

DESAFÍOS DEL HIDRÓGENO VERDE

¿Nueva bonanza o más de lo mismo?



© Friedrich-Ebert-Stiftung
Proyecto Regional Transformación Social-Ecológica, 2023
Yautepec 55, col. Condesa,
Cuauhtémoc, C. P. 06140,
Ciudad de México
Teléfono: +52 (55) 5553 5302

<https://fes-transformacion.fes.de/>

 FES Transformación Social-Ecológica

 @fes_tse

 Proyecto Regional Transformación
Social-Ecológica

Comuníquese con nosotros para solicitar publicaciones:
transformacion@fesmex.org

La Fundación Friedrich Ebert no comparte necesariamente las opiniones vertidas por los autores ni compromete a las instituciones con las cuales estén relacionados por trabajo o dirección.

Responsable
Astrid Becker
Directora del Proyecto Regional FES Transformación
Social-Ecológica en América Latina

Cuidado editorial
[ICO - Inteligencia Creativa](#)

Diseño de portada
Griselda Ojeda Chávez

Diseño de interiores
Mirta Ripol

ISBN: 978-607-8887-08-8

Los textos incluidos en esta publicación fueron producidos con el apoyo de [Climate Tracker América Latina](#) y [FES Transformación](#)

Contenido

	Introducción	4
1	Argentina El potencial asociativo entre Argentina y Chile para desarrollar proyectos de hidrógeno verde en conjunto	6
2	Bolivia Ancotanga acoge a la planta solar más grande de Bolivia y pelea contra el olvido	13
3	Brasil En la Amazonia brasileña, donde no hay energía para todos, surge proyecto de hidrógeno verde para exportación	18
4	Projetos de hidrogênio verde avançam no Brasil, mas país ainda não tem regulamentação específica	26
5	Chile Aún no se ve claro si el hidrógeno verde se encamina a la transición	36
6	Colombia La mala calidad del aire causa muertes cotidianas en Bogotá mientras avanza la apuesta por buses de hidrógeno verde	46
7	Costa Rica El gobierno de Costa Rica ve con interés el gas natural; algunos expertos sugieren apuntar al hidrógeno verde	52
8	Ecuador El hidrógeno verde potenciaría la producción de hidroeléctricas en Ecuador	58
9	México Inquieta en México la huella hídrica del hidrógeno verde	66
10	Delicias Solar en México: un proyecto de hidrógeno verde estancado en el papeleo	74
11	Perú ¿El hidrógeno verde permitiría una transición energética justa en el Perú?	80
12	República Dominicana Las dudas, certezas y riesgos de la naciente industria del hidrógeno verde en República Dominicana	86
	Semblanzas de los autores	94

Introducción

La presente compilación de artículos se enmarca en la colaboración entre el Proyecto de Transformación Social-Ecológica de la Fundación Friedrich-Ebert y Climate Tracker América Latina, organización dedicada a fomentar y apoyar el periodismo climático. Este esfuerzo va dirigido a investigar lo que está ocurriendo con el *boom* del hidrógeno verde en la región, y a abrir un debate sobre los proyectos, inversiones y políticas públicas sobre el tema en un lenguaje más accesible al público general.

Esta colaboración permitió que periodistas de América Latina y el Caribe tomaran una capacitación sobre el hidrógeno verde y cómo realizar una cobertura periodística sobre el tema de una manera integral y crítica. Después de las sesiones temáticas y metodológicas, el equipo de Climate Tracker realizó un acompañamiento a los y las periodistas, teniendo como resultado los artículos que se muestran en esta compilación, previamente publicados en diferentes medios de comunicación de sus países correspondientes. De esta manera, se contribuyó a dar una mayor diversidad a la agenda mediática, con una mirada fuera de lo propiamente económico y con consideración de los aspectos sociales y ambientales de los proyectos energéticos.

En esta nueva ola de promoción de energías renovables a escala mundial, América Latina es percibida como una región clave para la transición energética, y especialmente para la transición de las economías más desarrolladas del norte global. Nuestra región se considera un importante reservorio de recursos naturales con los que se puede contar para aprovechar e impulsar una transición energética.

En esta lógica, el hidrógeno verde se introduce como un vector energético renovable y sostenible, y la región como uno de los lugares con mayor potencial para su producción a futuro, dados sus potenciales para producir energía fotovoltaica, eólica e hidráulica. Sin embargo, la apuesta por el hidrógeno verde ha llegado a nuestras naciones sin mucho aviso y sin que los gobiernos tengan mucha preparación al respecto. Existen países en donde ni siquiera se tiene un marco normativo, a pesar de que ya están en construcción algunas plantas, lo cual deja a esta actividad con mucha incertidumbre y al mismo Estado sin herramientas para afrontar futuras situaciones.

Si bien la producción de hidrógeno no es un tema nuevo, ya que es un tipo de vector utilizado desde hace tiempo en algunos sectores industriales, la impronta de que pueda ser verde se sustenta en la idea de su abastecimiento con energía renovable. De ahí la importancia y fuerte conexión con las plantas de producción de energía eólica, solar y con otros proyectos hidroeléctricos.

A partir de los 12 artículos que se presentan en esta compilación, se puede tener un acercamiento a lo que está ocurriendo en diez países latinoamericanos que tienen propuestas o que ya están impulsando proyectos de plantas de hidrógeno verde. Si bien en algunos la discusión aún permanece en la especulación sobre las inversiones o sobre los potenciales que tienen los proyectos, en otros se plantean cuestiones más relacionadas con los impactos que los megaproyectos de energía renovables tienen sobre los territorios, trátase de los aerogeneradores, el aumento en la construcción de hidroeléctricas o los efectos de los parques fotovoltaicos.

En otros países se pone el foco en las consecuencias que puede tener la utilización de recursos naturales clave, como el agua, en un contexto de escasez. De igual manera, se plantean preguntas sobre el impacto en los territorios y las poblaciones y las modificaciones en el paisaje debido a las grandes extensiones que se requieren para la producción de energía renovable. Preocupan también los pasivos ambientales que pueda tener el proceso de desalinización del agua en los lugares donde se está planteando la construcción de una planta.

Asimismo, se abordan aspectos más económicos, como el de las inversiones necesarias o el tipo de tecnología que se requiere, y el acceso que tienen a ésta los países de la región, así como los potenciales de cooperación intrarregional.

Esperamos que estos artículos sobre Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, México, Perú y República Dominicana hagan una aportación importante a la discusión de este nuevo panorama de transición energética y sus efectos sociales y ambientales. Además, se pretende sumar al debate otros aspectos sobre la justicia climática y ambiental en la región.

Equipo de FES Transformación y equipo de Climate Tracker

El potencial asociativo entre Argentina y Chile para desarrollar proyectos de hidrógeno verde en conjunto

La integración entre los países sudamericanos presentaría una serie de ventajas desde el punto de vista económico y financiero, aunque las implicancias ambientales despiertan un alto grado de conflictividad en ambos lados de la cordillera.

Por Fernando Heredia



El desarrollo del hidrógeno verde en el Cono Sur suele plantearse como una carrera o competencia entre Argentina y Chile, dos países con alto potencial en términos de recursos renovables. Sin embargo, la posibilidad de trabajar conjuntamente en determinados proyectos pareciera acabar con esa disputa y permitiría sobrellevar más fácilmente una gran variedad de desafíos a nivel logístico, financiero, de escala productiva y de conquista de mercados.

Especialmente en la fase inicial de esta industria tan incipiente, la sinergia logística y productiva es clave para alcanzar un volumen suficiente para realizar exportaciones en conjunto. Es necesario tener en consideración que los buques cargueros mediante los cuales se transportaría el hidrógeno verde trabajan con cargas mínimas que no son fácilmente alcanzables.

Por su parte, la Patagonia ofrece el complemento ideal. El sector de Magallanes en Chile acapara una gran cantidad de estudios y proyectos piloto, pero carece de la extensión geográfica del lado argentino y tiene una serie de dificultades de aprobación ambiental por el uso agrícola y ganadero de las tierras. Es en este contexto que emerge la alternativa de utilizar el *knowhow* de la experiencia chilena y la ventaja de sus empresas de acceder a un costo financiero *investment grade* –a diferencia de las complicaciones de acceso al crédito por parte de firmas argentinas– para desarrollar negocios binacionales del otro lado de la cordillera.

La región cuenta con varios ejemplos de integración productiva. El más destacado, quizás, sea el de la industria automotriz, donde las grandes terminales multinacionales trazan estrategias de abastecimiento del mercado sudamericano y de exportación a otros continentes, distribuyendo la producción entre Brasil y Argentina. De esta manera se gana en escala y cada planta se dedica a un nicho determinado para maximizar la productividad.

Por su parte, Argentina y Chile ya cuentan con una holgada experiencia en integración energética. Durante muchos años se comercializó gas natural y electricidad en ambos sentidos de la cordillera, de acuerdo con las necesidades de cada país. Esto está cobrando más fuerza en los últimos meses con el controvertido desarrollo de la industria hidrocarburífera en [Vaca Muerta](#), en Neuquén. Asimismo, desde el mes de mayo esta provincia volvió a enviar petróleo a la refinería de Bío Bío tras 16 años de inactividad del oleoducto trasandino.

En cuanto al hidrógeno verde, se trata de una actividad que promete ser una de las protagonistas de la transición energética de las próximas décadas. Grandes importadores de energía, como la Unión Europea, Japón y Corea del Sur han dado cuenta de su interés en el Cono Sur, y varios desde el gobierno argentino [proyectan](#) exportaciones de hasta 15 mil millones de dólares estadounidenses anuales.

“Lo más importante en el corto plazo es posicionar al Cono Sur como un proveedor relevante en este nuevo mercado internacional de energía baja en carbono. Venir a buscar producto acá con medio barco por año es carísimo. Cuantos más negocios tengamos, más se van a conocer los actores de la región y más se validan. La agenda tiene más para ganar, **yo no visualizo una competencia directa entre Chile y Argentina porque el mercado internacional es lo sufi-**

Fotografía página de entrada:
Patagonia.

Foto: Rodolfo Llanos / Pixabay



Patagonia.

Foto: Snowscat / Unsplash

cientemente grande. Incluso, está claro que el interés de Europa es tener proveedores más diversificados por una cuestión de seguridad”, señala Santiago Sacerdote, gerente de Nuevas Energías de la empresa argentina Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF).

Uno de los países líderes en el desarrollo del hidrógeno verde es Alemania, que ya ha firmado contratos de colaboración tanto con Argentina como con Chile. En este sentido, el embajador argentino en Alemania, Fernando Brun, destaca que “desde la visita de [Gabriel] Boric a Argentina, se está trabajando en mercados de hidrógeno conjuntos. Así como sucede en la lucha contra el cambio climático, las soluciones energéticas no son individuales. Eso nos va a permitir posicionar al Mercosur como un gran mercado de aprovisionamiento de combustibles bajos en carbono el día de mañana”.

En cuanto a la cuestión regulatoria, el especialista en leyes de energías renovables, Juan Cruz Azzari, también observa una ventaja a la hora de la complementación bilateral. “Creo que la integración siempre hace bien porque algún grado de cesión de soberanía produce lo que generó la Unión Europea: imposibilidad de que los estados cometan equivocaciones. Se requerirían tratados internacionales que protejan a esas inversiones, que hagan de paraguas, que estén bien instrumentados, que tomen los aprendizajes de conductas anteriores de los estados”, comenta.

A mediados de septiembre, el gobierno argentino publicó su [Estrategia Nacional de Hidrógeno](#) luego de varios años de demora. Se trata de uno de los pilares que se consideran en la industria para empezar a desarrollar el sector, junto con la sanción de una ley de promoción que se está discutiendo en el Congreso.

En dicha estrategia, el poder ejecutivo argentino se propone “avanzar en proyectos de colaboración para maximizar el potencial de las diversas fuentes de energía renovable disponibles en la región”, y asegura que “será un eje estratégico en materia de cooperación”.

Entre diversas oportunidades de aprovechamiento basadas en la capacidad de interconexión regional que menciona, se destacan las centrales hidroeléctricas conjuntas entre Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay que podrían prestar apoyo a proyectos piloto que requieren pequeños volúmenes de hidrógeno.

En relación con la integración en hidrógeno con su vecino trasandino, **el documento califica como “una oportunidad estratégica” a la posibilidad de adaptar “los gasoductos existentes entre Chile y Argentina para transportar hidrógeno puro** como parte de una red que permita exportaciones regionales a través de los puertos del Pacífico y del Atlántico hasta la red de gasoductos existentes y en vías de ampliación”.

Conflictos socioambientales

El potencial asociativo no es ajeno al aspecto ambiental, uno de los más polémicos de esta incipiente industria que ya empieza a manifestarse con un alto grado de conflictividad, especialmente en la Patagonia chilena. Por ello, muchos abogan por un proceso que se ciña a la **transición justa**, es decir, una **transformación energética equitativa** para todas las personas, que considere desde los puestos de trabajo y el medioambiente hasta una distribución de los costos asociados y acompañada de principios de equidad, transparencia, participación y respeto por los derechos humanos.

