

# Las Pequeñas Centrales Hidráulicas (PCHs) como potenciadoras de proyectos de Hidrógeno Renovable en Colombia.

Néstor Enrique Niño Herrera.  
Camilo Andrés Micán Rincón.  
Diego Fernando Manotas Duque.  
Universidad del Valle.

## Resumen

Las Pequeñas Centrales Hidráulicas (PCHs) hacen parte de las denominadas Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), según la Ley colombiana 1715 de 2014, junto a las energías eólica, solar, geotérmica y mareomotriz. El futuro energético del país contempla un fuerte desarrollo de las FNCER en las próximas décadas. Sin embargo no se ha visibilizado el promisorio potencial de generación hídrica de las PCHs, que permitiría en el corto y mediano plazo apalancar el desarrollo energético asociado a la producción de H<sub>2</sub> renovable.

## Objetivo

Destacar las ventajas de las PCHs como fuentes renovables de energía vinculada que favorecen el desarrollo de proyectos de H<sub>2</sub> renovable en Colombia.

## Introducción

### Crecimiento mundial del consumo de energía

La energía es considerada un aspecto central de crecimiento y desarrollo de los países, favorece la inversión, la innovación y el surgimiento de nuevas industrias que impulsan el empleo y el crecimiento económico y materializa los principios de sostenibilidad, en la medida que se desarrolle la transición energética hacia energías renovables que permitan la reducción del uso de combustibles fósiles. [1].

El Energy Institute reportó para el año 2023 un incremento consolidado mundial del consumo de energía primaria del 2% frente al nivel del año 2022, equivalente al 5% frente al reportado en 2019 (Nivel pre-pandemia COVID), los

combustibles fósiles representan el 81.5% del total y las energías renovables el 14.6% [2]. Ver Fig 1 y Fig 2.

Las energías renovables representaron el 43% de la capacidad eléctrica instalada mundial a final de 2023 [3].

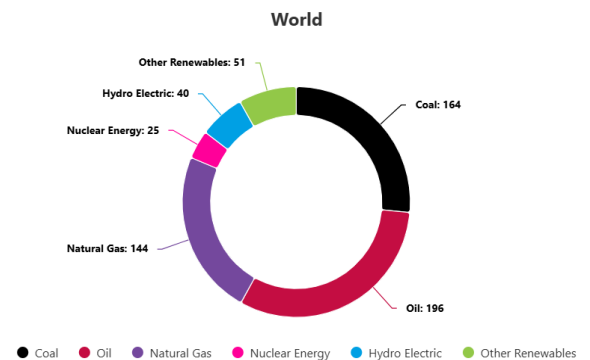


Fig 1. Consumo energético mundial equivalente 2023. Fuente [2].

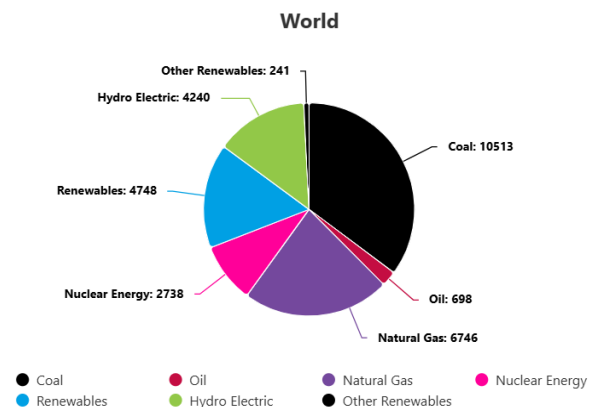


Fig 2. Generación eléctrica mundial 2023. Fuente [2].

## Transición energética

En el proceso de desarrollo tecnológico de la humanidad se han dado varias transiciones

energéticas tal como lo fue el paso de la madera al carbón en el siglo XIX y del carbón al petróleo en el siglo XX. En la actualidad se plantea la necesidad urgente de efectuar otra transición energética con ocasión del calentamiento global y sus consecuencias en el cambio climático causado por la emisión de gases de efecto invernadero hacia la atmósfera. El Dióxido de Carbono es el principal actor y procede en gran parte de las cadenas del sector energético, industrial y de transporte.

Esta nueva transición energética plantea la búsqueda de la “descarbonización” de los sistemas energéticos e industriales a través de diversos mecanismos que logren bajas o cero emisiones de carbono. En este sentido, en el sector energético e industrial ingresan las fuentes de energías renovables (Solar, eólica, hidráulica, geotérmica, marina y biomasa) [4] e H<sub>2</sub> [5] como alternativas que benefician tanto al ecosistema humano en relación al clima como a la economía y a la sociedad en su conjunto, al promover el uso eficiente de los recursos naturales.

Los desarrollos en fuentes de energía renovable en los últimos años han evidenciado reducción de costos especialmente en la energía solar fotovoltaica y la energía eólica onshore, así como una mejor eficiencia energética y una mayor optimización de los procesos industriales.

La meta global para todos los sectores industriales es reducir las emisiones de carbón en un 45% para 2030 y lograr un cero neto para 2050 [6], Colombia por su parte tiene una meta del 51% para 2030 [7]. La generación renovable se proyecta al rango del 65-80% de la mezcla global para 2050, con crecimientos notables en energía solar y eólica[8]. Sin embargo los mercados de energía globales evidencian gran volatilidad e incertidumbre debido principalmente al aumento de las tensiones geopolíticas y al incremento de la demanda siendo factores adversos al logro de las metas.

