDO SECO	1.54
6	67868	10.546.086	-73.370.688	VALLEDUPAR	CESAR	Valledupar	CESAR	15616	0.2706	26.16	0.2257	193	CÁLIDO SECO	1.54
7	6061	1.393.979	-77.029.248	EL TABLON D	NARINO	Pasto	NARIÑO	34440	0.3349	31.57	0.1380	135	TEMPLADO	1.54
8	6520	1.475.275	-77.020.378	EL TABLON D	NARINO	Pasto	NARIÑO	41069	0.3351	31.57	0.2550	132	TEMPLADO	1.54
9	38329	5.516.794	-73.099.600	PESCA	BOYACA	Tunja	BOYACA	29741	0.3151	31.90	0.1506	37	FRÍO	1.54
10	31121	4.759.579	-73.326.082	UBALA	CUNDINAMA	Villavicencio	META	76326	0.3047	30.80	0.3225	38	TEMPLADO	1.54
11	60201	8.592.701	-73.084.042	EL TARRA	NORTE DE SA	Cúcuta	NORTE DE SA	100294	0.3139	30.38	0.0580	35	TEMPLADO	1.54
12	55055	7.904.335	-72.641.489	SAN CAYETA	NORTE DE SA	Cúcuta	NORTE DE SA	14770	0.2317	28.84	0.0909	54	CÁLIDO SECO	1.54

ILUSTRACIÓN 8: EXPORTACIÓN DATOS

ILUSTRACIÓN 9: PARAMETRIZACIÓN

Síntesis del sistema de visualización

En conjunto, la interfaz del modelo transforma el análisis técnico complejo en un entorno visual accesible que facilita la exploración interactiva, el análisis comparativo y la priorización estratégica. Este enfoque permite que el modelo funcione no solo como una herramienta de cálculo, sino como un sistema de apoyo a la toma de decisiones orientado a la planificación energética en Zonas No Interconectadas.

6.4. Conclusiones

La ejecución del modelo geoespacial y técnico-económico desarrollado en la Actividad 4 ha permitido transformar un conjunto extenso y diverso de datos geolocalizados (viviendas sin servicio, características del recurso hídrico, zonas protegias, etc.) en información estratégica directamente utilizable para la planificación de la electrificación rural mediante pequeñas centrales hidroeléctricas.

Identificación y filtrado de puntos visibles

De los aproximadamente 70.000 puntos con potencial hidroeléctrico identificados inicialmente sobre la red hídrica nacional, la aplicación sistemática de los filtros definidos en la lógica del modelo (criterios de caudal mínimo y máximo, pendiente hidráulica y restricciones espaciales asociadas a parques nacionales naturales y áreas arqueológicas, entre otros) redujo el universo de análisis a 10.650 puntos técnicamente viables. Esta reducción, del orden del 85%, evidencia que una proporción significativa de los puntos originales presentaba condiciones hidráulicas fuera de los rangos operativos definidos, tales como caudales excesivamente elevados o insuficientes para generación a pequeña escala, o pendientes que no garantizan una caída hidráulica suficiente para el desarrollo de picocentrales y microcentrales. Este resultado confirma la importancia de aplicar filtros técnicos y ambientales desde etapas tempranas, con el fin de concentrar recursos y esfuerzos de evaluación en ubicaciones con viabilidad real.

