

CUESTIONARIO

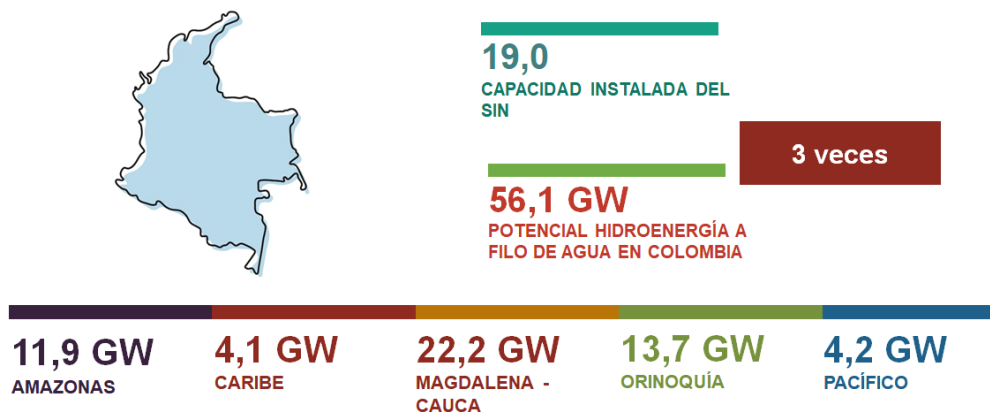
Diario La República

Fecha: Agosto 2023

Preguntas:

¿Cuáles son las regiones con mayor potencial de generación de FNCER?

En el Atlas UPME de Potencial Hidroenergético de Colombia, que se enfoca en el aprovechamiento en Centrales a Filo de Agua se identifica un potencial de 56 GW de capacidad a instalar en estas hidroeléctricas.



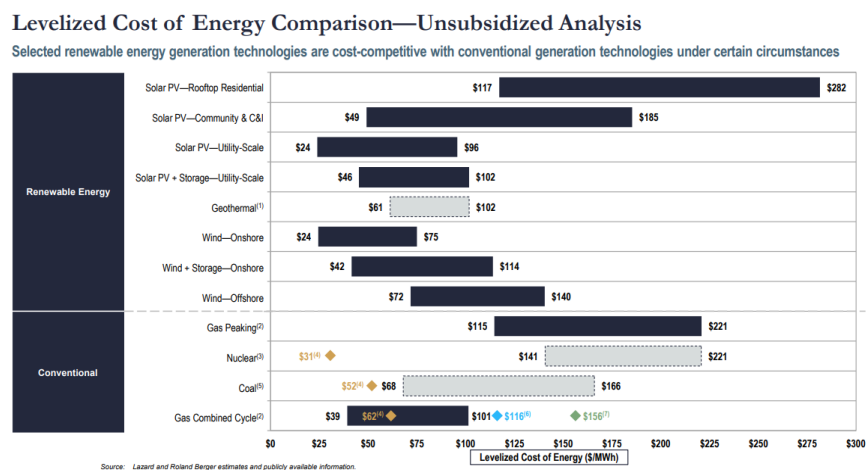
Fuente: UPME & Otros - Atlas del Potencial Hidroenergético de Colombia. 2015

El mayor potencial sigue siendo en la macrocuenca del Magdalena Cauca (40%) o zona andina por las caídas de los ríos de montaña, no obstante, también se tienen potenciales importantes por desarrollar en la Orinoquía, Amazonía y Pacífico.

Este potencial se revisó en la reciente Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa publicada para comentarios se establece un potencial a instalar de 6 GW en PCHs a 2050 y que se desarrollaría 1 GW en el corto plazo (periodo 2023-2026), con lo cual se llegaría aproximadamente al 10% de la capacidad instalada total.

¿Qué fuentes son las más convenientes para fortalecer?, ¿estas son a su vez más costosas o más baratas que las convencionales? En la generación a partir de FNC, ¿cuáles son las más baratas y las más costosas?

Según la información de los Costos Nivelados de generación de energía por fuentes (LCOE por su sigla en inglés) que es el indicador para el benchmark de los costos de inversión y operación de las distintas tecnologías de generación, las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable –FNCER– al compararlas con las fuentes convencionales se observa que son competitivas, según la siguiente gráfica de Lazard 2023:



Las FNCER son costocompetitivas frente a las convencionales de gas y carbón, incluso con las Hidro de embalse.

La hidroenergía a Filo de Agua y las PCHs, tienen costos de generación bajos y por tanto pueden ofrecer precios muy competitivos en la modalidad de contrato de largo plazo Pague Lo Generado –PLG–, lo cual reduce la exposición a bolsa de los comercializadores compradores.

Las PCHs venden la energía en contratos de largo plazo y que por la característica del recurso hídrico son de la modalidad Pague Lo Generado –PLG–, lo cual limita con la regulación vigente la participación en las convocatorias de compra para mercado regulado del llamado SICEP que sólo permite compras en contratos Pague Lo Contratado.

Dadas las incertidumbres regulatorias y para la expansión de las Plantas No Despachadas Centralmente PNDC y en particular para las PCHs se están presentando dificultades para cerrar firma de contratos a largo plazo tipo PPA (15 a 20 años) y se están recortando los periodos de vigencia de los mismos, presionando financieramente los proyectos a la recuperación

del capital invertido en menor tiempo, lo cual presiona también al alza los precios de venta.

Teniendo claridad en el potencial, ¿cuáles son los puntos de infraestructura que hacen falta en el país para fortalecer este tipo de generación de energía?

El Centro de Estudios de Energía Renovable y el Agua – CEERA considera que se deben revisar las reglas para que en la práctica se ejecuten a tiempo las expansiones de la red de uso, tanto del STN, pero en especial de los STR, que sean necesarios para conectar los nuevos proyectos de generación FNCER, en especial las PCHs, para lo cual hemos presentado a la Upme algunas recomendaciones en ese sentido y se está trabajando una propuesta de ajuste regulatorio para presentar a la CREG. Dado que los Sistemas de Transmisión Regional STR, así como los de Distribución Local –SDL son principalmente radiales, se deben realizar inversiones para repotenciar y para enmallar dichos sistemas en algunas áreas operativas y por tanto lograr una mejora en la confiabilidad y por supuesto ampliar la capacidad de transporte para evacuar la nueva generación.

El gremio considera viables y alcanzable los valores establecidos en las proyecciones de las autoridades energéticas y los empresarios tienen toda la disposición con el país y su desarrollo por desarrollar los proyectos; sólo que para lograr la efectiva expansión y contribuir a la Transición energética se deben superar varias barreras de mercado y regulatorias para el desarrollo de los proyectos, entre los que además del despacho central y el CxC, se tienen los obstáculos para el libre acceso y la conexión a la red de distribución eléctrica por parte de los Operadores de Red –ORs–, en especial los que son integrados y pueden tener intereses en otros proyectos de generación de energía en las mismas cuencas hidrográficas.