## Energías Renovables

La principal fuente de Energía Renovable con la que cuenta Colombia es la Hidroeléctrica, a ella se le suman según las definiciones establecidas en la ley 1715 de 2014 las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) y dentro de ellas las FNCER.

Las FNCE se definen como aquellos recursos con los que cuenta el país, que implican sostenibilidad ambiental, tienen disponibilidad a nivel mundial y que aún no son empleados, se utilizan de manera marginal y/o tienen baja comercialización. Atienden a esta definición la energía nuclear o atómica y las FNCER.

Las FNCER se definen como aquellos recursos de energía renovable con los que cuenta el país, que implican sostenibilidad ambiental, tienen disponibilidad a nivel mundial y que aún no son empleados o se utilizan de manera marginal y/o tienen baja comercialización. Corresponden a esta definición la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PCHs) y las energías eólica, solar, geotérmica y mareomotriz [4].

### Producción de Energía en Colombia: Presente y Futuro

Colombia cuenta con una matriz de generación limpia (6° lugar a nivel mundial con 68% de la capacidad instalada proveniente de fuentes renovables de energía) [9]. Ver Fig 3.

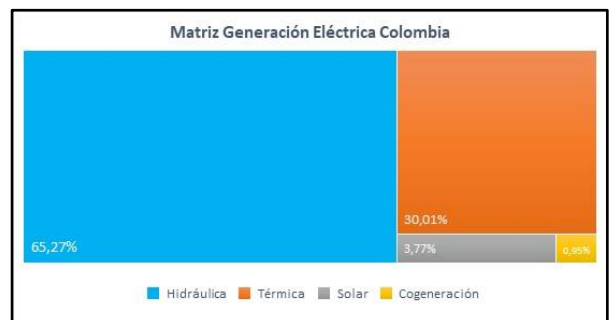


Fig 3. Matriz Generación Eléctrica Colombia. Datos tomados de [10]. Elaboración propia.

Esta se encuentra distribuida a través de cuatro formas principales de generación: Energía hidráulica (13.206,87 MW), térmica (6.072,73 MW), solar (761,93 MW) y cogeneración (192,5 MW), para una capacidad efectiva neta de 20.234,03 MW [10].

El aporte de la energía hidráulica proviene principalmente de las grandes centrales con despacho central (12.237 MW) y el resto con PCHs; la térmica a partir de gas natural, combustibles líquidos y carbón mientras la cogeneración está concentrada en diez proyectos de generación eléctrica a partir de bagazo de caña, asociados al sector azucarero.

El Plan Nacional de Desarrollo establece la ruta de la transición energética para Colombia y propone como meta el ingreso de 2.000 MW de generación eléctrica a través de Fuentes No Convencionales de Energía para el periodo 2022-2026 [11], alineada a la ruta de H<sub>2</sub> y de energía eólica costa afuera, incluyendo también el aprovechamiento del H<sub>2</sub> Blanco (Encontrado en depósitos naturales).

Para el periodo 2023-2027, se estima una adición de capacidad de 13.933 MW (8.851 MW Solar, 2.564 MW eólica, 1.800 MW hidráulica en Hidroitungo, 413 MW generación térmica y 305 MW en PCHs) y 9.935 MW adicionales al finalizar el año 2032.

En la proyección a 2052 se estima diversificar la matriz energética del 7% al 30% con FNCE en la producción primaria de energía [7].

### Crecimiento oferta de energía en Colombia

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) presenta un estimado de crecimiento promedio anual de la oferta de energía eléctrica del 1,7% y un aumento de la participación de la electricidad entre un 37% y un 48% en comparación con el año 2022 [7].

Frente a las proyecciones de capacidad instalada para Colombia partiendo del año base 2022, se tiene para el año 2052 un incremento entre 5,18 a 6,49 veces la capacidad base, con

una clara reconfiguración de la matriz energética actual. Ver Tabla I.

Tabla I. Proyección Capacidad Instalada [GW]

Tipo Energía	2022	2032	2042	2042	2052	2052
			Lim.Inf.	Lim.Sup.	Lim.Inf.	Lim.Sup.
FNCER	0,5				68,5	85,7
Hidráulica	12,5				21,8	29,0
Térmica	5,7				6,0	6,0
Total	18,6	44,4	57,7	73,0	96,4	120,8

Nota. Datos tomados de [7]. Elaboración Propia.

El detalle proyectado de FNCER corresponde a Energía Solar entre 24,094 a 32 GW, eólica costa fuera entre 10,038 a 18 GW, eólica onshore 30 GW en ambos escenarios, nuclear 1,8 GW en ambos escenarios y geotérmica y otras entre 2,605 a 3,937 GW. Con estos escenarios se espera suplir la demanda de energía para atender los requerimientos de la industria del H<sub>2</sub> de 18 GW para 2052 [12]. Ver Fig 4 y Fig 5.



Fig 4. Generación Eléctrica 2052 Lím. Inf. Datos tomados de [12]. Elaboración propia.



Fig 5. Generación Eléctrica 2052 Lím. Sup. Datos tomados de [12]. Elaboración propia.