Distribución de las tecnologías de las turbinas

El análisis tecnológico derivado del modelo confirma de manera contundente los resultados del benchmark desarrollado en la Actividad 1. De los 10.650 puntos filtrados, 9.995 (93,8%) admiten como tecnología aplicable turbinas PAT y/o Crossflow. En particular, 7.942 puntos son compatibles con turbinas PAT y 3.892 con tecnología Crossflow, existiendo un solapamiento significativo entre ambas opciones que refleja la amplitud de sus rangos operativos en el espacio caudal-altura. Por su parte, las turbinas Pelton resultan aplicables únicamente en 350 puntos, correspondientes a sitios con caídas hidráulicas elevadas y caudales reducidos, mientras que la turbina Turgo y otras tecnologías no registran puntos de aplicación dentro de los parámetros definidos. Esta distribución tecnológica ratifica que, bajo las condiciones hidráulicas predominantes en la red hídrica colombiana para generación a pequeña escala, las soluciones PAT y Crossflow constituyen las opciones técnicamente más adecuadas y con mayor cobertura territorial, coherente con su valoración superior en el scoring multicriterio de la Actividad 1 (PAT: 81 puntos; Crossflow: 61 puntos).

Distribución regional del potencial viable

Desde el punto de vista de la distribución regional, los resultados del modelo revelan una concentración significativa del potencial hidroeléctrico viable en determinadas zonas del territorio nacional. La región Centro Oriente acumula la mayor cantidad de puntos con 4.040 ubicaciones identificadas (37,9% del total), seguida por la región Pacífico con 3.039 puntos (28,5%) y la región Centro Sur con 2.260 puntos (21,2%). En menor medida, la región Caribe cuenta con 838 puntos (7,9%) y la región Llano con 445 puntos (4,2%). Esta distribución geográfica responde a las características topográficas e hidrológicas propias de cada región, donde las zonas andinas y pacíficas concentran una mayor disponibilidad de caídas hidráulicas y caudales dentro de los rangos operativos definidos. La menor presencia de puntos en las regiones Caribe

y Llano refleja las condiciones geomorfológicas de planicie y baja pendiente características de estas zonas, donde el potencial hidroeléctrico convencional es estructuralmente más limitado. Esta información resulta clave para orientar estrategias de electrificación diferenciadas por región, reconociendo que en territorios de planicie podrían requerirse tecnologías complementarias, como las turbinas hidrocinéticas analizadas en la Actividad 1.

Sistema de priorización y análisis multiescenario

El sistema de priorización implementado en el modelo permite jerarquizar los 9.995 puntos con tecnología PAT y/o Crossflow aplicable mediante el indicador CAPEX total por vivienda sin servicio (VSS) abastecida. Este criterio normaliza la comparación entre proyectos de diferentes escalas, priorizando aquellos donde cada unidad de inversión genera mayor impacto social, abasteciendo a un mayor número de viviendas sin servicio. Es importante destacar que un proyecto con menor CAPEX absoluto no es necesariamente más eficiente si únicamente abastece un número reducido de viviendas, la ratio CAPEX/VSS permite superar esta limitación al introducir una métrica de eficiencia social comparable entre alternativas. Los puntos mejor posicionados en el ranking corresponden a ubicaciones que, si bien pueden presentar costos totales de inversión elevados en términos absolutos, debido al mayor número de viviendas sin servicio en su área de influencia, ofrecen una relación CAPEX/VSS significativamente más favorable, maximizando el impacto de la inversión.

El análisis multiescenario incorporado en el modelo constituye una de las funcionalidades de mayor valor estratégico para la UPME. Al graficar la progresión acumulada de viviendas sin servicio abastecidas frente al CAPEX acumulado de los puntos priorizados, se observa una curva con forma de “S” acostada que refleja tres fases diferenciadas de rendimiento de la inversión.

En la zona inicial de la curva, un volumen relativamente bajo de inversión permite abastecer un número elevado de viviendas, correspondiendo a los proyectos de máxima eficiencia económico-social. En la zona intermedia, la relación entre inversión acumulada y cobertura es aproximadamente proporcional. Finalmente, en la zona de rendimientos decrecientes, el incremento marginal de viviendas abastecidas requiere inversiones proporcionalmente mucho mayores, reflejando proyectos en ubicaciones más remotas, con menor demanda concentrada o condiciones hidráulicas menos favorables. Esta representación gráfica permite a la UPME identificar el punto óptimo de inversión según el presupuesto disponible, facilitando la toma de decisiones informadas sobre hasta dónde resulta eficiente extender la cobertura antes de que los costos marginales superen los beneficios sociales obtenidos.