Sin embargo, algunos creen que el proceso actual va en sentido contrario. Para Diego Luna Quevedo, especialista en política y gobernanza de Manomet Inc., “lo que estamos viendo en la región es que el modelo con el cual se está impulsando el hidrógeno verde tiene una severa falla. Se lo propone en nombre de la transición energética justa y, al final del día, estamos viendo que este modelo traspasa las externalidades a las comunidades, a los territorios, a los ecosistemas y a la biodiversidad. Y es justamente el mismo modelo que nos ha impulsado a la crisis en la que estamos hoy”.

Proyecto Hychico en Chubut. Fue el primero en producir hidrógeno verde en Argentina.

Foto: Hychico



Proyecto Hychico en Chubut. Planta.

Foto: Hychico



El ambientalista subraya que “el *driver* fundamental es la escala de los proyectos. El proyecto H2 Magallanes, de la francesa Total Eren, plantea 10 GW de energía eólica. Para tener una dimensión, en Chile, después de 20 años de gestión de energías renovables, hemos logrado instalar 4.5 GW. Un solo proyecto en Magallanes es más del doble que eso que hicimos en 20 años. Es decir, los proyectos son monstruosos, con impactos de gran escala, con tensiones en la evaluación ambiental, con alta conflictividad socioambiental en los territorios y posiblemente mucha judicialización”.

Por otro lado, las comunidades y actores involucrados cuestionan el impacto en las aves residentes y migratorias; en la biodiversidad marina, por el tráfico marítimo y la instalación de plantas desalinizadoras, así como la afectación del territorio de los habitantes locales y el peligro del amoníaco en los puertos.

En Argentina todavía no se observa este grado de conflictividad y, por eso, está la hipótesis de que su mayor extensión territorial minimizaría los problemas con las comunidades locales. No obstante, investigadores ambientales de ese lado de la cordillera también se muestran alertas al respecto.

“No se está cumpliendo con los procesos de consulta; no se respetan los derechos indígenas; la utilización de plantas desalinizadoras produce una gran cantidad de salmuera que en muchos proyectos se estipula arrojar al mar, generando una variación en la temperatura. Es una dinámica de explotación de bienes comunes que reacciona a demandas del norte global y repite este neocolonialismo que ya hemos visto en la minería o la industria hidrocarburífera. Nos convertimos en una zona de sacrificio”, opina Leandro Gómez, coordinador del programa de inversiones y derechos del área de política ambiental de la Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN).

En contraposición, otros especialistas reconocen el impacto del hidrógeno, pero señalan que “no hay ninguna tecnología inocua” y que “la alternativa no puede ser no hacer nada y continuar con hidrocarburos”. “Los volúmenes de agua que se usan son mucho menores a los del *fracking* en Vaca Muerta. Entonces, si estamos hablando de reemplazarlos, técnicamente es una mejora concreta. Uno tiene que optimizar y lograr los menores impactos posibles”, dice el consultor en cambio climático, Enrique Maurtua Konstantinidis.

Del mismo modo, el ministro de Ambiente de Argentina, Juan Cabandié, [afirmó para Forbes Argentina](#) que “hasta la energía eólica tiene impacto en las aves migratorias, pero, sin duda, se trata de un impacto de menor cuantía que el paradigma productivo del siglo XX”. No obstante, aclaró que, a su parecer, “se puso en la agenda muy rápido al hidrógeno verde como la salvación o como la energía óptima, y creo que todavía no ha cumplido las expectativas que se trazaron”.

Juan Cruz Azzari, quien también es abogado especialista en hidrógeno y asesora a varias compañías del sector, resalta el impacto positivo de la actividad en términos ambientales al “ofrecer una solución descarbonizante a la producción de fertilizantes, al transporte pesado de barcos, camiones y aviones e, incluso, a la generación eléctrica. Se prevé que el 25% de la solución energética global provenga del hidrógeno de bajas emisiones”, asegura.

El consultor energético argentino, Juan Carlos Villalonga, exdirector político de Greenpeace Argentina y exdiputado nacional por Cambiemos, tiene una mirada similar y subraya que los conflictos ambientales que puede acarrear el hidrógeno verde “son irrelevantes o absolutamente administrables”. No obstante, observa un trasfondo político en el origen de los reclamos. Esto lo hace ser pesimista con respecto al futuro de esta industria.

“En Argentina hay una ley que obliga al poder ejecutivo a realizar un censo de tenencia de tierras de pueblos originarios y reclamos territoriales, pero nunca se cumplió porque a la política le conviene tener estos conflictos abiertos para atacar a los partidos rivales que estén gobernando a nivel provincial o nacional. De esta manera, cualquier proyecto de hidrógeno verde en la Patagonia es susceptible de recibir un reclamo por estar en terreno mapuche, lo que va a terminar ahuyentando a cualquier inversionista”, afirma.

Villalonga opina que la conflictividad es más ideológica que ambiental. “Las causas ambientales utilizan estos conceptos solamente para hacer anticorporativismo. Se montan en frases con una connotación muy sensible, como que vienen por el agua, cuando eso está súper evaluado y de ninguna manera la cantidad de agua a utilizar va a superar la capacidad del acuífero”.

La escala de los proyectos es un punto central que dificulta la administración de la conflictividad. Lo que antes se debía evaluar en 200 hectáreas, ahora se multiplicará por 100, dado que la dimensión que se prevé para los proyectos alcanza los 10 GW cuando hoy la mayoría de los parques eólicos promedian los 100 MW de potencia. Por esto, la posibilidad de que haya un reclamo territorial o un impacto en aves migratorias es mucho mayor.

Otro punto a considerar en el análisis de impacto ambiental del hidrógeno verde serán sus emisiones indirectas de [alcance tres](#), es decir, aquellas asociadas al resto de la cadena de valor, más allá de la propia actividad de esa compañía. Por ejemplo, cuando se exporta el producto a través de embarcaciones que emiten gases contaminantes.

En el caso del hidrógeno, lógicamente no serán emisiones directas ni vinculadas a la generación de este vector energético a partir de energías renovables, sino que el interrogante está en medir la huella de carbono en la fase de transporte hacia los mercados de exportación. Se espera solucionar este desafío con el propio combustible que se traslada para abastecer a esos buques, pero el asunto todavía no está resuelto.

El estado incipiente de esta actividad es, al mismo tiempo, una debilidad y una fortaleza. La parte negativa es que, más allá de las buenas perspectivas, todavía no hay certeza de que el



Turbina eólica, proyecto Hychico en Chubut.

Foto: Hychico

enorme potencial se convierta en un mercado sólido para que, desde estos países del Cono Sur, se pueda exportar energía renovable a partir de este vector.

Por otro lado, lo positivo es que otorga una oportunidad histórica a una región que siempre tuvo que lidiar con la desventaja de intentar una industrialización tardía e insertarse en cadenas productivas ya afianzadas en el hemisferio norte. Aquí, en cambio, puede ser protagonista desde el inicio y aprovechar sus ventajas competitivas para elaborar una estrategia de desarrollo que incluya la instalación de diversos proveedores de insumos para maximizar el valor agregado y la generación de empleo.

Para ello, el trabajo en conjunto de Argentina y Chile, en vez de una competencia, podría mejorar las perspectivas para fijar condiciones con las grandes multinacionales. Los especialistas consultados por este medio sostienen que, de todos modos, no hay tiempo que perder, y que elaborar un marco regulatorio que promueva un escenario con reglas de juego claras es el primer paso en este camino.

REGRESAR A CONTENIDO

Referencias

Argentina.gob.ar (2022). *Mendiguren destacó la importancia estratégica del desarrollo del hidrógeno en Argentina*. Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/noticias/mendiguren-destaco-la-importancia-estrategica-del-desarrollo-del-hidrogeno-en-argentina>

Argentina, Presidencia (2023). Secretaría de Asuntos Estratégicos. *Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno*. Obtenido de https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/07/estrategia_nacional_de_hidrogeno_-_sae.pdf

ClimatePartner. La guía completa para entender las emisiones de alcance 1, 2 y 3. Obtenido de <https://www.climatepartner.com/es/guia-completa-para-entender-las-emisiones-de-alcance-1-2-y-3>

Climatetracker.org. *Vaca muerta*. Obtenido de <https://climatetrackerlatam.org/?s=Vaca+Muerta>

Forbes (2023). Juan Cabandié: "Hubiese querido un ministerio de Ambiente con más competencias". Obtenido de <https://www.forbesargentina.com/innovacion/juan-cabandie-hubiese-querido-ministerio-ambiente-mas-competencias-n37780>

Ancotanga acoge a la planta solar más grande de Bolivia y pelea contra el olvido

La Planta Solar Fotovoltaica Oruro, de Ancotanga, ocupa 208 hectáreas y cuenta con 300 mil paneles solares. Los habitantes locales, que cedieron tierras, exigen el cumplimiento de las promesas hechas por las autoridades. La planta actualmente genera 100 W y busca convertir a Oruro en líder en energía limpia en Bolivia, así como en la base de la primera planta de hidrógeno verde.

Por Anahí Cazas



El día que se enteró de la visita del presidente a Ancotanga para inaugurar la planta de energía solar más grande de Bolivia, doña Herminda Mamani se sintió feliz. Tres años antes, con la construcción del proyecto, la ilusión de desarrollo ya había llegado a su pueblo, que se encuentra en el municipio de Caracollo, a 45 kilómetros de la capital del departamento de Oruro. En aquellos días fue feliz. Hoy, sin embargo, está perdiendo la fe. “Un poco nos han engañado. Nosotros les regalamos el terreno. Nos hicieron pasar un curso y (decían) que nos iban a dar trabajo. Todo nos han engañado”, comenta.

En un silencio infinito y en soledad, Herminda pastorea a sus ovejas. De rato en rato, alza la cabeza y observa la instalación de la planta solar que está a tres minutos de caminata. Su infraestructura no puede pasar desapercibida y se impone en medio de la inmensa pampa del altiplano orureño. Como espejos frente al sol, los miles de paneles solares obligan a los visitantes ocasionales a pestañear más de la cuenta.

“No tenemos posta de salud, no tenemos coliseo, no tenemos nada”, lamenta Herminda. Tanto el puesto sanitario como el centro deportivo forman parte de las promesas que hicieron las autoridades de turno a cambio de que la comunidad cediera el terreno donde se erigió la planta. Ninguno se ha materializado.

Otra de las promesas fue la creación de puestos de trabajo en la planta. Sin embargo, según los comunarios, este compromiso no se ha cumplido a cabalidad. Lo que sí se concretó fue la instalación de un granero o almacén de quinua.

En lucha contra la desilusión

Las máximas autoridades de Ancotanga también sienten el sabor amargo de la desilusión, pero no pierden la fe: siguen tocando puertas y buscan una conciliación para que el gobierno cumpla sus promesas. “El único objetivo de la comunidad es que (la planta) nos dé trabajo”, explica Víctor Mamani, secretario general agrario de Ancotanga. Recuerda que el punto más importante del convenio que se suscribió entre las autoridades y los comunarios para ceder las tierras era el de dar puestos laborales a los vecinos de Ancotanga. “Nosotros no vendimos (las tierras), no recibimos un resarcimiento, económicamente no nos dieron nada”, aclara y explica que los terrenos se entregaron “gratuitamente” en 2017.

¿Cómo va el convenio? Víctor responde que el avance es “un poco difícil”, y agrega: “No nos quieren contratar, eso ocurre. Estamos en conversaciones, tenemos un acuerdo, nos tienen que tomar en cuenta para el trabajo”.

Los comunarios no conocen las razones específicas sobre por qué la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), que está a cargo de la planta, no quiere darles un puesto laboral. Este medio intentó establecer contacto con la empresa, a través de llamadas telefónicas y mensajes en sus plataformas virtuales, pero hasta el cierre de edición no se tuvo respuesta.

Fotografía página de entrada:
Autoridades originarias de la comunidad de Ancotanga, a unos pasos de la puerta de ingreso de la planta de energía solar ubicada a 45 kilómetros de la ciudad de Oruro.

Foto: Pablo Peralta M.

En la actualidad, al menos quince comunarios de Ancotanga trabajan en la Planta Solar Fotovoltaica Oruro, y están entre el personal que se encarga de la seguridad y la limpieza de los paneles solares, entre otros puestos de bajo rango, según las autoridades originarias. Víctor explica que hay otros puestos, pero en esos cargos están designadas personas que no son oriundas del lugar. “Estamos exigiendo que nos tomen en cuenta, pero no quieren o quieren que les reclamemos fuerte”, expresa y asegura que su principal argumento es que se debe cumplir la ley.

Las autoridades originarias recuerdan que, antes de la construcción del proyecto, tanto autoridades estatales como inversionistas visitaron la comunidad y difundieron las características de la obra. Además, prometieron que las fuentes laborales que generaría la planta se las darían a los vecinos del lugar. Sin embargo, nunca les informaron que, para acceder a trabajos en puestos técnicos o manuales, debían presentarse a una convocatoria, lo que, en muchos casos, evita que se concrete la promesa.

Los pobladores de Ancotanga son conscientes de que, para acceder a los puestos de trabajo en la planta, deben estar preparados, y explican que siempre han estado abiertos a aprender todo lo requerido. “A un principio nos han dicho que se va a capacitar. Estamos exigiendo que nos capaciten, pero no se está cumpliendo”, asevera Víctor, y asegura que incluso tienen documentos que respaldan esas promesas.