## PCHs en Colombia

Las PCHs en Colombia están definidas por su capacidad de generación entre un límite inferior de 0,5 MW y superior de 20 MW. Sin embargo existen otras categorías: Pico (0,5 a 5 kW), Micro (5-50 kW), Mini (50-500 kW) [13]. Actualmente el país cuenta con: 932,34 MW de Capacidad Instalada a través de 122 PCHs distribuidas en 14 Departamentos [14] y 4.785 MW de Capacidad Potencial referido en el Atlas Potencial Hidroenergético de Colombia [15].

De las PCHs en operación el 24,59% tiene una capacidad instalada entre 15 a 20 MW, ver Fig 6 y en los departamentos de Antioquia, Cundinamarca, Valle del Cauca y Santander se concentra el 79,72% de la capacidad total instalada. Ver Fig 7 y Fig 8.

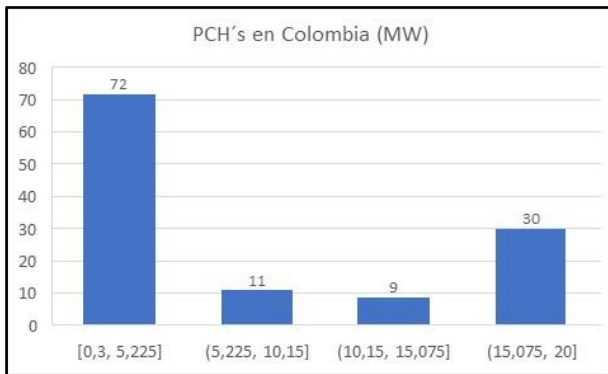


Fig 6. Cantidad y Rangos de Potencia PCHs. Datos tomados de [10]. Elaboración propia.

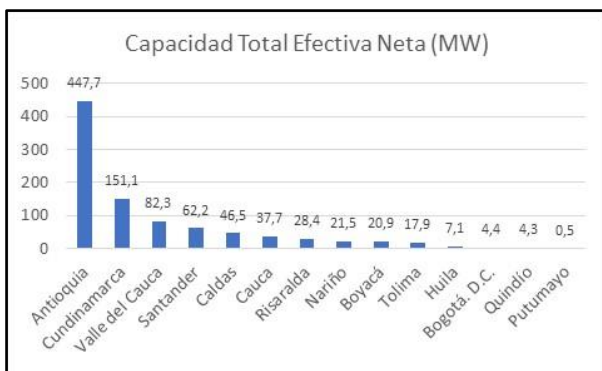


Fig 7. Capacidad Total PCHs por departamento. Datos tomados de [10]. Elaboración propia.

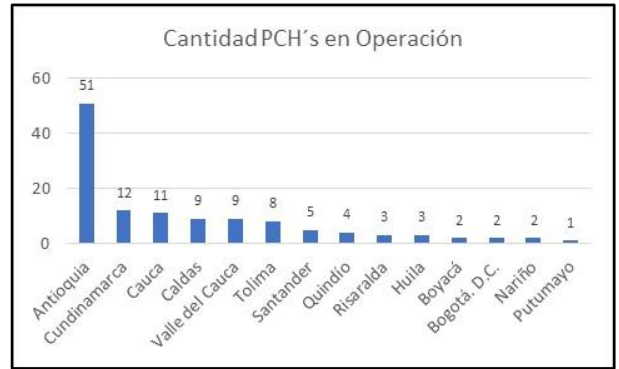


Fig 8. PCHs Operando por departamento. Datos tomados de [10]. Elaboración propia.

Colombia cuenta con un potencial de generación hídrica de 4,78 GW a partir de PCHs y 51,24 GW a partir de plantas mayores a 20 MW. Ver Fig 9.

Área hidrográfica	Tipo de Central					
	Pico	Micro	Mini	Pequeñas	Grandes	
					20 - 40 MW	> 40 MW
Amazonas	285	2.799	26.948	903.311	1.518.300	9.522.541
Caribe	210	1.935	16.843	436.476	749.309	2.922.066
Magdalena-Cauca	514	5.229	47.567	1.646.204	2.808.652	17.713.622
Orinoco	360	3.599	35.789	1.230.958	2.205.013	10.227.236
Pacífico	165	1.647	15.984	568.657	831.949	2.743.598
Total por tipo de central	1.533	15.209	143.132	4.785.606	8.113.222	43.129.063

Fig 9. Potencial Centrales Hidráulicas en Colombia [kW]. Tomado de [15]. Nota. El área hidrográfica Magdalena-Cauca se identifica también como Región Andina.

En la actualidad hay 163 proyectos de PCHs registrados entre 10 y 20 MW en la UPME con corte al 31 de Diciembre de 2024: 111 en fase 1, 42 en fase 2 y 10 en fase 3. Ubicados en Antioquia (56), Caldas (19), Risaralda y Tolima (15) c/u, Santander (15), Cauca (11), Norte de Santander (7), Huila (6), Boyacá y Arauca (4) c/u, Cundinamarca (3), Valle del Cauca y Quindío (2) c/u y Casanare, Magdalena, Córdoba y Chocó (1) c/u [16].

### Aspectos favorables asociados a PCHs:

La condición geográfica e hidrológica es favorable, con una alta capacidad potencial disponible identificada para proyectos (4.78

GW), que a su vez permite la diversificación y descentralización de los recursos de generación del país [15].

Es una tecnología robusta con periodos de vida útil superiores a 50 años (considerando que la vida promedio utilizada en proyectos está alrededor de 30 años) [17].

Es la tecnología limpia de más alto grado de madurez, que junto a la biomasa son las de menor riesgo específico dentro de un portafolio energético, con Latinoamérica teniendo un riesgo medio en el mercado de renovables frente a África y Europa [18].