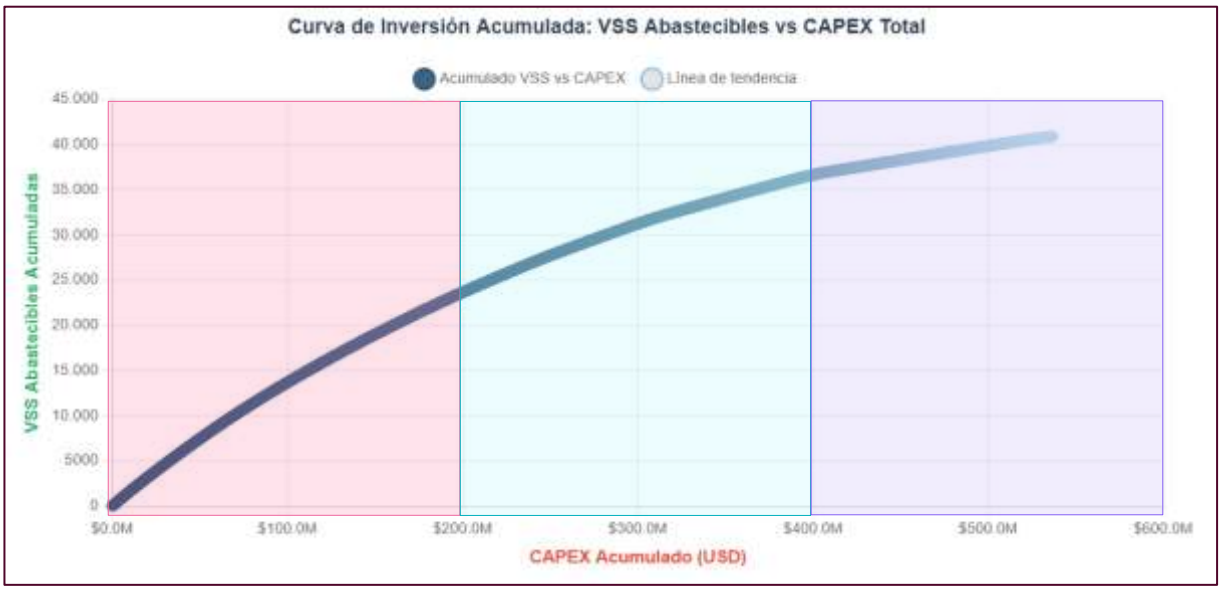

ILUSTRACIÓN 10: CURVA DE INVERSIÓN ACUMULADA — VSS ABASTECIBLES VS. CAPEX TOTAL

- Zona de optimación de CAPEX
  - CAPEX total acumulado estimado ≈ 200 Millones
  - VSS abastecidas ≈ 24.000 VSS
  - Ratio CAPEX/VSS ≈ 8.333
- Zona intermedia
  - CAPEX total acumulado estimado ≈ 200 Millones
  - VSS abastecidas ≈ 13.000 VSS
  - Ratio CAPEX/VSS ≈ 15.384
- Zona más demandante de CAPEX
  - CAPEX total acumulado estimado ≈ 150 Millones
  - VSS abastecidas ≈ 4.000 VSS
  - Ratio CAPEX/VSS ≈ 37.500

Resumen de funcionalidades y evolución potencial

En síntesis, el modelo desarrollado en la Actividad 4 demuestra su capacidad como herramienta integral de apoyo a la toma de decisiones, al transformar datos geográficos e hidrológicos en indicadores de priorización directamente aplicables a la planificación energética territorial. La integración de filtros técnicos, ambientales y económicos en un flujo automatizado permite reducir significativamente la incertidumbre en etapas tempranas de evaluación, orientando la inversión hacia los sitios con mayor potencial de impacto. La interfaz geoespacial interactiva, combinada con las funcionalidades de priorización, análisis multiescenario y exportación de datos, garantiza que los resultados sean accesibles, replicables y directamente integrables en

los procesos institucionales de la UPME. Asimismo, la parametrización del modelo permite su actualización continua ante cambios en costos unitarios, eficiencias tecnológicas o criterios de priorización, asegurando su vigencia como instrumento de planificación a largo plazo.