Rubén Mamani, *jilaja* o la máxima autoridad originaria de Ancotanga, afirma que el pueblo cuenta con profesionales con capacidad para operar la planta. “En la comunidad tenemos ingenieros (electrónicos) que pueden trabajar. Estamos luchando para conseguir eso (los puestos de trabajo). Seguiremos insistiendo para que uno de la comunidad se beneficie y entre a trabajar a la planta”, comenta.

La clave para la instalación de obras que generen energías renovables o limpias –tal es el caso de la planta de Ancotanga– es la aplicación de una transición equitativa que “significa hacer que la economía sea lo más justa e inclusiva posible para todos los interesados, creando oportunidades de trabajo decente y sin dejar a nadie atrás”, según un reporte de la Organización Internacional del Trabajo (OIT).

¿Y la electricidad para la comunidad?

Pese a albergar la planta de energía solar más grande de Bolivia, Ancotanga tiene problemas para acceder a este servicio básico. Recibe luz de Eucaliptos, otra comunidad orureña, donde se produce energía convencional y, en muchas ocasiones, la electricidad se corta. Según los vecinos, cuando se registra una pequeña lluvia o un fuerte viento, el pueblo se queda en la oscuridad.

Y precisamente una de las promesas en torno a la edificación de la planta era la de dotar de luz a Ancotanga. “Nos dijeron que tendríamos luz gratis, pero eso se ha hecho algo difícil”, reprocha Víctor, y asegura que incluso se abrieron a la posibilidad de pagar una tarifa mínima, pero ese tema aún está pendiente.

El pueblo insistió en utilizar la electricidad que ya genera la Planta Solar Fotovoltaica Oruro, pero la respuesta que les dieron fue que se necesita construir un pequeño transportador o una estación para distribuir este servicio, y que eso cuesta dinero.

La planta

Desde la entrada a Ancotanga se pueden observar los miles de paneles solares que están acomodados con precisión por filas. Es pasado el mediodía, el sol brilla fuerte y el viento sopla sin tregua. La instalación está circundada por una red de alambre y en la puerta de entrada dos guardias de seguridad, oriundos de la comunidad, cuidan celosamente el ingreso y la salida de la gente. Nadie puede entrar sin autorización; sólo se permite el paso de los funcionarios que trabajan en la planta.

La Planta Solar Fotovoltaica Oruro se construyó sobre 208 hectáreas en Ancotanga. En total, se instalaron 300 mil paneles tipo policristalino con capacidad de 330 MW cada uno, y cuenta con 19 inversores, según información de ENDE.

El ingeniero Pedro Jaldín, supervisor de mantenimiento de la planta, dice que los paneles solares están conectados en serie, como ocurre con las pilas que se ponen a un control de televisión. La energía se canaliza mediante cables en unas cajas blancas que luego llegan a unos equipos que se denominan inversores. “La energía en la planta de Ancotanga se genera de sol a sol (5:00 a 17:00)”, explica Jaldín. Para operar y hacer el mantenimiento del sitio, el personal cumple un cronograma de forma estricta.

En la sala de control, dos técnicos están sentados frente a computadoras y vigilan rigurosamente cada detalle o dato que reporta el sistema. Ahí, realizan un monitoreo en tiempo real desde lo más general hasta lo particular. Estos equipos también guardan los datos que sirven para hacer las estadísticas. “Con este sistema podemos ver el funcionamiento de todos los inversores en tiempo real (...). Nos dan varios datos, como la potencia de generación de los inversores, información meteorológica, prácticamente todo de la planta”, explica el ingeniero Óscar Flores, uno de los técnicos de la sala de control.

En septiembre de 2019, el exvicepresidente Álvaro García Linera inauguró la primera fase de la obra. “Estamos entregando esta planta, es un mar de paneles solares (...)”, declaró. Casi dos años después, el 10 de febrero de 2021, el presidente Luis Arce Catacora visitó Ancotanga para inaugurar la fase dos de la planta solar, que sumó la producción de 50 MW. Así, la capacidad de generación de la infraestructura se elevó a 100 MW, los cuales se inyectan al Sistema Interconectado Nacional (SIN), según un reporte de ENDE.

Esto significa que esa energía llega a La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Chuquisaca y Potosí, que son los departamentos que el SIN abastece de electricidad, de acuerdo con la Ley de Electricidad 1604. En esa ocasión, el presidente Arce anunció que, con la entrega de la fase dos de la planta, se garantizaba energía limpia para el desarrollo de Oruro y se contribuía, además, al desplazamiento del consumo de gas natural en la generación de electricidad.

Oruro y la energía limpia

Con la instalación de la Planta Solar Fotovoltaica, Oruro dio los primeros pasos para convertirse en una potencia en la producción de energía limpia. Este departamento es, además, pionero en la aprobación de una ley para declarar interés estratégico y prioridad departamental la implementación de políticas, planes, programas y proyectos de generación de energía solar y energía verde y renovables. En la norma se determina la designación de un presupuesto anual para realizar programas y proyectos.

Además, las autoridades departamentales ya comenzaron la comunicación sobre el proyecto del Valle de hidrógeno verde en Oruro. Uno de los más recientes encuentros se realizó el 2 de julio en la comunidad de Belén de Andamarca.

El director de la carrera de Ingeniería Química, Petroquímica, Ambiental, Alimentos y Biotecnología de la Universidad Mayor de San Andrés (UMSA), Jorge Vásquez, explica que el departamento orureño tiene todo el potencial para la generación de energía limpia y la producción de hidrógeno verde. Según el especialista, el altiplano orureño tiene uno de los mayores niveles de irradiación después del desierto de Atacama, de Chile. "Poner paneles fotovoltaicos (en ese lugar) es una maravilla porque tendremos una buena cantidad de energía", comenta.

Agrega que algunas zonas son bastante ventosas y, por eso, son ideales para instalar torres eólicas y hélices para producir energía. La generación de este recurso es ideal para garantizar el funcionamiento de la planta de hidrógeno verde.

No es ninguna casualidad que se tenga previsto construir una planta de hidrógeno verde en Sillota Belén, comunidad vecina de Ancotanga. Algunos comunarios dicen que este proyecto se alzará en tierras que comparten los dos pueblos. Y, pese a la desilusión por las promesas incumplidas a los ancotangueños, pesa más el sueño de convertir a Oruro en una potencia en generación de energía limpia. "Todo queremos", afirma doña Herminda.



El ingeniero supervisor de mantenimiento muestra los paneles solares que se instalaron en la planta de Ancotanga, Oruro.

Foto: Pablo Peralta M.



[REGRESAR A CONTENIDO](#)

En la Amazonia brasileña, donde no hay energía para todos, surge un proyecto de hidrógeno verde para exportación

El estado de Amapá, en Brasil, planea la construcción de un complejo de hidrógeno verde, pero la producción estará destinada principalmente a abastecer el mercado europeo.

Por Alice Martins Morais



Imagina, en pleno auge de la pandemia de COVID-19, un apagón de energía en tu casa. Miras por la ventana y, hasta donde alcanza tu vista, descubres que en el entorno hay una oscuridad total. Sin teléfono, sin internet, sin saber qué está pasando. Justo así comenzó, en noviembre de 2020, un periodo de casi un mes sin suministro adecuado de energía en el estado de Amapá, Amazonia brasileña, que afectó a cerca de 765 mil personas.

El apagón ocurrió debido a una explosión, seguida de un incendio, que complicó la distribución de energía proveniente del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Además de las afectaciones a los hogares, una de las principales preocupaciones en ese momento era mantener en funcionamiento los hospitales que atendían a pacientes con COVID-19. Entre los innumerables daños que causó la situación, hubo un impacto en las elecciones (la votación en la capital tuvo que realizarse tres semanas después que en el resto del país). Éste fue el más dramático de una serie de apagones puntuales que sucedieron en los años siguientes; estos con duración de horas.

El caso, de por sí grave, llama la atención por una paradoja: los nueve estados brasileños que abarca la Amazonia Legal son responsables del 27% de la generación de energía eléctrica y albergan cuatro de las principales centrales hidroeléctricas del país, donde vive un millón de personas sin acceso continuo a la energía eléctrica.

Ahora, una vez más, los recursos naturales de la Amazonia están en la mira para un proyecto de energía, pero sin garantías de que eso implicará una mejora en el suministro para las poblaciones locales. Se trata de la construcción de un complejo de hidrógeno verde en Amapá.

Apagón en el estado de Amapá, Brasil, en 2020.

Foto: Amazônia Real.



Fotografía página de entrada:
Interconexión de la planta de Tucuruí en la Amazonia.

Foto: Divulgación 2013 PAC.

Hidrógeno verde en la Amazonia

El hidrógeno verde es un vector energético producido por la electrólisis del agua (H₂O) usando electricidad de fuentes renovables, lo que resulta en energía sin emisiones de CO₂. Por lo mismo, es un tema que ha estado en el centro de la atención cuando se habla de transición energética.

En la Amazonia brasileña ya se han anunciado proyectos de hidrógeno verde. El mayor de ellos –hasta ahora– se llevaría a cabo en Amapá. En marzo de este año, el estado anunció que articula la creación de un complejo productivo de hidrógeno verde y amoniaco verde, junto con la empresa británica NextGen Hydrogen.

En esa ocasión, el gobernador Clécio Luís anunció que se prevé que no será sino hasta el primer trimestre de 2024 cuando esté lista la primera fase, que incluye la construcción y el inicio de operación de una unidad de producción de 5 GW. "Haremos lo que sea necesario para implementar y hacer que este proyecto funcione en nuestro estado", declaró.

¿Cómo será el proyecto en Amapá?

En respuesta a la solicitud de Climate Tracker, [realizada a través de la Ley de Acceso a la Información](#) (LAI), el Gobierno de Amapá anunció que se firmó un Protocolo de Intenciones y resaltó que "siendo éste de carácter (...) no vinculante, (...) no comprende obligaciones inmediatas". El comunicado lo firmó Renata Abdon, gerente de proyectos especiales de la Secretaría de Estado de Relaciones Internacionales y Comercio Exterior.

El acuerdo tiene una validez de hasta cinco años y prevé que el gobierno apoye a la empresa en la implementación del negocio, incluyendo beneficios fiscales y licencias ambientales.

En entrevista con Climate Tracker, el cofundador de NextGen Hydrogen, Wesley Paul, explica que la articulación con el estado comenzó hace dos años, cuando lo buscaron el entonces



El puerto de Santana, Amapá, se utilizaría para dar salida a la producción, principalmente a Europa.

Foto: Companhia das Docas de Santana.

governador, el senador Randolfe Rodrigues, y el secretario de Relaciones Internacionales y Comercio Exterior de Amapá, Lucas Abrahão.

"Después de estudiar cuidadosamente el escenario del estado, decidimos comenzar con un proyecto piloto de 1 GW", revela. El objetivo es producir hidrógeno verde para transformarlo en amoníaco (NH₃), lo que hace viable el almacenamiento y la exportación a otros países, en especial del continente europeo. "Con una fábrica de hidrógeno verde, Brasil podría hacer su propio fertilizante", señala Paul. No se ha definido qué parte de la producción irá al exterior y cuánto permanecerá en Brasil, pero el enfoque es en la exportación. De acuerdo con el proyecto presentado por el empresario, se prevén ingresos de entre 20 y 30 mil millones de dólares estadounidenses anuales.

Según Paul, uno de los obstáculos es la disponibilidad de terrenos para construir la planta. Amapá es el estado más pequeño de la Amazonia (aproximadamente 142 mil km²) y tiene el mayor porcentaje de áreas protegidas del país (73% de su territorio). "Tenemos que averiguar dónde instalar la planta dentro de ese 30% de terreno que no está protegido. Pero es un desafío que nos entusiasma, porque servirá de ejemplo para demostrar que es posible hacer hidrógeno verde y desarrollarlo de forma sostenible al mismo tiempo que se mantienen las áreas protegidas", asegura.

El valor total de la financiación se estima entre mil y dos mil millones de dólares estadounidenses, incluyendo inversiones que permitirán construir un lugar de almacenamiento apropiado para el amoníaco y mejorar el Puerto de Santana (Amapá). El gobierno estatal también asumió el compromiso de "realizar todos los esfuerzos para el desarrollo de infraestructura crítica" (carreteras, ferrocarriles, instalaciones portuarias, entre otras).

Quien asumirá la obra del complejo, al mando de NextGen, sería el Grupo Odebrech brasileño, ahora bajo los nombres de Novonor y Tenenge. "Para construir este proyecto nos aliamos con empresas brasileñas que tienen una amplia experiencia, y también aportaremos tecnología china, creando una estrategia que permita la consolidación de la unidad de menor costo en el mercado para producir y vender más barato que los europeos, por ejemplo", señala Paul.

NextGen Hydrogen, empresa creada hace dos años, actúa en consorcio con otras compañías del sector para crear proyectos en todo el mundo. En la actualidad, está involucrada en proyectos de hidrógeno verde en Asia y también en los estados brasileños de Maranhão y Bahía.

A unos meses para el inicio previsto de la construcción, el proyecto no se ha concretado

Dónde se instalará el complejo y qué comunidades se verán afectadas son preguntas que siguen sin respuesta. También existe incertidumbre sobre la concesión de licencias, ya que en Brasil aún no hay una regulación específica para el hidrógeno verde.