Permiten el uso de diferentes tecnologías de turbinas en consideración del flujo y altura disponibles (cabeza) [19].

Presentan menores costos de inversión por kW instalado y menores costos de operación y mantenimiento comparado con otras tecnologías [20].

Se considera una de las tecnologías más económicas frente a costos de generación [21].

Aventaja a las energías eólica y solar con una alta eficiencia de conversión (70-90%), superando además a las plantas térmicas y de manera similar con un mayor factor de capacidad (normalmente 40-50%) frente a menos del 10% para energía solar y alrededor del 25-30% para la energía eólica terrestre.

Otras ventajas son su alto nivel de previsibilidad dependiendo de los patrones de precipitaciones anuales y su tasa de cambio lenta. En cuanto a la potencia de salida esta varía gradualmente de un día a otro (y no de un minuto a otro)

Favorecen la generación continua 24 horas, siendo menos intermitente que las energías eólica y solar [22].

Permiten procedimientos de entrada en operación y tiempos más cortos frente a otro tipo de proyectos [23].

Su ubicación más cercana de los centros de consumo favorece una reducción de pérdidas con impacto en los costos.

Se cuenta con experiencia en ingeniería, construcción, operación y mantenimiento de este tipo de plantas en Colombia (ejemplo PCH Rio Cali, 1,8 MW, a filo de agua, entrada en operación enero de 1925).

Evidencian menores dificultades prediales y medioambientales comparados con las demás energías renovables [19], siendo la menos intrusiva de todas estas, dado que no modifica significativamente las características físico-químicas del agua, ni la flora y fauna asociada si no interrumpen la movilidad natural de los peces, ni retienen grandes volúmenes de sedimentos [21].

Cuentan con una regulación específica para generación a través de plantas menores de 20MW [24] y la posibilidad de entrega de excedentes a la red.

Presentan incentivos a la inversión (deducción 50% inversión en renta por 15 años), exclusión del IVA de bienes y servicios asociados a la inversión, exención aranceles importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos asociados, depreciación acelerada maquinaria, equipos y obras civiles para reinversión, inversión y operación (<33.33% anual), vigencia incentivos tributarios y arancelarios por 30 años hasta el 1 de julio de 2051, Ley de Transición Energética [5].

El desarrollo de este tipo de proyectos tiene un impacto social favorable por la creación de puestos de trabajo y en la distribución de ingresos en las comunidades aportando a la reactivación económica [23].

Frente a la producción de energía:

La no devolución del Costo Equivalente Real de Energía (CERE) ha terminado siendo un estímulo regulatorio que ha atraído inversionistas a este sector.

Al estar conectadas a menores niveles de tensión, reducen la necesidad de expansión de la infraestructura de transmisión y las pérdidas eléctricas, mejorando la calidad del servicio y la estabilidad de la red.

Como Plantas No Despachadas Centralmente (PNDC) facilitan la entrada de nuevos agentes al mercado, permitiendo la libre competencia [23].

#### Aspectos desfavorables asociados a PCHs:

Las variaciones estacionales severas y la tendencia a reducir la dependencia de la energía hidráulica para reducir el riesgo asociado [17].

Preferencia por las energías solar y eólica a pesar de sus bajos valores de servicio, incluso en Zonas No Interconectadas (ZNI).

Déficit de inversión en I&D de este tipo de proyectos persistente en el tiempo [25].

Sensación de debilidad institucional del estado y de inestabilidad regulatoria frente a este tipo de iniciativas [23].

Obstáculos en las negociaciones con las comunidades

La sobrevaloración en los precios de algunas zonas rurales.

#### Hidrógeno

Es un gas combustible que se oxida en presencia de oxígeno; es considerado como el portador ideal de energía limpia ya que no produce emisiones de CO<sub>2</sub> durante su combustión y no se asocian emisiones de CO<sub>2</sub> durante su producción si la energía requerida proviene de fuentes renovables. Dado que no es un recurso energético que se encuentre fácilmente aislado en la naturaleza, es necesario producirlo a partir de diferentes energías primarias. Ver Fig 10.

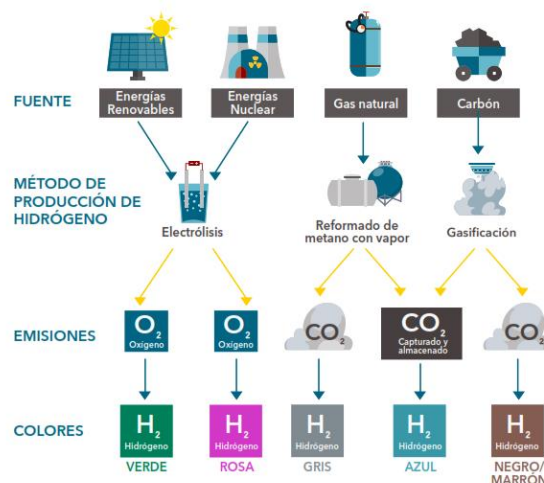


Fig 10. Tipos de H<sub>2</sub> por método de producción. Fuente [26].

#### Hidrógeno Renovable o Verde

Es el H<sub>2</sub> producido a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). También se considera en esta categoría el producido con energía eléctrica tomada del Sistema Interconectado Nacional (SIN), sólo si la energía autogenerada con FNCER y entregada al SIN sea igual o superior a la energía tomada del SIN [27].