En un contexto más amplio, este modelo constituye una pieza complementaria de gran valor para los instrumentos de planificación energética que la UPME ya tiene en desarrollo, como el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura (PIEC). La articulación entre ambas herramientas permitiría a la UPME avanzar hacia una planificación más integral de la electrificación rural, posibilitando la comparación directa del potencial hidroeléctrico de pequeña escala con otras fuentes de generación, como solar fotovoltaica, eólica o híbridas, bajo criterios homogéneos de costo-beneficio social. Esta capacidad comparativa resulta fundamental para la asignación eficiente de recursos públicos, ya que permite evaluar, para cada territorio específico, cuál es la alternativa tecnológica que maximiza el impacto de la inversión en función de las condiciones locales.

Adicionalmente, el modelo presenta un potencial significativo de ampliación mediante la incorporación de nuevas variables que enriquecerían la capacidad de análisis y priorización. Entre las líneas de desarrollo futuro más relevantes destaca la integración de variables sociales en el sistema de ranking, tales como índices de pobreza multidimensional, necesidades básicas insatisfechas o indicadores de vulnerabilidad territorial, que permitirían priorizar no solo por eficiencia económica sino también por urgencia social, dirigiendo la inversión preferentemente hacia las comunidades con mayores carencias. Asimismo, podrían incorporarse variables como la distancia a centros de salud y educativos, la presencia de comunidades étnicas con protección especial, indicadores de conflicto armado o desplazamiento, y la existencia de proyectos productivos que se beneficiarían de la electrificación. La arquitectura modular y parametrizable del modelo facilita estas ampliaciones sin requerir una reconstrucción de su lógica base, lo que refuerza su valor como herramienta evolutiva capaz de adaptarse a las prioridades cambiantes de la política pública de electrificación rural en Colombia.

Para un mayor nivel de detalle sobre el modelo, incluyendo la descripción del código, el manual de usuario y las instrucciones para descargar y ejecutar la herramienta, se adjuntan los siguientes documentos entregados en la Actividad 4.

7. Conclusiones, hallazgos y recomendaciones del estudio

El desarrollo del presente proyecto ha permitido construir una visión integral y aplicada del potencial hidroeléctrico de pequeña escala en Colombia, abordando de manera articulada dimensiones tecnológicas, técnicas, económicas, regulatorias, financieras y de planificación territorial. La integración progresiva de las distintas actividades ha permitido no solo identificar oportunidades concretas para la electrificación rural mediante Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH), sino también comprender los factores estructurales que condicionan su viabilidad real en las Zonas No Interconectadas (ZNI).

Principales hallazgos

Uno de los resultados más relevantes del estudio es la confirmación de que Colombia dispone de un potencial hidroeléctrico significativo a pequeña escala capaz de contribuir de manera efectiva a la electrificación rural sostenible. Sin embargo, el análisis demuestra que la materialización de este potencial no depende exclusivamente de la disponibilidad del recurso hídrico ni del desempeño tecnológico, sino de la interacción entre variables técnicas, logísticas, institucionales y financieras que actúan de forma sistémica.

Desde el punto de vista tecnológico, el benchmark realizado evidenció que las soluciones más adecuadas para contextos rurales aislados no son necesariamente las de mayor eficiencia hidráulica, sino aquellas que equilibran simplicidad mecánica, modularidad, facilidad de transporte, mantenimiento estandarizado y disponibilidad de repuestos. Tecnologías como PAT y Crossflow destacan especialmente por su compatibilidad con las condiciones reales de operación en ZNI, donde el acceso limitado, la disponibilidad reducida de personal especializado y las restricciones logísticas influyen directamente en la sostenibilidad operativa.