De acuerdo con Renata Abdon, de la Secretaría de Estado de Relaciones Internacionales y Comercio Exterior, Amapá ya cumplió con su parte inicial, "al proporcionar informaciones primarias para la elaboración de estudios de viabilidad", y ahora "espera la respuesta de la compañía a partir de los resultados de las primeras investigaciones". Después de elegir el lugar, el siguiente paso será conseguir las aprobaciones ambientales. En tanto, la expectativa de Paul es finalizar la planta dentro de dos años aproximadamente.

Es importante tomar en cuenta las particularidades de la región

Rubem Souza, director del Centro de Desarrollo Energético Amazónico (CDEAM) y presidente de la Sociedad Brasileña de Planificación Energética (SBPE), afirma que es necesario analizar el proyecto con mayor profundidad. "En la mayoría de los casos, vemos proyectos 'de momento'. Si la moda es hablar de hidrógeno verde, todos quieren seguir ese camino. Pero antes hay que pensar: ¿Qué queremos desarrollar realmente? ¿Qué transformación queremos producir?", se pregunta.

"Hablamos de proyectos con grandes repercusiones. Las políticas públicas son las que deben dar la pauta para que se mueva el sector privado. En el caso de la Amazonia, ¿es que no tenemos otras opciones? No sólo podemos exportar soluciones al mundo, también es necesario importar aquí modelos de soluciones", subraya.

En Brasil, la región noreste es la que está más avanzada en los proyectos de hidrógeno verde. Laiz Hérída, directora de Medio Ambiente del Sindicato de las Industrias de Energía y de Servicios del Sector Eléctrico del Estado de Ceará (Sindienergia-CE), trabaja en ese lugar. Hérída cree que es fundamental contar al menos con una regulación a nivel estatal antes de iniciar los proyectos de hidrógeno verde. "En Ceará contamos con una [resolución](#) específica. Me parece importante que cada estado tenga una legislación o un decreto que trate el hidrógeno verde de acuerdo con las necesidades y potencialidades locales", sugiere.

Energía necesaria para la planta

No existe, en este momento, un plan de construcción de parques de energía solar y eólica en Amapá para abastecer el complejo de hidrógeno.

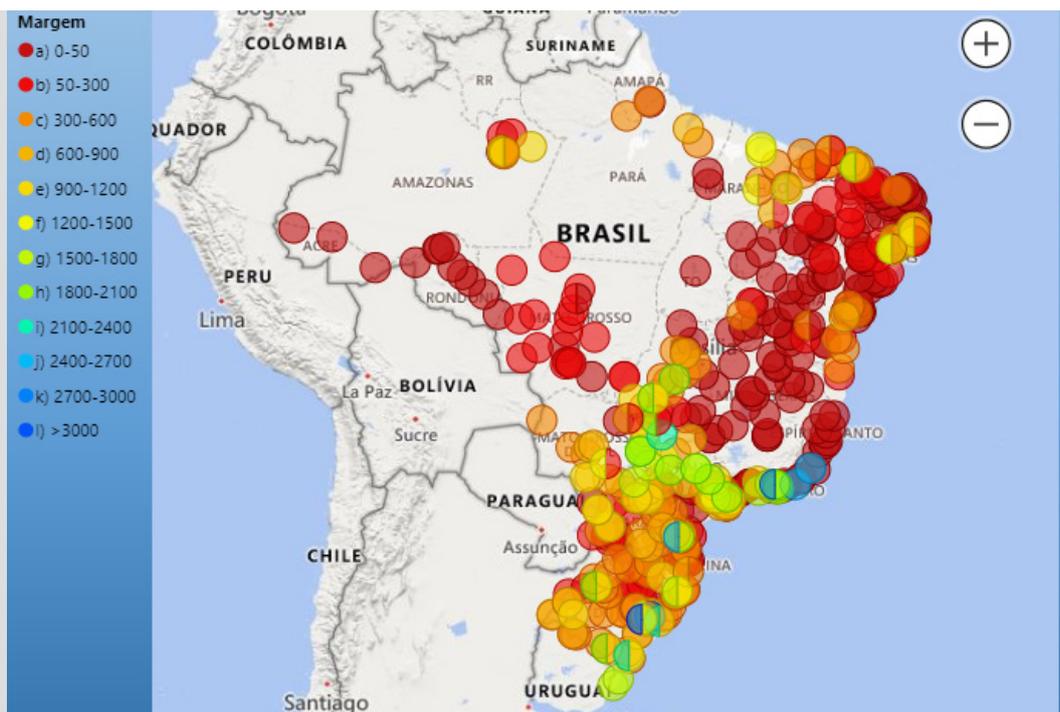
Paul confía en que la energía solar disponible en el estado sea suficiente para el proyecto piloto, aunque sólo represente el 0.41% de la matriz energética de Amapá, según datos de ANEEL. "Todavía estamos decidiendo de dónde vendrá esa energía solar. Tenemos tres o cuatro lugares mapeados, algunos privados y otros públicos", informó. En una segunda etapa, correspondiente a la expansión de la producción, la empresa considera usar energía proveniente de las hidroeléctricas.

Energía para el Amapá

Ya que no hay ninguna previsión de que el proyecto genere electricidad para el propio Amapá, ¿qué energía limpia queda entonces para el estado? Para hablar sobre este tema, se solicitó una entrevista a la Agencia de Desarrollo Económico de Amapá, responsable de los proyectos de desarrollo sostenible, al igual que al gobierno del estado, pero al cierre de esta edición no se obtuvo respuesta.

La memoria del apagón aún resuena entre la población de Amapá. Hannah Balieiro, bióloga y directora ejecutiva del Instituto Mapinguari, y residente de Macapá, fue una de las personas afectadas. Ella se cuestiona por qué apostar por un proyecto de hidrógeno verde orientado a la exportación. "Me pregunto por qué el estado de Amapá tiene esa mirada volcada hacia la producción de energía para el exterior sin conseguir hacer lo mínimo para su propia población", critica.

[Mapa indicativo de la capacidad remanente de SIN en Brasil.](#)



"Mi madre tenía COVID-19 en el momento del apagón. Nos preocupamos porque no teníamos noticias. No tenía acceso al telediario ni redes sociales para saber algo. La gente tenía que ir a casa de otras personas, romper la cuarentena para tener alguna noticia", recuerda Balieiro.

Cuenta también que pasaron cinco días en completa oscuridad, y que después comenzó un abastecimiento irregular, pues la energía iba y venía. "Todo era muy precario. Durante todo el apagón faltó agua y comida, todo se estropeó, los comerciantes sufrieron pérdidas y la población se quedó sin víveres. Con la rotación comenzamos a turnarnos para pasar la noche en casas de otras personas, entre otras cosas porque dormir sin energía en Macapá (la capital de Amapá) no es una experiencia agradable: hace mucho calor y, si se abren las ventanas, entran mosquitos", describe.

De acuerdo con la bióloga, la situación de inestabilidad energética está presente en el cotidiano amapaense. "En el interior del estado es aún más grave que para la región metropolitana de Macapá. Muchas personas necesitan usar generadores de energía manual, diésel, que es caro y contaminante, sólo para tener acceso a la energía durante unas cuantas horas al día. En otros municipios, aunque tengan energía eléctrica, cuando ocurre algún problema técnico, hay que esperar días –o incluso meses– para corregir la falla", señala.

La vulnerabilidad que condujo al apagón todavía preocupa

El Sistema Interconectado Nacional coordina y controla la generación y distribución de la energía eléctrica en todo Brasil. Amapá, ubicado en el extremo norte del país, está al final de la línea de distribución.

Para que la energía llegue hasta el estado existe sólo una vía de transmisión, la subestación de Laranjal do Jari, que opera con tres transformadores. El apagón se produjo porque uno de los transformadores llevaba meses en mantenimiento, el segundo se incendió y el tercero no pudo cubrir la demanda.

"Nos quedamos prácticamente aislados, porque el punto de conexión con el resto de Brasil estaba dañado. Fue muy caótico", recuerda Alaan Ubaiara, profesor de Ingeniería Eléctrica de la UNIFAP.

"Es decir, existía un único punto que llevaba la energía del SIN para abastecer el estado, pero no había un *backup*, una segunda opción. Y esta situación sigue igual, por lo que persiste la vulnerabilidad. Lo más seguro sería tener otra línea de transmisión, con otra subestación, que quedaría de reserva", complementa.

El Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) confirmó que, efectivamente, la situación sigue igual. En un comunicado, el órgano informó que la Empresa de Investigación Energética (EPE), ente responsable de la planificación a largo plazo del sector eléctrico brasileño, anunció la realización de algunos proyectos, como la construcción de la nueva Subestación (SE) Macapá II y de dos nuevas Líneas de Transmisión (Macapá - Macapá III y Macapá III - Laranjal). La SE es una de las líneas ofertadas en subasta por la ANEEL, y las obras deberían comenzar en septiembre de 2025. Aunque también fue licitada la línea Macapá III - Laranjal, aún no se sabe cuándo comenzarán las obras.

Para este reportaje, Climate Tracker intentó conversar con el Ministerio de Minas y Energía y con el Gobierno de Amapá y preguntar sobre las mejoras hechas para evitar que vuelvan a ocurrir apagones en el estado. Hasta el cierre de esta publicación, no hemos recibido respuesta.

Las soluciones locales pueden ser la salida para la crisis energética en la región

En opinión del profesor Ubaiara, existen soluciones viables para resolver la cuestión eléctrica en Amapá, y éstas deberían ser prioritarias por encima de la construcción de un gran proyecto como el del hidrógeno verde. "No faltan opciones, como el aprovechamiento de los rellenos sanitarios para la generación de energía y la construcción de un parque eólico en la costa de

Los proyectos de hidrógeno verde comienzan a ganar protagonismo en Brasil.

Foto: Getty Images.



Amapá, entre otras iniciativas que ya estudiamos en la universidad. Nosotros, incluso, ya creamos diversos prototipos de soluciones limpias para resolver este asunto de la energía, pero no hemos conseguido escalarlos", destaca.

La falta de diálogo entre la academia y los tomadores de decisiones es algo que le incomoda. "Nosotros, que estamos dentro de la universidad, muchas veces sólo vemos que se llevan a cabo acciones, que se ponen en marcha proyectos, pero no nos invitan a dialogar con las empresas de generación de energía y las concesionarias. No estamos en contra de los emprendimientos, pero nos gustaría participar en el diálogo", declara.

[REGRESAR A CONTENIDO](#)

Referencias

Diario Oficial del Estado/Serie 3/Año XIV No. 035 (14 de febrero de 2022). "Establece los procedimientos, criterios y parámetros aplicables al licenciamiento ambiental en el ámbito de la Superintendencia Estatal del Medio Ambiente (SEMACE) para proyectos de producción de hidrógeno verde en el estado de Ceará". Obtenido de https://www.semace.ce.gov.br/wp-content/uploads/sites/46/2022/02/Resolucao-COEMA-N_-03_2022.pdf

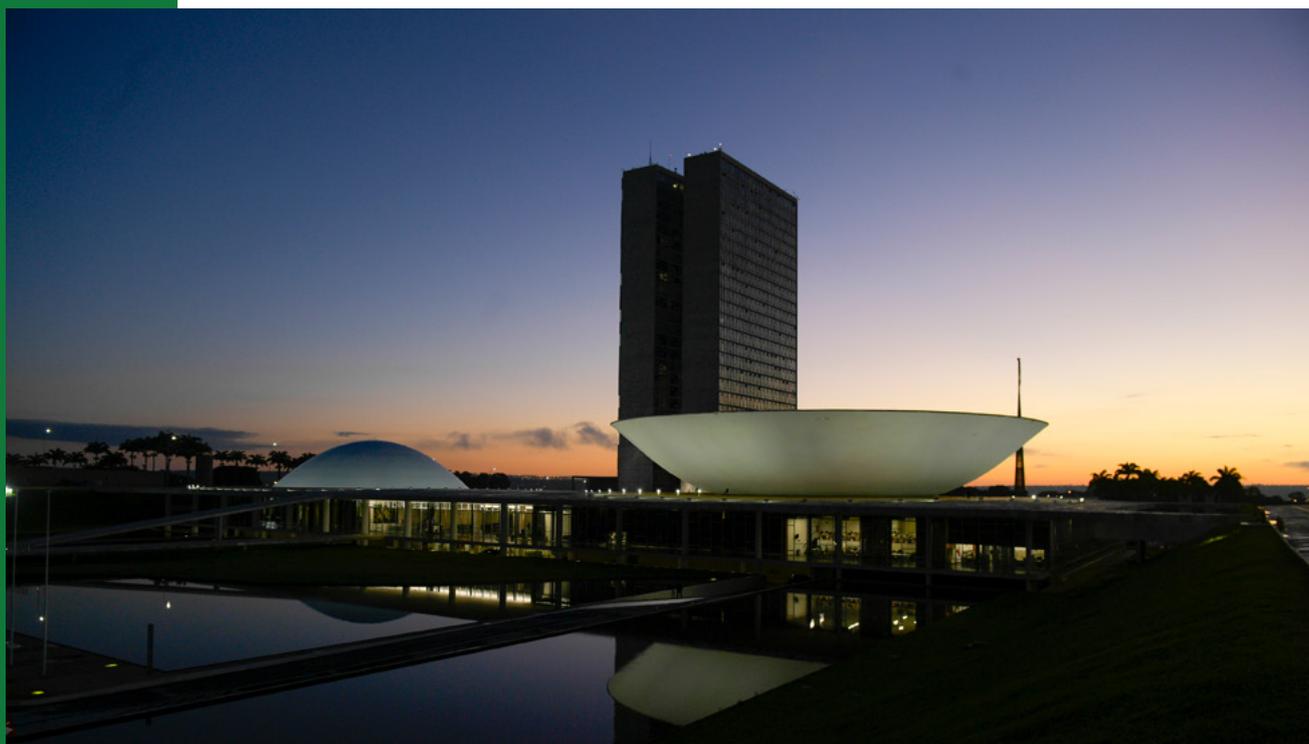
Gobierno del Estado de Amapá. Secretaría de Estado de Relaciones Internacionales y Comercio Exterior (2023). Solicitud de información. Documento N° 141414.0077.4065.0022/2023. "Amapá Conference Presentation". NextGenH2. Obtenido en <https://api-ouvamapa.portal.ap.gov.br/storage/anexos/pedidos/2023/1691440598dbTeQONKi72ixrjTX7.pdf>

Instituto de Energía y Medio Ambiente (2020). "Exclusión eléctrica en el Amazonas Legal: ¿Quién sigue sin acceso a la electricidad?" Obtenido de <https://energiaambiente.org.br/wp-content/uploads/2021/02/relatorio-amazonia-2021-bx.pdf>

Projetos de hidrogênio verde avançam no Brasil, mas país ainda não tem regulamentação específica

Sem debate no Congresso, país ainda não tem definição sobre licenciamento ambiental ou agência reguladora responsável pelo mercado, apesar de prever plantas piloto em todas as regiões do país até 2025.