#### Mercado de Hidrógeno

El H<sub>2</sub> resulta interesante como vector energético, ya que opera como medio para almacenar y transportar energía, cualidad que puede proporcionar estabilidad y flexibilidad a los sistemas de energía, le favorece su capacidad para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en sectores como el transporte de larga distancia y la industria pesada, que tienen pocas alternativas de sustitución de los combustibles fósiles.

Sus aplicaciones pueden ser directas si se maneja en su forma comprimida o licuada en diferentes procesos industriales, para la producción de amoníaco (Al mezclarlo con nitrógeno) o en la producción de gas natural sintético, propileno y/o etileno, metanol u otros combustibles sintéticos (Al mezclarlo con

CO<sub>2</sub>) o indirectas como sistema alternativo de almacenamiento de energía para uso posterior.

Se estima que su importancia en el mercado energético será relativamente alta entre 2035 [28] y 2040 [29] por la reducción esperada en los costos de producción y la entrada en operación de la infraestructura logística necesaria.

### Producción de Hidrógeno

Es posible producir H<sub>2</sub> a través de diversos métodos físico-químicos a partir del gas natural u otros hidrocarburos, del monóxido de carbono, del carbón, por medios biológicos (algas), electrólisis del agua, por reacciones químicas y reacciones termoquímicas entre otras.

El método más común y más desarrollado a nivel industrial es la electrólisis, aunque se está desarrollando con fuerza la electrólisis a alta temperatura que resulta en un proceso más eficiente. En este proceso se utiliza una corriente eléctrica para activar una reacción no espontánea que genera que los dos elementos componentes del agua (H<sub>2</sub> y Oxígeno) se separen dentro de una celda electrolítica. Ver Fig 11.

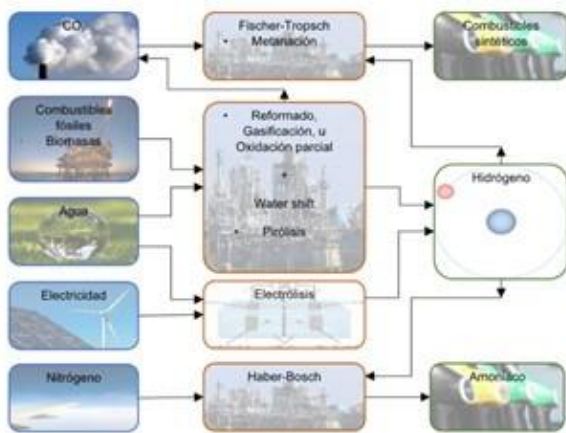


Fig 11. Cadena de Valor del H<sub>2</sub>. Fuente [29].

Actualmente los electrolizadores más usados se clasifican en los grupos de tecnología según el medio donde ocurre la reacción: Alcalinos y PEM, en los primeros se utiliza una solución

electrolítica líquida además del agua y la reacción ocurre en una celda que cuenta con un ánodo, un cátodo y una membrana; en el segundo tipo se utiliza una membrana de intercambio de protones y un electrolito polimérico sólido; al pasar corriente por la celda y separarse el H<sub>2</sub> del oxígeno del agua, los protones de H<sub>2</sub> pasan a través de la membrana para formar el gas H<sub>2</sub> del lado del cátodo. En la actualidad todos ellos manejan un consumo promedio de energía entre 50 y 55 kWh/kg H<sub>2</sub> producido [30].

Los retos que enfrenta la producción de H<sub>2</sub>: La continua reducción de costos, la eficiencia energética, el manejo de altos volúmenes, la infraestructura requerida, la seguridad, el desarrollo de los mercados, el estado de la I&D y los habilitantes ambientales [26].

### Hubs de Hidrógeno en Colombia

Como complemento a la hoja de ruta del H<sub>2</sub> para Colombia, el Ministerio de Minas y Energía en el año 2023 presentó los 6 hubs identificados de H<sub>2</sub> verde y Potencial Power to X (PtX) localizados en la Guajira, Barranquilla, Cartagena, Antioquia, Manizales y Valle del Cauca, en atención a la calificación frente a cuatro parámetros: Potencial frente a la oferta de H<sub>2</sub>, Demanda local de H<sub>2</sub>, Infraestructura de almacenamiento y transporte y Marco regulatorio y de fomento; en todos los Hubs se identifica potencial energético solar, eólico y biomasa asociado y sólo en los Hubs del interior del país se adiciona la consideración de PCHs: Valle del Cauca (7 proyectos de 19,5 a 20 MW y 6 proyectos de 15,0 a 19,0 MW), Manizales (5 proyectos de 19,0 a 20 MW) y Antioquia (14 proyectos para un total de 261 MW) [31].

En este último hub se determina que a partir de PCHs se puede obtener un factor de utilización del electrolizador del 80%, con un Costo Nivelado de Producción de H<sub>2</sub> (LCOH) de 3,7 USD/kg H<sub>2</sub>, mientras que con energía solar el factor de utilización del electrolizador sería del 42% con un LCOH de 6,58 USD/kg H<sub>2</sub>.

El Costo Nivelado de Producción de H<sub>2</sub> establecido para 2022 y estimado a 2050 se presenta en la Tabla III.