El análisis técnico-económico confirmó que el dimensionamiento de proyectos PCH en territorios aislados debe incorporar desde fases tempranas variables territoriales y logísticas. Factores como transporte multimodal, accesibilidad y dispersión poblacional pueden tener un impacto decisivo en los costos totales, superando en algunos casos el peso relativo de componentes electromecánicos. Este hallazgo refuerza la necesidad de metodologías de dimensionamiento adaptadas al contexto y no basadas exclusivamente en parámetros hidráulicos tradicionales.

Desde la perspectiva regulatoria y financiera, el estudio evidencia que las principales barreras no derivan de vacíos legales ni de la ausencia de instrumentos financieros. Colombia cuenta con un marco jurídico amplio y múltiples mecanismos de financiamiento e incentivos; sin embargo, la estructura procedimental vigente opera como un sistema acumulativo que introduce cargas desproporcionadas para proyectos de pequeña escala. La secuencialidad de trámites, la fragmentación institucional y la necesidad de alcanzar altos niveles de madurez técnica antes de acceder a financiamiento trasladan el riesgo de la fase de preinversión al desarrollador, limitando la participación de actores locales y reduciendo la bancabilidad de proyectos en ZNI.

Finalmente, el desarrollo del modelo geoespacial integrador representa uno de los aportes más relevantes del proyecto, al transformar análisis complejos en una herramienta operativa que permite identificar, evaluar y priorizar oportunidades hidroeléctricas bajo criterios técnicos,

económicos y sociales. Esta integración demuestra el valor de combinar análisis geoespacial, dimensionamiento técnico y evaluación económica dentro de un entorno automatizado que reduce incertidumbre y fortalece la toma de decisiones basada en datos.

Lecciones aprendidas

El proyecto ha permitido extraer aprendizajes clave para el desarrollo de soluciones energéticas descentralizadas en territorios aislados. En primer lugar, la viabilidad real de proyectos de pequeña escala depende menos de la disponibilidad tecnológica y más de la adaptación contextual de las soluciones. La selección tecnológica debe considerar variables logísticas, operativas y socio-territoriales desde el inicio del diseño.

En segundo lugar, la planificación energética en ZNI requiere integrar indicadores de impacto social dentro del análisis técnico. La incorporación del número de viviendas potencialmente abastecidas como criterio central de priorización demuestra la importancia de vincular el potencial energético con el beneficio social directo.

Asimismo, el análisis normativo confirma que la existencia de políticas públicas favorables no garantiza resultados efectivos si los procedimientos administrativos no incorporan criterios de proporcionalidad y simplificación. La eficiencia regulatoria emerge como un factor determinante para desbloquear el desarrollo de proyectos descentralizados.

Por último, el desarrollo del modelo evidencia el valor estratégico de herramientas digitales que traduzcan análisis técnicos complejos en interfaces accesibles para usuarios institucionales, permitiendo pasar de diagnósticos conceptuales a procesos operativos de planificación.

Recomendaciones estratégicas

A partir del análisis integrado del proyecto, se recomienda avanzar hacia un enfoque de electrificación rural basado en la alineación entre tecnología, regulación, financiamiento y planificación territorial.

En el ámbito tecnológico, se sugiere priorizar soluciones modulares y robustas adaptadas a las condiciones operativas de las ZNI, así como fomentar el desarrollo de capacidades locales para mantenimiento y operación.

Desde el punto de vista regulatorio e institucional, resulta fundamental avanzar hacia un régimen diferencial efectivo para proyectos de pequeña escala, basado en principios de proporcionalidad normativa, simplificación administrativa y coordinación interinstitucional que reduzca tiempos e incertidumbre.