Por Victoria Netto



Un mercado com muitas especificidades ainda sem regulamentação. No Congresso brasileiro, o principal projeto de Lei sobre um marco regulatório para o Hidrogênio Verde pouco avançou, e preocupa ambientalistas por não discutir pontos considerados essenciais.

No dia 24 de agosto deste ano, o Governo Federal publicou um [Plano de Trabalho Trienal do Programa Nacional do Hidrogênio \(PNH₂\)](#), prevendo a criação de um arcabouço legal e regulatório para o desenvolvimento desta indústria no país até 2025. Apesar dos avanços, o documento não aborda um aspecto fundamental: metas para aperfeiçoar a legislação sobre **licenciamento ambiental** para o H₂V.

Plano brasileiro foca na produção de hidrogênio de baixa emissão de carbono

Imagem: Divulgação Governo Federal.



Em entrevista à Climate Tracker, o Secretário Nacional de Planejamento e Transição Energética, Thiago Barral, afirmou que a **criação da regulamentação** para o mercado de hidrogênio de baixo carbono é uma das três prioridades do governo federal. Ele afirma que o Ministério de Minas e Energia (MME) possui um esboço e pretende abrir um diálogo com o setor privado e com a sociedade civil para dar uma contribuição ao Congresso Nacional, que irá legislar sobre o assunto.

“O marco regulatório para o hidrogênio de baixo carbono irá definir a agência reguladora da cadeia, trará clareza para a ‘taxonomia’ da indústria do hidrogênio e estabelecerá quem será responsável por credenciar as agências certificadoras, a fim de garantir segurança jurídica e regulatória”, afirma Barral.

O Programa Nacional do Hidrogênio (H₂), lançado em [julho de 2021](#) durante a gestão do ex-presidente Jair Bolsonaro (2018-2022), foi atualizado pelo governo Lula (PT) com o plano trienal. Uma das ações prioritárias é o aumento dos investimentos anuais em pesquisa, desenvolvimento e inovação em hidrogênio de baixa emissão de carbono. O valor será elevado de R\$ 29 milhões investidos em 2020 para R\$ 200 milhões por ano até 2025.

Fotografia página de entrada:
Praça dos Três Poderes, em Brasília, capital do Brasil.

Foto: Pedro França / Agencia Brasil

O novo PNH2 estabelece três metas com prazos definidos: até 2025, a instalação de plantas piloto de hidrogênio de baixo carbono em todas as regiões do país; até 2030, posicionar o Brasil como o produtor mais competitivo de hidrogênio de baixo carbono do mundo; e até 2035, consolidar *hubs* de hidrogênio de baixo carbono no Brasil.

“É importante que a regulamentação seja definida dentro de uma estratégia de longo prazo intergovernamental, alinhada com o plano do país para a transição energética”, diz a economista Michelle Hallack, especialista em hidrogênio e consultora independente. Ela acrescenta que a regulamentação é fundamental e que idealmente deve abordar três áreas: sustentabilidade socioambiental, políticas econômicas e infraestrutura.

Projeto de Lei

No Congresso, a referência mais citada para a regulação do mercado de hidrogênio é o [Projeto de Lei 725/22](#), de autoria do ex-senador e atual presidente da Petrobras, Jean Paul Prates. O PL foca em três aspectos: define o que é o H2 de baixo carbono, estabelece a Agência Nacional de Petróleo (ANP) como órgão regulador e estabelece percentuais mínimos obrigatórios de volume para a inclusão do hidrogênio nos gasodutos de transporte.

Contudo, o PL é generalista e deixa pontos-chave em aberto. “A produção, transporte e distribuição desse combustível apresentam desafios complexos, exigindo uma regulamentação clara e eficaz. Precisamos de normas técnicas que estabeleçam os padrões de segurança, qualidade e eficiência”, diz a professora da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Gláucia Fernandes, especialista em mercado de energia e regulação.

Além de fomentar incentivos fiscais e definir quem será o regulador, Fernandes reforça que é fundamental considerar os impactos socioambientais, como o desenvolvimento econômico local, criação de empregos, redução da desigualdade e promoção da justiça ambiental. Ela acrescenta que é importante incluir critérios para a gestão adequada dos recursos hídricos e a minimização dos impactos sobre a biodiversidade. O projeto de lei deixa isso de fora.

A última movimentação do PL no Congresso foi em 31 de março deste ano, quando se encerrou o prazo para apresentação de emendas pela Comissão de Meio Ambiente. Nenhuma emenda foi apresentada pela Comissão.

Sem regulamentação específica, licença ambiental fica na mão dos estados

O licenciamento de plantas de hidrogênio no Brasil atualmente é feito em **esfera estadual**, conforme prevê a Resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama) [237/1997](#). Ela dispõe sobre a revisão e complementação dos procedimentos e critérios utilizados para o licenciamento ambiental.

O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) não atua para o licenciamento das plantas de hidrogênio, salvo em ocorrências *offshore* (marítimas) ou para a construção e adequação de alguma estrutura portuária. Um exemplo de ação conjunta, por exemplo, seria em potenciais eólicas no mar – cujo mercado também carece de regulação federal – para a produção de hidrogênio.

A fundadora e diretora-presidente da HL Soluções Ambientais, Laiz Hérica, destaca a urgência de atualização da resolução do Conama. “A resolução é da década de 90, elaborada com base em uma realidade diferente. Temos uma nova cadeia produtiva que requer uma nova abordagem”, afirma.

Hérica também enfatiza a importância de uma legislação nacional específica. A Lei Geral de Licenciamento Ambiental tramita no Congresso Federal há mais de uma década. 'Existe uma grande fragilidade em âmbito federal relacionada à falta de um marco regulatório para o licenciamento ambiental, pois não adianta os estados elaborarem suas legislações se isso não for construído também em nível federal', observa.

Segundo a consultora, sem uma regulação federal, os estados ficam limitados no avanço dos projetos. Além disso, enquanto cada ente federativo legisla de forma independente, criam-se modelos distintos e precedentes para licenciamentos mais flexíveis que outros.

O movimento que ocorre no Congresso vai contra um aprimoramento do licenciamento ambiental. Na verdade, está em estágio avançado a tramitação de um projeto de lei que pode representar retrocessos no licenciamento ambiental. Trata-se da proposta [2159/2021](#). O projeto é criticado por organizações da sociedade civil, que consideram o texto uma deterioração da legislação brasileira.

O texto foi [aprovado](#) pela Câmara dos Deputados em 2021, com base no PL [3729/04](#), e pode ser votado a qualquer momento nas comissões de Agricultura e Meio Ambiente do Senado Federal. No final de agosto, o Instituto Socioambiental (ISA) e o Observatório do Clima divulgaram uma [nota técnica](#) com propostas para reverter as ideias apresentadas pelo PL.



Projeto no Porto do Pecém é voltado para exportação, principalmente para a Europa.

Foto: Reprodução/Complexo do Pecém.



Entre os pontos polêmicos da proposta estão as dispensas de licenciamento para 13 tipos de empreendimentos enquadrados como 'melhoramentos'. Isso poderia resultar na isenção de licenciamento de atividades de alto impacto, como as associadas a hidrovias, portos, aeroportos, ferrovias e rodovias.



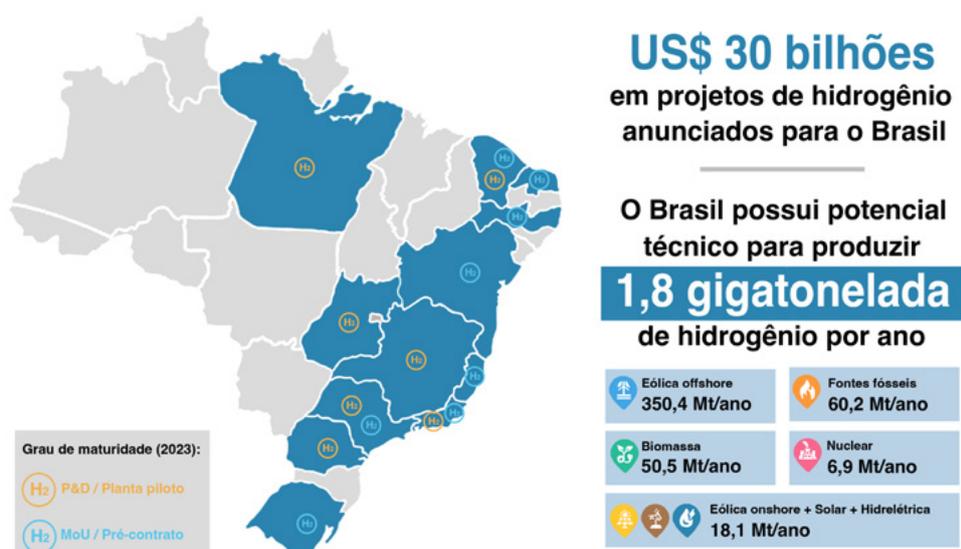
O texto do PL também transfere para cada ente federado (estado ou município) a responsabilidade de definir o que são as obras de baixo impacto. Atualmente, a lei diz que o licenciamento ambiental é necessário para empreendimentos com potencial de impacto ambiental, mas o processo é menos rigoroso para obras de baixo impacto.

O PL ainda prevê a limitação de condicionantes do licenciamento, de forma a diminuir os custos do empreendedor em caso de ônus para as comunidades, estabelece renovação da licença vencida ambiental apenas com preenchimento de declaração na internet e prevê, entre outros pontos, uma licença por adesão e compromisso (LAC) – isto é, permite que o empreendimento se “autolicencie” em formulário *on-line*, desde que se comprometa em ter boa conduta e seja passível de fiscalização.

Potencial técnico de produção de hidrogênio no Brasil e estados brasileiros com projetos de hidrogênio de baixa emissão de carbono anunciados.

Infográfico: Climate Tracker.

Fonte: Ministério de Minas e Energia (MME), 2022.



Regulação estadual

O estado do Ceará é o único que possui uma resolução específica ([nº 3/2022](#)) para projetos de Hidrogênio Verde. A normativa foi aprovada pelo Conselho Estadual do Meio Ambiente no Ceará (Coema).

A resolução estabelece a Superintendência Estadual do Meio Ambiente (Semace) como regulador e define que o processo de licenciamento para plantas de hidrogênio deve ser **trifásico** (licença prévia, licença de instalação e licença de operação).

Sob análise do regulador está um pedido protocolado pela CIPP, empresa que faz parte do Complexo Industrial e Portuário do Pecém, para o licenciamento de toda a área, destinando-a à indústria do hidrogênio, bem como para estruturas comuns do *hub*, como corredores, serviços e área para tanques de armazenamento.

O projeto de *hub*, voltado à exportação do hidrogênio de baixo carbono e seus subprodutos para a Europa, é formado por uma *joint venture* do estado cearense, que detém 70% do complexo, e o Porto de Roterdã, que detém os outros 30%.

Com a expectativa de produção de hidrogênio verde, aumentou o número de pedidos de licença para eólicas *offshore* no Ceará.

Foto: Kim Hansen
(CC BY-SA 2.0)



Em entrevista, o superintendente da Semace, Carlos Alberto Mendes, classificou o projeto como positivo. "Com uma análise holística de toda a área, o ganho de tempo é muito grande, porque as próximas empresas que vierem já podem solicitar a licença na fase de instalação, uma vez que a licença prévia está sendo analisada nesta etapa".

O Brasil já registra US\$ 30 bilhões em projetos anunciados de hidrogênio de baixa emissão de carbono em diferentes estágios de implementação, de acordo com o Ministério de Minas e Energia em 2022. Os portos brasileiros estão no centro desses investimentos.