Tabla III. Proyecciones LCOH Colombia

LCOH	Energía	2022	2050
Guajira	Eólica	2,58	0,96
	Solar	5,51	0,76
Atlántico	Eólica	3,33	1,31
	Solar	6,51	0,89
Otros Hubs	Solar		<1

Nota. Datos tomados de [31]. Elaboración Propia.

Estos valores de conseguirse representan escenarios competitivos frente al panorama mundial que proyecta cifras menores a 2 US\$/Kg para 2030 y una tendencia de reducción permanente frente al año 2050 [30].

La reducción de los costos de producción de H<sub>2</sub> está asociada a dos factores fundamentales: Costo de los electrolizadores como una función del desarrollo y madurez tecnológica con mejores eficiencias y costo competitivo de la energía renovable utilizada, por ello la importancia de las PCHs en el portafolio de opciones. En las exportaciones impactan adicionalmente los costos de transporte asociados.

#### Proyecciones producción de H<sub>2</sub> en Colombia

Las estimaciones de demanda potencial para exportación buscan cubrir el 3% de la demanda de importación de H<sub>2</sub> de Alemania, Corea del Sur y Japón, corresponden a las señaladas en la Tabla IV.

Tabla IV. Proyecciones Producción y Exportación H<sub>2</sub> de Colombia

Demanda Mt	2030	2040	2050
Nacional <sup>a</sup>	0,3	2,4	6,5
Internacional <sup>b</sup>	0,18	0,9	1,8
Total	0,48	3,3	8,3

Notas. Datos tomados de [31]. Elaboración Propia.

a Mayor estimación demanda derivados de H<sub>2</sub> Verde.

b 3% de la demanda estimada de Alemania, Corea del Sur y Japón.

Acorde a las proyecciones anteriores se efectúan las estimaciones de capacidad de electrólisis requerida en la Tabla V.

Tabla V. Capacidad electrólisis requerida para cubrir la demanda potencial de H<sub>2</sub>

Demanda GW	2030	2040	2050
Nacional <sup>a</sup>	3,0	24,3	65,8
Internacional <sup>b</sup>	1,8	9,1	18,2
Total	4,9	33,4	84,1

Puede observarse que los valores requeridos de energía dedicada a electrólisis pueden cumplirse en el corto y mediano plazo al impulsar el desarrollo de las PCHs. Ver también la Fig 9.

#### Conclusiones

Se ha encontrado una ponderación favorable de ventajas para vincular las PCHs a proyectos de H<sub>2</sub> que permiten su consideración dentro del portafolio de fuentes de energía renovables requeridas.

La producción de H<sub>2</sub> tanto para consumo interno y de exportación, se visualiza como una oportunidad de desarrollo sostenible y competitividad para Colombia, ligada con las fuentes de energías renovables, donde las PCHs pueden jugar un rol protagónico.

Al aprovechar el uso del potencial energético de las PCHs en la producción de H<sub>2</sub> verde, se optimizan recursos, favoreciendo el desarrollo económico y social con mínimo impacto ambiental mientras se aprovechan y preservan los recursos naturales y se contribuye a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero

Con las PCHs se impulsa el desarrollo de otra opción de proyectos de H<sub>2</sub> renovable que puede



ser adoptado por diversos inversores, empresas y modelos de negocio.

Con la implementación de este tipo de proyectos se favorece el desarrollo económico local y regional mediante la creación de empleos y el requerimiento de bienes y servicios asociados.

La inclusión de PCHs en proyectos de H<sub>2</sub> permite la generación de conocimiento aplicado a problemas locales y nacionales, que favorece el desarrollo regional y del país en diversos ámbitos.

Se requiere desarrollar mayor I&D sobre proyectos de H<sub>2</sub> renovable vinculados a PCHs que consideren las particularidades y sus riesgos específicos en áreas tecnológicas, operacionales, económicas y financieras.

Resulta importante el desarrollo y aplicación de políticas y regulaciones que aseguren un entorno favorable para la producción de H<sub>2</sub> renovable en general y de energía vinculada, a través de PCHs en particular.

#### Bibliografía

- [1] World Bank, “World Bank.” Accessed: Jun. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.bancomundial.org/es/topic/energy/overview#1>
- [2] Energy Institute, “Statistical Review of World Energy,” 2024.
- [3] IRENA, *Renewable Capacity Statistics 2024*. 2024. [Online]. Available: [www.irena.org](http://www.irena.org)
- [4] Congreso de la República de Colombia, *Ley 1715*. Bogotá, Colombia: Función Pública, 2014, pp. 1–17. Accessed: Jan. 22, 2025. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>
- [5] Congreso de la República de Colombia, *Ley 2099*. Bogotá, Colombia: Función Pública, 2021, pp. 1–11. Accessed: Jan. 22, 2025. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=166326>
- [6] Naciones Unidas, “Acción por el clima/COP26: Juntos por el planeta.” Accessed: May 29, 2024. [Online]. Available: <https://www.un.org/es/climatechange/cop26>
- [7] Ministerio de Minas y Energía and UPME, “Actualización Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052. Tomo 1,” Bogotá D.C., Mar. 2024. Accessed: Jan. 22, 2025. [Online]. Available: [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN\\_2022\\_2052/PEN\\_2022\\_2052\\_Tomo1\\_VF.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2022_2052/PEN_2022_2052_Tomo1_VF.pdf)
- [8] McKinsey & Company, “Global Energy Perspective 2024,” Sep. 2024.
- [9] ACOLGEN, “Capacidad Instalada en Colombia.” Accessed: May 29, 2024. [Online]. Available: <https://acolgen.org.co/>
- [10] UPME, “Capacidad efectiva por tipo de Generación,” Bogotá, May 2024. Accessed: May 29, 2024. [Online]. Available: <https://paratec.xml.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>
- [11] DNP, “Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026,” Bogotá, May 2023. Accessed: Jan. 22, 2025. [Online]. Available: <https://www.dnp.gov.co/plan-nacional-desarrollo/pnd-2022-2026>