En el ámbito financiero, se recomienda fortalecer instrumentos de preinversión y esquemas de reparto de riesgos que permitan reducir las barreras de entrada para actores locales, así como desarrollar modelos financieros estandarizados que faciliten la evaluación por parte de entidades financiadoras.

Finalmente, se recomienda integrar el modelo desarrollado dentro de los procesos institucionales de planificación energética, utilizándolo como herramienta base para priorización de inversiones y actualización continua de información territorial y técnica.

Conclusión general

El proyecto demuestra que la pequeña hidroenergía representa una oportunidad tangible para avanzar en el cierre de la brecha histórica de acceso a la energía en las Zonas No Interconectadas. No obstante, su despliegue exitoso requiere superar enfoques sectoriales aislados y avanzar hacia un modelo integral que combine selección tecnológica contextualizada, metodologías de dimensionamiento adaptadas al territorio, ajustes regulatorios proporcionales y estructuras financieras alineadas con la realidad operativa de proyectos de pequeña escala.

Más allá de la identificación de potencial hidroeléctrico, el principal valor del estudio reside en haber articulado conocimiento técnico, análisis regulatorio y modelación geoespacial en una herramienta práctica para la toma de decisiones, contribuyendo a una planificación energética más eficiente, territorialmente inclusiva y sostenible.

Fuentes de información

A continuación, se presentan las referencias utilizadas para la elaboración de los distintos informes que componen el estudio. Adicionalmente, parte de los conceptos, análisis y resultados se sustentan en la experiencia técnica y el conocimiento especializado del equipo responsable del desarrollo del proyecto.

Núm	Referencia
Actividad 0: Informe de arranque	
1	Caracterización Energética de las ZNI - IPSE-CNM
2	Atlas_p73-100.pdf
3	Atlas_p101-127.pdf
4	https://www.caf.com/media/4666612/impacto-caf-electrificacion-sostenible-informe-completo.pdf
5	https://doi.org/10.24850/j-tyca-2018-03-08.
6	https://doi.org/10.1016/j.esd.2023.101370
7	https://doi.org/10.47176/jafm.18.3.2802
8	https://doi.org/10.1016/B978-0-323-91757-5.00006-3
Actividad 1: Investigación y análisis tecnológico	
1	https://www.engineeringtoolbox.com/specific-speed-pump-fan-d_637.html
2	https://www.researchgate.net/figure/Summary-cost-equations-for-electromechanical-equipment-developed-by-Giovanna-14-Turbine_tbl1_330021634
3	https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/bulb-turbines
4	https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2352152X19302750
5	Turbine Efficiency Curves | Download Scientific Diagram
6	Bulb Turbines - an overview | ScienceDirect Topics / Deriaz pump-turbine for pumped hydro energy storage and micro applications - ScienceDirect
7	Download Scientific Diagram
8	www.newenergycorp.ca
9	www.idenergie.ca
10	www.gkinetic.ie
11	https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.057
12	https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.02.017
13	https://doi.org/10.1016/j.esd.2020.08.003
14	https://doi.org/10.1016/j.esd.2010.09.004
15	https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.037
16	https://doi.org/10.1002/er.4529
17	https://doi.org/10.1016/j.esd.2021.05.005
18	https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.047
19	https://doi.org/10.17159/wsa/2019.v45.i3.6740
20	https://www.energy.gov/articles/us-department-energy-announces-35-million-funding-hydrokinetic-turbine-development
21	https://www.uaf.edu/acep/
22	https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.08.027
23	IPSE – CNM - Caracterización Energética de las ZNI
24	Geografía infinita, articulo: El clima de Colombia a través de los mapas
Actividad 2: Metodología de dimensionamiento y costos del sistema	
1	Grupo Elemental SAS. Datos obtenidos del desarrollo de ingeniería e interventoría del proyecto hidroeléctrico Barrancas

Tech for
impact

indracompany.com

MINSAIT