Eólicas offshore e hidrogênio

O Ceará também lidera o número de pedidos de licença para eólicas *offshore*, de acordo com o último [mapeamento](#) do Ibama. São 23, de um total de 78 no país.

Mendes afirma que o Estado não deve depender das estruturas marítimas para a produção do Hidrogênio Verde, mas a corrida pelas eólicas no mar tem gerado preocupações em comunidades pesqueiras.

No Ceará, cerca de 70% das embarcações são movidas a vela e precisam de espaço para navegar, segundo pesquisa da Universidade Federal do Ceará (UFC). A advogada e coordenadora do [Instituto EcoMaretório](#), Melka Barros, nativa da comunidade de pescadores de Icaraí de Amontada, demonstra preocupação. "A pesca no Ceará é artesanal, com barcos a vela que não se movimentam de forma linear e que podem ser afetados pelas estruturas no mar, o que compromete a soberania alimentar da região", observa.

Ela também menciona problemas como o refúgio de peixes, a mortalidade de aves e o barulho. Para evitar prejuízos à vida e ao trabalho da população, a pesquisadora defende a apresentação de garantias de que os parques eólicos *offshore* fiquem suficientemente afastados da costa. “A comunidade tem o direito de ser consultada, e os povos não estão sendo informados de forma adequada. Parece que a nossa opinião não tem valor e que estamos sendo usados como zona de sacrifício”, lamenta.

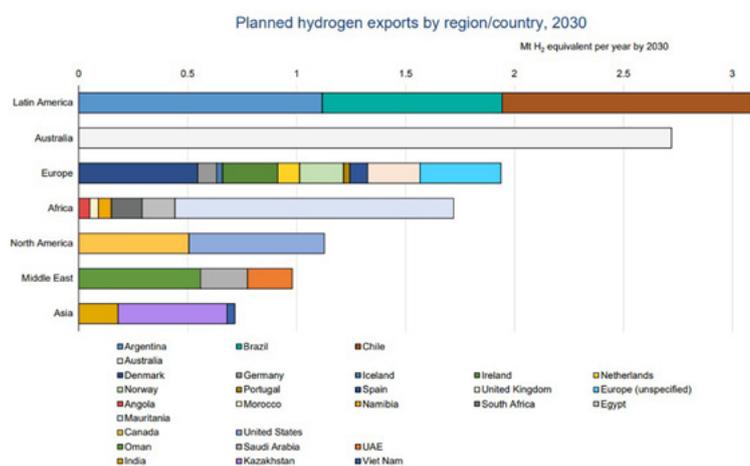
Para Gláucia Fernandes, professora da UFRJ e especialista em regulação, é importante incluir critérios para garantir que os direitos das comunidades locais e dos povos indígenas sejam respeitados no processo de produção de Hidrogênio Verde.

Plano para produção de hidrogênio inclui fontes com emissão de carbono

O PNH2 foca no desenvolvimento das rotas tecnológicas associadas à produção do **hidrogênio de baixa emissão de carbono**, o que inclui não só as fontes renováveis de energia, mas também combustíveis fósseis com captura, armazenamento e utilização de carbono.

O chamado “Hidrogênio Verde” é gerado por meio da eletrólise a partir de fontes renováveis de geração de energia elétrica, principalmente solar e eólica, enquanto o hidrogênio de baixo carbono pode ser produzido de diferentes maneiras, inclusive por meio de combustíveis fósseis.

Low-emission hydrogen exports reach 12 million tonnes by 2030 based on projects under development



Brasil figura como um dos principais exportadores globais de hidrogênio até 2030, atrás do Chile e da Argentina na América Latina.

Infográfico: Climate Tracker.

Fonte: International Energy Agency, 2022.

O programa brasileiro prevê que os percentuais mínimos de redução de emissões serão definidos na **regulamentação** e destaca isso como uma abordagem “pragmática” para não criar barreiras ao desenvolvimento do mercado.

“O foco de tudo o que estamos fazendo é no hidrogênio de baixo carbono, até porque o mercado com gás natural e outras fontes fósseis já existe. Quando falamos que seremos inclusi-

Brasil planeja fomentar projetos de produção de hidrogênio em complexos portuários.

Foto: Divulgação Complexo de Pecém.



vos com essas rotas é no sentido de não excluir possibilidades de fazer o Brasil se tornar o país mais competitivo do mundo”, afirma Thiago Barral. O Secretário Nacional de Planejamento e Transição Energética destaca que o marco legal será importante para criar balizas e referenciais do que se enquadra como baixo carbono.

“Não há, em hipótese alguma, o mesmo tratamento para um hidrogênio à base de gás natural, por exemplo, e o hidrogênio de baixo carbono. Hoje existe uma disputa sobre que é e não é verde e quisemos fugir desse debate, porque a própria IEA [Agência Internacional de Energia] recomenda abandonar a linguagem de hidrogênio de cores, que só atrapalha e atrasa o desenvolvimento do mercado”, alega Barral, em resposta às críticas de que o Brasil ficará atrasado ao não apostar todas as fichas na rota com zero emissões.

Diogo Lisboa, pesquisador do núcleo de estudos de Energia da Fundação Getúlio Vargas (FGV), concorda que, embora os caminhos de produção a partir de fontes fósseis com captura de carbono não sejam ideais, são importantes para ajudar a desenvolver a ainda incipiente indústria de hidrogênio renovável.

“A estratégia nacional segue a de outros países que perseguem a rota verde por meio da baixa emissão de carbono. O essencial é entender o quanto de carbono há nesse processo e minimizar as emissões”, afirma.

Foco em exportação

O Brasil planeja principalmente fomentar o desenvolvimento de *hubs* de produção de hidrogênio em complexos portuários com plantas industriais voltadas para exportação. A Europa e a Ásia são os principais mercados-alvo.

O Parlamento Europeu estabeleceu metas para transição energética, como chegar a 20 milhões de toneladas de hidrogênio renovável na matriz energética — metade provenientes de

importações. Em meados de junho, a presidente da Comissão Europeia, Ursula von der Leyen, já havia [anunciado, em reunião com o presidente Lula](#), que a União Europeia vai investir dois bilhões de euros na produção de Hidrogênio Verde no Brasil.

Organizações da sociedade civil criticam o modelo exclusivamente exportador. A sócia-fundadora do Instituto Terramar Soraya Vanini Tupinambá, engenheira de pesca e mestre em Desenvolvimento e Meio Ambiente, avalia que a indústria do Hidrogênio Verde está seguindo o mesmo percurso que outras, ao longo da história. “Esse caminho do hidrogênio brasileiro não difere da velha lógica colonial de exportadores de commodities e nos coloca de forma subalternizada”, afirma.

“Os gestores públicos argumentam que isso ocorrerá apenas inicialmente, pois ainda não existe capital suficiente para impulsionar essa indústria de forma independente, e que, em algum momento futuro, haverá capital para expansão no mercado interno. No entanto, esse tipo de conversa tem sido recorrente em nossa história”, acrescenta Soraya, que também é coautora do [estudo](#) “Cenários, desafios e oportunidades para a produção de hidrogênio verde no Brasil: uma análise a partir do estado do Ceará”.

Órgão regulador

A definição de qual o órgão regulador mais preparado para lidar com as demandas brasileiras do Hidrogênio Verde divide opiniões. Alguns especialistas acreditam que seria a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), enquanto outros defendem a criação de um novo regulador.

A ANP já regula atualmente a produção de hidrogênio no Brasil a partir de fontes fósseis, como o gás natural. A professora da UFRJ Gláucia Fernandes acredita que atribuir à ANP a responsabilidade pela regulação do hidrogênio sustentável ajudaria a garantir a segurança energética, a competitividade e a sustentabilidade ambiental do país.

“A ANP pode desempenhar um papel central na regulação, concentrando-se especificamente na produção, transporte e distribuição do Hidrogênio Verde. Enquanto isso, outras questões relacionadas às competências de agências como a Aneel ou a ANA podem ser abordadas por meio de resoluções conjuntas, seguindo um modelo coordenado por essas instituições”, avalia Fernandes.

Por outro lado, Laiz Hérica, da consultoria HL Soluções Ambientais, defende a criação de um novo órgão regulador. “Considero importante haver separação para colocar o foco principal na pauta renovável dentro do desenho de uma economia de baixo carbono mais ampla. Quando se coloca tudo sob um guarda-chuva bastante carbonizado, dificilmente se consegue desenhar caminhos verdes”, avalia.

Referências

Câmara dos Deputados (2004). Projeto de Lei. Dispõe sobre o licenciamento ambiental; regulamenta o inciso IV do § 1º do art. 225 da Constituição Federal; altera as Leis nºs 9.605, de 12 de fevereiro de 1998, e 9.985, de 18 de julho de 2000; revoga dispositivo da Lei nº 7.661, de 16 de maio de 1988; e dá outras providências. Retirado de <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=257161>

_____ (2021). Aprovado texto-base do projeto sobre licenciamento ambiental. Retirado de <https://www.camara.leg.br/noticias/758640-aprovado-texto-base-do-projeto-sobre-licenciamento-ambiental-votacao-continua-na-manha-desta-quinta/>

Conselho Nacional do Meio Ambiente, Conama (1997). Resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama) 237/1997. Publicada no DOU no 247, de 22 de dezembro de 1997, Seção 1, páginas 30841-30843. Retirada de http://conama.mma.gov.br/?option=com_sisconama&task=arquivo_download&id=237

EPBR (2023). União Europeia investirá R\$ 10 bilhões em hidrogênio verde do Brasil. Retirado de <https://epbr.com.br/uniao-europeia-doara-r-100-milhoes-para-o-fundo-amazonia/>

Holanda Araujo, Julio César e Vanini Tupinambá, Soraya (2023). Cenários, desafios e oportunidades para a produção de hidrogênio verde no Brasil: uma análise a partir do estado do Ceará. Heinrich Böll Stiftung. Retirado de https://br.boell.org/sites/default/files/2023-06/hidrogenio_cenarios_desafios_oportunidades_boll-26_2023.pdf

Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais (2022). Mapas de projetos em licenciamento - Complexos Eólicos Offshore. Retirado de <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore>

Instituto Eco Maretório. Coletivo composto por povos e comunidades tradicionais do litoral do Ceará que se mobiliza e organiza para a promoção de justiça socioambiental. Retirado de <https://ecomaretorio.com.br/>

Instituto Socioambiental e Observatório do Clima (2023). Nota Técnica Sobre o Projeto de Lei Nº 2.159/2021. Retirada de <https://oeco.org.br/wp-content/uploads/2023/08/Nota-Tecnica-Licenciamento-Ambiental-ISA-e-OC-Versao-final-1.pdf>

LegisWeb (2022). Resolução COEMA Nº 3 DE 10/02/2022. Dispõe sobre os procedimentos, critérios e parâmetros aplicáveis ao licenciamento ambiental no âmbito da Superintendência Estadual do Meio Ambiente - Semace para empreendimentos de produção de hidrogênio verde no Estado do Ceará. Retirado de <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=427495>

Ministério de Minas e Energia, MME (2021). O Programa Nacional do Hidrogênio (H2), lançado em julho de 2021. Retirado de <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-apresenta-ao-cnpe-proposta-de-diretrizes-para-o-programa-nacional-do-hidrogenio-pnh2/HidrogenioRelatriodiretrizes.pdf>

_____ (2023). o Governo Federal publicou um Plano de Trabalho Trienal do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2). Retirado de <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/PlanodeTrabalhoTrienalPNH2.pdf>

Senado Federal (2021). Projeto de Lei nº 2159, de 2021. Estabelece normas gerais para o licenciamento de atividade ou de empreendimento utilizador de recursos ambientais, efetiva ou potencialmente poluidor ou capaz de causar degradação do meio ambiente. Retirado de <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/148785>

_____ (2022). Projeto de Lei nº 725, de 2022 de autoria do ex-senador e atual presidente da Petrobras, Jean Paul Prates. Retirado de <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/152413>

REGRESAR A CONTENIDO

Aún no se ve claro si el hidrógeno verde se encamina hacia la transición

El Plan de Acción de Hidrógeno Verde sigue desarrollándose, buscando el despliegue de esta incipiente industria. No obstante, el empresariado y la sociedad civil intensifican sus cuestionamientos sobre su regulación. Las críticas pasan por el papeleo burocrático, los impactos socioecológicos, los beneficios para las comunidades y la eficiencia del modelo de desarrollo.

Por Leandro Guzmán



A principios de [septiembre](#), el canciller Alberto van Klaveren inauguró la sesión del Comité Estratégico del [Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030](#). El objetivo es definir la hoja de ruta para consolidar esta industria en Chile, “conciliando el desarrollo económico con el respeto por el medio ambiente, el territorio y las comunidades”.

A partir de mesas interministeriales, el Plan de Acción busca corregir lo que no se hizo durante la pandemia y descentralizar la participación. Hay tres líneas de acción: inversiones e institucionalidad; sostenibilidad y valor local, e infraestructura y organización territorial. Después de 20 talleres realizados en las regiones de Antofagasta, Valparaíso, Metropolitana, Biobío y Magallanes, aún no se confirman las audiencias de cierre, pues es el trabajo del Comité Estratégico el que permitirá la conclusión del plan. Por ello, se espera que la consulta pública prevista en septiembre ocurra entre octubre y noviembre.