- [12] Ministerio de Minas y Energía and UPME, “Actualización Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052. Tomo 2,” Bogotá D.C., Mar. 2024. Accessed: Jan. 22, 2025. [Online]. Available: [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN\\_2022\\_2052/PEN\\_2022\\_2052\\_Tomo2\\_VF.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2022_2052/PEN_2022_2052_Tomo2_VF.pdf)
- [13] UPME, “Atlas Potencial Hidroenergético de Colombia. Capítulo 1. Hidroenergía.” Bogotá, 2015. Accessed: Jan. 22, 2025. [Online]. Available: [https://www1.upme.gov.co/Energia\\_electrica/Atlas/Atlas\\_p25-36.pdf](https://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Atlas/Atlas_p25-36.pdf)
- [14] XM, “Plantas menores,” Bogotá, May 2024. Accessed: Jan. 22, 2025. [Online]. Available: <https://paratec.xm.com.co/paratec/Siteweb/generacion.aspx?q=lista>
- [15] UPME, “Atlas Potencial Hidroenergético de Colombia. Capítulo 4. Evaluación del Potencial Hidroenergético.” Bogotá, 2015. Accessed: Jan. 22, 2025. [Online]. Available: [https://www1.upme.gov.co/Energia\\_electrica/Atlas/Atlas\\_p73-100.pdf](https://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Atlas/Atlas_p73-100.pdf)
- [16] SIEL, “Informe de registro de proyectos de generación 31 diciembre de 2024,” Bogotá, Dec. 2024. Accessed: Jan. 23, 2025. [Online]. Available: <https://www1.upme.gov.co/siel/Pages/Inscripcion-proyectos-generacion.aspx>
- [17] D. Singh, “Micro Hydro Power Resource Assessment Handbook Asian and Pacific Centre for Transfer of Technology Of the United Nations-Economic and Social Commission for Asia and the Pacific (ESCAP),” Sep. 2009.
- [18] F. Mohamadi, *Introduction to project finance in renewable energy infrastructure: Including public-private investments and non-mature markets*. Springer International Publishing, 2021. doi: 10.1007/978-3-030-68740-3.
- [19] K. Mansour, M. Mezzarobba, M. De Martin, and A. Tassarolo, “A New Turbine-Generator Integrated Concept Design for Screw-Turbine-Based Small Hydropower Plants,” in *2023 International Conference on Clean Electrical Power, ICCEP 2023*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2023, pp. 322–326. doi: 10.1109/ICCEP57914.2023.10247421.
- [20] C. S. Kaunda, C. Z. Kimambo, and T. K. Nielsen, “Potential of Small-Scale Hydropower for Electricity Generation in Sub-Saharan Africa,” *ISRN Renewable Energy*, vol. 2012, pp. 1–15, Aug. 2012, doi: 10.5402/2012/132606.
- [21] X. Álvarez, E. Valero, N. de la Torre-Rodríguez, and C. Acuña-Alonso, “Influence of small hydroelectric power stations on river water quality,” *Water (Switzerland)*, vol. 12, no. 2, Feb. 2020, doi: 10.3390/w12020312.
- [22] O. Paish, “A guide to UK Mini-hydro developments,” Apr. 2024.
- [23] A. Lucio and A. Izquierdo, “Análisis de la participación de las Plantas No Despachadas Centralmente PNDC en el

- Mercado de Energía Mayorista MEM,” pp. 1–125, May 2021.
- [24] CREG, *Resolución 86*. Colombia: Diario Oficial, 1996, pp. 1–4. Accessed: Jan. 22, 2025. [Online]. Available: [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0086\\_1996.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0086_1996.htm)
- [25] UNIDO and ICSHP, “World Small Hydropower Development Report 2022. South America,” Vienna, 2022. Accessed: Jan. 22, 2025. [Online]. Available: [https://www.unido.org/sites/default/files/files/2023-08/SOUTHERN\\_AMERICA\\_2022.pdf](https://www.unido.org/sites/default/files/files/2023-08/SOUTHERN_AMERICA_2022.pdf)
- [26] A. Beleño and C. Rubio, “ESTADO DEL ARTE PARA LA INCORPORACIÓN DEL HIDRÓGENO EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA Y EL USO EFICIENTE DEL GAS Y CARBÓN,” Bogotá D.C., Apr. 2023. Accessed: Jan. 22, 2025. [Online]. Available: <https://www.andeg.org/wp-content/uploads/2023/07/Andeg-ESTADO-DEL-ARTE-PARA-LA-INCORPORACION-DEL-HIDROGENO-EN-LA-GENERACION-DE-ENERGIA-Y-EL-USO-EFICIENTE-DEL-GAS-Y-CARBON-compressed-1-1.pdf?0f7c2b&0f7c2b>
- [27] Congreso de la República de Colombia, *Ley 2294*. Bogotá, Colombia: Función Pública, 2023, pp. 1–158. Accessed: Jan. 22, 2025. [Online]. Available: [https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma\\_pdf.php?i=209510](https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma_pdf.php?i=209510)
- [28] CMQ Consultoría SAS, “Estudio para la implementación de proyectos de producción de hidrógeno verde, a partir de Biomasa y PCH,” Bogotá, Feb. 2024. Accessed: Jan. 22, 2025. [Online]. Available: [https://fenoge.gov.co/documentos-pdf/convocatorias/h2col-higrogeno/3Informe\\_final\\_consultoria.pdf](https://fenoge.gov.co/documentos-pdf/convocatorias/h2col-higrogeno/3Informe_final_consultoria.pdf)
- [29] CREE, “Estudio para la Hoja de Ruta de la Transición Energética Colombia 2050,” 2023. Accessed: Jan. 22, 2025. [Online]. Available: <https://creenergia.org/wp-content/uploads/2023/04/Estudio-Hoja-de-Ruta-TE-2050.pdf>
- [30] World Bank, OECD, Global Infrastructure Facility, and Hydrogen Council, “SCALING HYDROGEN FINANCING FOR DEVELOPMENT,” 2023. Accessed: Jan. 22, 2025. [Online]. Available: [https://www.esmap.org/sites/default/files/2022/2023/H4D/Full\\_Slide\\_deck\\_Scaling%20Hydrogen%20Financing%20for%20Development\\_November17.pdf](https://www.esmap.org/sites/default/files/2022/2023/H4D/Full_Slide_deck_Scaling%20Hydrogen%20Financing%20for%20Development_November17.pdf)
- [31] A. Stuible and A. Gómez Mejía, “Identificación Hubs H2 Verde en Colombia,” Bogotá, 2023. Accessed: Jan. 22, 2025. [Online]. Available: <https://h2lac.org/archivos/identificacion-hubs-h2-verde-en-colombia/>

Néstor Enrique Niño Herrera.

Ingeniero Mecánico Cum Laude Universidad Industrial de Santander (Col), Estudiante Doctorado en Ingeniería, énfasis en Ingeniería Industrial, MBA, Especialista en Finanzas y Marketing Estratégico Universidad del Valle (Col). Certificado como CMQ/OE (ASQ), CPMM y CPE (AFE), CMRP (SMRP), PMP (PMI) y Vibration Analyst Category IV (Vibration Institute). Ha desarrollado diversas labores sobre Gestión de Activos (GA), Mantenimiento, Ingeniería, Proyectos y Manufactura durante más de treinta años en empresas industriales multinacionales en los sectores de petróleo & gas, pulpa & papel, eléctrico, químico y cuidado personal. Actualmente se desempeña como profesor HC de la Universidad del Valle en Evaluación y administración de proyectos y como consultor independiente en GA, Confiabilidad y CBM.

Diego Fernando Manotas Duque

Doctor en Ingeniería, Énfasis Ingeniería Eléctrica, Universidad del Valle, Cali. Magister en Gestión, Énfasis Finanzas Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile. Especialista en Finanzas e Ingeniero Industrial de la Universidad del Valle. Tiene como áreas de interés: Finanzas, Ingeniería Económica, Análisis y Gestión de Riesgo Financiero, Evaluación Financiera de Proyectos, Gestión Financiera de Entidades de Economía Solidaria y la Ingeniería Financiera. Actualmente se desempeña como director de la escuela de Ingeniería Industrial y profesor titular de la Universidad del Valle, es investigador senior de Minciencias y director del grupo de investigación GIFINC-Finanzas Cuantitativas.

Camilo Andrés Micán Rincón

Doctor en Ingeniería Industrial y de Sistemas Universidad de Minho, Portugal. Magister en Ingeniería, énfasis en Ingeniería Industrial e Ingeniero Industrial de la Universidad del Valle, Cali. Tiene como áreas de interés: Gestión de portafolios de proyectos, Gestión organizacional de proyectos con enfoques tradicionales, ágiles e híbridos, Cualificación y cuantificación del riesgo en proyectos y portafolios de proyectos. Actualmente se desempeña como director del programa de Ingeniería Industrial y profesor titular de la Universidad del Valle y es miembro del grupo de investigación GIFINC-Finanzas Cuantitativas.

Autores:

Néstor Enrique Niño Herrera.

Teléfono: a. Residencia 602-5557709

b. Celular 314-8858023

Dirección: a. Residencia Calle 20 No 154-34 C12 Peyares I La Viga-Pance Cali-Valle del Cauca.

b. E. mail [neh@yahoo.com](mailto:neh@yahoo.com) ; [nestor.nino@correounivalle.edu.co](mailto:nestor.nino@correounivalle.edu.co)

c. País Colombia

Camilo Andrés Micán Rincón

Teléfono: a. Oficina 602-3212100 Ext 2454-7007

Dirección: a. Oficina Calle 13 No 100-00 Ciudad Universitaria Meléndez  
Cali-Valle del Cauca.

b. E. mail [camilo.mican@correounivalle.edu.co](mailto:camilo.mican@correounivalle.edu.co)

c. País Colombia

Diego Fernando Manotas Duque

Teléfono: a. Oficina 602-3212100 Ext 2454-7007

Dirección: a. Oficina Calle 13 No 100-00 Ciudad Universitaria Meléndez  
Cali-Valle del Cauca.

b. E. mail [diego.manotas@correounivalle.edu.co](mailto:diego.manotas@correounivalle.edu.co)

c. País Colombia