No obstante, el Plan de Acción puso en evidencia una falta de educación, información, participación e involucramiento de las comunidades en la toma de decisiones con respecto a las transformaciones de su territorio. **“Si bien el Gobierno está buscando participación, hay que ver si ésta es oportuna, pues ya hay políticas y acuerdos firmados.** Hay que ver si la gente está informada, porque la industria es muy técnica y compleja”, plantea Constanza Gumucio, investigadora de estudios de la ONG FIMA.

“Hoy [el tema] no es cuánto se produce, sino qué acuerdos [se alcanzan]. Es todavía una etapa muy temprana y hay que sentar las bases para lo que se viene. Llegar a la fase industrial requiere de un marco regulatorio, políticas públicas y señales claras al mundo financiero en términos de dónde invertir. De todos modos, hay decisiones que se van a tomar en el camino, pero la prioridad es preguntarse si se está descarbonizando la matriz nacional”, declara Verónica Vukasovic, asesora técnica de la Sociedad Alemana de Cooperación Internacional (GIZ) y coordinadora de H2LAC.

En el Plan de Acción, los participantes entregaron sus apreciaciones, mientras que el Consejo Consultivo y el Comité Estratégico analizan lo conversado. En el [primer ciclo de talleres](#) participaron 458 personas, el doble de hombres que mujeres, la mayoría del sector privado (38%) y público (30%). Se rescataron 38 ideas que luego consolidaron 51 temas críticos. Derivado de ello, se establecieron [32 medidas de impulso](#), de las cuales sólo tres responden directamente a los impactos medioambientales de la incipiente industria, considerando **la reforma para incorporar el hidrógeno como tipología al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), las líneas de base públicas y un estudio sobre criterios para la energía eólica.**

“En el desarrollo del Plan de Acción han surgido algunas inquietudes que tienen que ver con la identidad regional, debido al posible crecimiento de localidades rurales aledañas al desarrollo de los proyectos y [a] la inquietud de cómo se va a dar ese crecimiento, desde la densidad demográfica, la creación de nueva infraestructura y la generación de nuevas inversiones desde los municipios”, comenta María Luisa Ojeda, seremi de Energía de Magallanes.

Andrea Moraga, gerente de Continua Soluciones y de la Unidad de hidrógeno IIT de la UdeC, cree que “es necesario desplegar la difusión y sensibilización de la población, considerando las

Fotografía página de entrada:
Playeros árticos en el humedal Bahía Lomas, en la Región de Magallanes, tras volar desde Canadá.

Foto: Antonio Larrea.



Turbina eólica para Haru Oni llega a Puerto Mardones. El aspa mide 64.5 metros.

Foto: HIF Global.

oportunidades que puede generar esta industria y cuáles son las aplicaciones evidentes del hidrógeno verde. Se habla de que Chile va a exportar, que va a ser la salvación del mundo, pero no se habla de qué se va a hacer con el hidrógeno en el país”.

Desde el primer momento deben alentarse las relaciones con la comunidad, mientras que el capital humano requiere de capacitaciones especializadas, más que de una nueva carrera, según plantea Moraga, también directora de H2 Chile. “Hay que educar –y al mismo tiempo propiciar– un encadenamiento productivo en las regiones y sus actores, considerando el uso local en las refinerías, la industria del vidrio, los derivados o, por ejemplo, en vez de importar y gastar en amoniaco se puede impulsar la producción”, dice.

El aterrizaje de una industria futurista

Desde el lanzamiento de la Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde, en 2020, [Chile ha sido vanguardista en esta materia](#): en Cabo Negro se construyó el primer piloto de producción, y en marzo de este año [se exportaron los primeros 2,600 litros de combustible sintético a Inglaterra](#). En su fase inicial, la planta Haru Oni está produciendo *e-fuels* para Centros de Experiencia y la Porsche Mobil 1 Supercup. La fabricante de automóviles es socia del titular, HIF, quien también trabaja con Enap, Gasco, Exxon Mobil, Siemens y Enel Green Power.

En agosto de 2023 se anunciaron los resultados de [Ventana al Futuro](#), Plan Nacional de Fomento a la Producción de Hidrógeno Verde en Territorio Fiscal. Se trata de 25 solicitudes de concesión, que corresponden a 16 proyectos en las regiones de Antofagasta (12), Tarapacá (2), Atacama (1) y Magallanes (1). Johan Dreyer, presidente de la asociación H2 Antofagasta, señala la necesidad de “fomentar las eficiencias y sinergias entre los desarrolladores de proyecto para que puedan definir objetivos comunes y optimizar recursos”.

Desde Magallanes, la seremi de Energía, Ojeda, considera que la idea no es instalar una desaladora, un puerto, un parque de energía renovable, ductos, una planta de hidrólisis o amoniaco por cada proyecto, sino que hay que apuntar a la infraestructura compartida para abaratar los costos y disminuir los impactos. A esto agrega Dreyer que “la estrategia tiene que ser *bottom-up*, es decir desde abajo hacia arriba, y no *top-down* como lo fue en 2020”.

La estrategia chilena se resume en activar la industria doméstica y desarrollar la exportación hasta llegar a ser proveedores globales. El eslogan es “el hidrógeno verde más competitivo del planeta”, ya que el país tiene más de 1,800 GW de potencial en energías renovables, equivalente a 70 veces la demanda nacional. Sin embargo, la estrategia menciona expresamente que no se consideran costos de compresión, transporte ni distribución, que varían de acuerdo con la aplicación final del hidrógeno. Del mismo modo como se soslaya esa evaluación financiera, se ha hecho con el aspecto ambiental y sus impactos.

Una de las principales preocupaciones de la sociedad civil es la planificación territorial y la necesidad de regular de manera rigurosa a esta incipiente industria, en especial si se considera la escala y cantidad de proyectos en cada zona que podrían generar impactos significativos en Chile, en aras de asegurar la descarbonización de otros países. El [proyecto más grande](#) planea una capacidad eólica instalada de 10 GW en San Gregorio, cuando el Coordinador Eléctrico Nacional indica en su [informe de agosto](#) que recién se llegó a 4.58 GW de energía eólica en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Cristian Flores, investigador de la Universidad Humboldt de Berlín, alude a las aves y murciélagos en [un mapa de sensibilidad encargado por Corfo](#), y señala que otros informes anunciados estarán listos cuando los megaproyectos ya estén en el SEIA o hayan obtenido su RCA. Es un hecho que “la urgencia por sacar proyectos apremiados por las agendas globales y de financiamiento provocaría un avance inorgánico carente de una planificación territorial adecuada, con escaso o nulo conocimiento sobre los impactos reales, generado de manera desfasada o por los propios interesados con el único objetivo de obtener la aprobación ambiental”, analiza el también abogado de Max Planck-UDP.

Si bien aún no existe un mercado mundial para el denominado “combustible del futuro”, la industria ya se impulsa de manera tenaz en varios países –sobre todo desde Europa–, a fin de reducir la dependencia del gas ruso, aunque los electrolizadores se encarecen y la tasa de conversión es deficiente debido a la financiación que conlleva. Mientras tanto, Chile [proyecta al año 2050](#) que la exportación del hidrógeno verde y sus derivados represente 24 mil millones de dólares estadounidenses por año. Sin embargo, a principios de 2023, la Agencia Internacional de la Energía (IEA) [plantea](#) que “los gobiernos deberían tomarse en serio el riesgo de un desajuste en la oferta y la demanda”.

Evaluación ambiental, el talón de Aquiles de la estrategia

El hidrógeno verde podría generar distintos impactos, dependiendo del emplazamiento y magnitud de la infraestructura. Por eso, ha generado preocupación lo que ocurriría en Magallanes, que tiene 13 proyectos anunciados, y en el desierto de Atacama, que concentra 23. Ya van 54 en todo el país, según el [último catastro de H2 Chile](#), aunque la mayoría de ellos en etapa de bosquejo y factibilidad.

“El modelo de desarrollo del hidrógeno verde tiene un impacto tremendo en los instrumentos de orden territorial y en las prioridades e intervenciones, lo que representa una dimensión

conflictiva en la política ambiental y social. Hay mucha alineación de los actores y las empresas, que no consideran las voces críticas, por lo que hay falta de principios precautorios, y eso repercute en la democracia y la pobreza energética”, reflexiona Gabriela Cabaña. La antropóloga del Centro de Análisis Socio Ambiental señala que esto puede desviar la atención de soluciones más efectivas. Además de la participación ciudadana, asegura, hay que apuntar a necesidades locales y empleos de calidad.

En la macrozona norte se forman grandes cadenas de trabajo y procesos de subcontratación en los proyectos de energías renovables, en donde alrededor de [cien empresas alegan fraudes](#). Mauricio Ocaranza, quien arrienda maquinarias desde Calama, se convirtió en vocero de los afectados y dice que las transnacionales “se instalan por temporadas de faena y ni una oficina tienen en la zona. No se puede pensar en el hidrógeno si no se atiende lo que está pasando con las pymes: hay mucha gente agobiada por las deudas, nadie se preocupa de nosotros si no metemos presión”. Por lo mismo, en las [sesiones del plan](#) en Antofagasta y Magallanes existe una posición coincidente de que las empresas se establezcan donde estén sus proyectos y no tributen en la región Metropolitana.

En cuanto a los impactos ambientales potenciales, la producción de hidrógeno necesita de agua, mientras numerosas localidades del país enfrentan problemas hídricos. Según el World Resources Institute, [Chile tiene un estrés hídrico extremadamente alto](#). Por lo mismo, la industria mira como alternativa la desalación de agua de mar, aunque la Comisión Nacional de Evaluación y Productividad [expuso](#) recientemente que tramitar una desaladora nueva tarda once años y siete meses.

En Sustainability, una [investigación](#) concluyó que entre las regiones de Arica y Metropolitana sólo el 4.54% de la superficie se considera zona altamente apropiada para instalar una desaladora. Además, se necesitan [nueve kilos de agua para producir un kilo de hidrógeno verde, y si es desalada oscila entre 18 a 24](#) mientras que, en promedio, [por cada litro de agua desalada se produce un litro y medio de concentrado de minerales](#), lo que podría afectar los ecosistemas costeros y marinos.

“Todos los organismos tienen distinta tolerancia a los parámetros químicos del agua, y el aumento de la salinidad podría estresar la biodiversidad, lo que puede causar la muerte de organismos; y los que tienen la capacidad de moverse lo harán hacia un mejor ambiente”, declara Felipe Pizarro, biólogo marino y director de la Fundación Mar y Ciencia.

La exportación conllevaría una reestructuración portuaria y el incremento del tráfico marítimo, que “aumenta el riesgo de colisión de ballenas, tal como la jorobada, la franca y la Sei. También implica la contaminación acústica, ya que el sonido viaja más rápido en el mar y llega a distancias más grandes. La presencia de más barcos interfiere en la comunicación de delfines y otros cetáceos que se desplazan por el estrecho de Magallanes, y esto les complica más la vida”, informa Pizarro.

A esto se suman [las potenciales emisiones indirectas de gases de efecto invernadero](#) provenientes de las embarcaciones para la exportación a otros continentes. **“El hidrógeno es verde porque no emite CO₂ en su producción, pero no se considera el resto de las emisiones que puede producir la cadena**. Entonces, estamos postulando al hidrógeno como una energía muy limpia, e idealmente hay que ampliar el verde en el resto de las actividades, pero no está claro que en Chile sólo se genere con energía renovable”, dice Gumucio.



Casa solar.

Algo que ya preocupó a [vecinos y 67 organizaciones](#) en Quilicura, tras la reciente inauguración del Centro de Distribución de Walmart y Engie –catalogada como la primera planta de hidrógeno verde de uso industrial de Latinoamérica– es que [ocupa energía del SEN](#) y no tuvo evaluación ambiental. La abogada de FIMA subraya que aún no se han determinado los impactos ante la proyección de la gran escala, ni se ha certificado que siempre sea “verde”. La participación y planificación territorial son cruciales, añade Gumucio, ya que “**es físicamente el mismo espacio el que soporta todo** y son ecosistemas frágiles a raíz del cambio climático”.

De hecho, la [zonificación del borde costero en Magallanes](#) está en plena etapa de propuestas, mientras que las [Líneas Bases Públicas en Ecosistemas](#) se terminaron de licitar hace un mes. “En Magallanes se ha ido avanzando ‘con la carreta delante de los bueyes’. Se ha propiciado cierta estimulación desde el sector público, se ven esfuerzos de levantamiento de información, aunque no necesariamente se conectan de modo eficiente los proyectos y las partes implicadas para la toma de decisiones. El ordenamiento territorial debiera ser un paso previo para impulsar una industria de gran escala”, reflexiona Ivo Tejada, director de la Red de Observadores de Aves y Vida Silvestre de Chile.

La industria de hidrógeno verde también necesita **grandes extensiones territoriales** para la generación de electricidad mediante energía eólica y solar, lo que aumentaría la fragmentación de los ecosistemas. La escala de la [industria apunta a 25 GW, que se traduce prácticamente en 404 mil hectáreas](#), un poco más de seis veces la superficie de Santiago. Además, un aerogenerador mide tres veces el hotel Dreams de Punta Arenas. Es un hecho que múltiples estructuras de ese porte cambiarían el paisaje de manera significativa. Por este motivo, algunos científicos advirtieron, en [una carta publicada en Science](#), sobre el peligro inminente para las aves residentes y migratorias que podrían colisionar o verse afectadas. Por lo mismo, [una medida del Plan de Acción](#) consiste en estudiar los criterios relacionados con la energía eólica.

En ese sentido, la [reforma integral a la Ley N° 19.300](#) sobre Bases Generales del Medio Ambiente considera incorporar la producción de hidrógeno dentro de las tipologías legales de

ingreso al SEIA, lo que resuelve el desglose de infraestructura. Cabe señalar que “sin la determinación de los estándares e impactos, la evaluación recaerá en el SEA, lo que es complejo, ya que ellos han emitido guías para que los titulares ingresen sus proyectos bien descritos y unificados en sus etapas, pero no deberían fijar los estándares. Los parámetros deberían establecerse con anterioridad y el Servicio sólo compararía el proyecto con la norma, la cual no existe”, plantea Gumucio.

Por éste y otros motivos, más de 70 entidades medioambientalistas han rechazado la escala del modelo de desarrollo del hidrógeno impulsado por el Estado chileno. En [una carta](#) aluden a que “si el objetivo es lograr una transición energética justa, no podemos ignorar la necesidad de reducir las brechas de pobreza energética a nivel nacional, así como de avanzar en materia de descentralización y generación distribuida para asegurar mejores niveles de seguridad energética a lo largo del país. También es necesario ocuparse de la protección de los ecosistemas clave para la adaptación y el desarrollo de soluciones basadas en la naturaleza”.

Los desafíos para la democracia energética

Recientemente, el Foro Económico Mundial publicó [Energy Transition Index 2023](#), donde Chile se posiciona en el número 30 en el ranking de los sistemas energéticos del mundo, y cuarto a nivel latinoamericano. [Los puntos más débiles son la innovación, la educación y el capital humano, la equidad y la sustentabilidad, mientras que el aspecto mejor evaluado fue la regulación y el compromiso político.](#)

En el [escenario de cero emisiones netas de carbono para 2050 que proyectó la IEA](#), el hidrógeno sería responsable del 6% de la reducción acumulativa de emisiones, por detrás de otras medidas como las energías renovables (35%), la electrificación (19%), mejoras tecnológicas (13%), captura de carbono (11%), cambios de comportamiento y reducción de la demanda de energía (11%). No debe perderse de vista que [Chile puede mitigar el 50% de sus emisiones a través de soluciones basadas en la naturaleza](#). También es evidente el alto grado de especulación financiera sobre el hidrógeno verde en las agendas de cambio climático, cuando existen más soluciones para la descarbonización.

En cuanto a la transición energética, **el país aún no avanza en el esfuerzo de empoderar a la ciudadanía como prosumidores**, pues la ley que regula la distribución eléctrica no se ha actualizado estructuralmente desde 1982. El director de la Asociación Chilena de Energía Solar, Darío Morales, detalla que “en Chile, el 95% de la potencia solar instalada es de gran escala, mientras que a nivel mundial la generación distribuida está en 19%. En Alemania, 74% se genera bajo los 1,000 kW; en Australia, el 48% bajo los 10 kW, mientras que en Chile no más del 5% lo producen proyectos fotovoltaicos bajo 1 MW”.

“El modelo y mercado energético presenta una triple problemática: [vertimientos](#), desacoples y exposición a costos marginales cero, por lo que **sin energías renovables competitivas no pueden desarrollarse la minería, la desalación, el hidrógeno, ni cualquier otra industria verde**”, resalta Ana Lía Rojas, directora de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento.

[Enel, el Grupo Matte, AES Corporation, Engie y Électricité de France poseen más de la mitad de la capacidad instalada del SEN](#). Bajo tal contexto, Flores [concluyó](#) que la incorporación de fuentes renovables no convencionales a la matriz energética no ha modificado el modelo tecnocrático de gestión de mercado, “ni ha supuesto un avance hacia sistemas energéticos

democráticos y descentralizados que promuevan el desarrollo local y la participación efectiva de las comunidades en la toma de decisiones energéticas, ya que la generación sigue concentrada”.

Tendrá que pasar tiempo antes de ver los resultados del Plan de Acción de Hidrógeno Verde en la transición del país. Mientras tanto, Cabaña considera que producir el vector energético más barato presiona a los territorios y –dice– no es un buen negocio. No sabe si es viable subsanar las fallas de origen, pero “se pueden rescatar las recomendaciones de una comisión ciudadana sindical y parlamentaria de reforma al SEIA (2016). El [informe](#) se realizó con la misma percepción de los trabajadores del Servicio y es válido, porque los problemas siguen vigentes”. Además, propone comunidades que administren la energía, tal como lo hacen las cooperativas con los sistemas de Agua Potable Rural.

“La transición energética corporativa se ha visto como un traje a la medida de los grupos que lideran los sistemas energéticos en América Latina, como son las empresas gasíferas y petroleras, ya que la visión es ver cómo la transición me sirve con base en lo que ya estoy haciendo, más que pensar en soluciones justas. No se piensa en decrecimiento, ni llegar a principios de equidad y de acceso a la energía para tener una mejor calidad de vida. No hay respeto por conceptos de límite y suficiencia; es decir, un mínimo y un techo de generación que sea administrado de modo democrático y priorizado para lo que la gente necesita”, sentencia.

Referencias

- Aedo, María Paz. “Transición energética e hidrógeno verde: controversias y desafíos”. YouTube, subido por Red Plurinacional de Humedales Chile, 21 de septiembre de 2023. <https://www.youtube.com/watch?v=4y2432CU0-w>
- Centro de Análisis Socioambiental (s/f). *Hidrógeno ¿Verde?* Obtenido de <https://centrosocioambiental.cl/wp-content/uploads/2023/07/Informe-Proyecto-CASA-Hidrogeno-Verde.pdf>
- ClimatePartner (2023). *La guía completa para entender las emisiones de alcance 1, 2 y 3*. Obtenido de <https://www.climatepartner.com/es/guia-completa-para-entender-las-emisiones-de-alcance-1-2-y-3>
- Comisión Nacional de Evaluación y Productividad (2023). *Análisis de los permisos sectoriales prioritarios para la inversión en Chile*. Obtenido de <https://cnep.cl/wp-content/uploads/2023/08/Estudio-Analisis-Permisos-Prioritarios-para-la-Inversion-en-Chile.pdf>
- Coordinador Eléctrico Nacional (2023). Informe mensual agosto 2023. Obtenido de https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/08/CEN_Informe_Mensual_SEN_ago23.pdf
- _____ (2023). Monitoreo de la competencia en el mercado eléctrico 2022. Obtenido de <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/04/Informe-Monitoreo-2022.pdf>
- El Desconcierto*. Suplemento Bienes Comunes (18 de agosto de 2023). “Alerta en Quilicura: Primera planta de hidrógeno verde del país no tuvo evaluación ambiental”. Obtenido de <https://www.eldesconcierto.cl/bienes-comunes/2023/08/18/alerta-en-quilicura-primera-planta-de-hidrogeno-verde-del-pais-no-tuvo-evaluacion-ambiental.html>
- El Mostrador* (18 de agosto de 2023). “Chile puede mitigar el 50% de sus emisiones protegiendo su naturaleza”. Obtenido de <https://www.elmostrador.cl/agenda-pais/agenda-sustentable/2023/08/18/chile-puede-mitigar-el-50-de-sus-emisiones-protegiendo-su-naturaleza/>

Energía Estratégica (19 de abril de 2021). "Denuncian estafas en el sector de las renovables en Chile: 100 Pymes imploran legislar para evitar fraudes". Obtenido de <https://www.energiaestrategica.com/denuncian-estafas-en-el-sector-de-las-renovables-en-chile-100-pymes-imploran-legislacion-para-evitar-fraudes/>

Flores- Fernández, Cristián (2020). "The Chilean energy transition: between successful policy and the assimilation of a post-political energy condition" en *Innovation: The European Journal of Social Science Research*. Vol. 33 pp. 173-193. Obtenido de <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/13511610.2020.1749836>

Fraunhofer Chile (2023). *Vertimiento de energía de centrales eólicas y solares fotovoltaicas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile durante 2022*. Obtenido de <https://www.fraunhofer.cl/es/publicaciones/white-papers/vertimiento-energia-centrales-eolicas-y-solares-fotovoltaicas-del-sistema-electrico-nacional-2022.html>

Fundación Chile Sustentable (2016). *Propuestas Comisión Sindical Ciudadana Parlamentaria para la Reforma al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental*. Obtenido de <https://chilesustentable.net/publicacion/propuestas-comision-sindical-ciudadana-parlamentaria-para-la-reforma-al-sistema-de-evaluacion-de-impacto-ambiental/>

García-Bartolomei, E., Vásquez, V., Rebolledo, G., Vivallo, A., Acuña-Ruz, T., et al (2022). "Defining Priority Areas for the Sustainable Development of the Desalination Industry in Chile: A GIS Multi-Criteria Analysis Approach" en *Sustainability*, 14(13), 7772. Obtenido de <https://www.mdpi.com/2071-1050/14/13/7772>

Gobierno de Chile (2021). *El más grande de Chile: ministro Jobet anuncia nuevo proyecto de hidrógeno verde en Magallanes*. Obtenido de <https://www.gob.cl/noticias/el-mas-grande-de-chile-ministro-jobet-anuncia-nuevo-proyecto-de-hidrogeno-verde-en-magallanes/>

_____ (2023). *Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030*. Obtenido de <https://www.planhidrogenoverde.cl/>

H2 Chile (2023). 54 proyectos en desarrollo/Septiembre 2023. Obtenido de https://drive.google.com/file/d/1myx8PopEEMDF9K3BaccVspbG1UZ08AR_/view

Hinicio (2023). How the hydrogen market has evolved by 2023 in Latin America & the Caribbean. Obtenido de https://hinicio.com/h2_latin_america_market_2023_article_eng/

Interferencia (21 de agosto de 2023). "Vecinos denuncian que planta de hidrógeno verde de Walmart en Quilicura no utiliza energía exclusiva desde fuentes renovables". Obtenido de <https://interferencia.cl/articulos/vecinos-denuncian-que-planta-de-hidrogeno-verde-de-walmart-en-quilicura-no-utiliza-energia>

International Energy Agency (2021). *Global Hydrogen Review 2021*. Obtenido de <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

_____ (2023). *Hydrogen patents for a clean energy future: A global trend analysis of innovation along hydrogen value chains*. Obtenido de <https://iea.blob.core.windows.net/assets/1b7ab289-ecbc-4ec2-a238-f7d4f022d60f/Hydrogenpatentsforacleanenergyfuture.pdf>

International Renewable Energy Agency (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to meet the 1.5°C Climate Goal*. Obtenido de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf

Jones, E., Qadir, M., T.H. van Vliet, Michelle, Smakhtin, V., Kang, Seong-mu (2019). "The state of desalination and brine production: A global Outlook" en *Science of the Total Environment*. Vol 657 pp. 1343-1356. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969718349167?via%3Dihub>

Magallanes Borde Costero. *Plataforma pública para la zonificación costera de la Región de Magallanes*. Obtenido de <https://www.magallanesbordecostero.cl/>

Ministerio de Bienes Nacionales (2023). *Terrenos para hidrógeno verde: ventana al futuro*. Obtenido de https://www.bienesnacionales.cl/?page_id=41049

Ministerio de Energía (2022). *Hidrógeno verde, un proyecto de país*. Obtenido de https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/hidrogeno_verde_un_proyecto_pais.pdf

_____ (2023). *2do Taller Presencial Región de Magallanes. Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030*. Obtenido de https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/ppt_taller_2_magallanesv2_18_julio_2023.pdf

Ministerio de Relaciones Exteriores (2023). *Canciller van Klaveren inaugura sesión del Comité Estratégico del Plan de Acción del Hidrógeno Verde 2023-2030*. Obtenido de <https://www.minrel.gob.cl/noticias-antiores/canciller-van-klaveren-inaugura-sesion-del-comite-estrategico-del-plan>

Ministerio del Medio Ambiente (2023). *Concurso Líneas de Base Públicas en Ecosistemas de Magallanes*. Obtenido de <https://mma.gob.cl/concurso-lineas-bases-publicas-en-ecosistemas-de-magallanes/>

_____ (s/f). *Ley 19.300*. Obtenido de https://mma.gob.cl/dialogos-participativos/?fbclid=IwAR11qLYFxuKeeVjApOcGRORT2PCcgmG03aat6pbel9z3F_y8da9Zpb_9T24#buzonpipe

Norambuena, H.V., Labra, F. A., Matus, R., Gómez, H., Luna-Quevedo, D., Espoz, C (2022). "Green energy threatens Chile's Magallanes Region", en *Science*. 376(6591), pp. 361-362. Obtenido de <https://www.science.org/doi/10.1126/science.abo4129>

País Circular (20 de julio de 2023). "Organizaciones ambientales rechazan el modelo impulsado por el gobierno para el desarrollo del hidrógeno en Chile". Obtenido de <https://www.paiscircular.cl/transicion-energetica/organizaciones-ambientales-rechazan-el-modelo-impulsado-por-el-gobierno-para-el-desarrollo-del-hidrogeno-en-chile/>

Universidad Santo Tomás (2023). *Mapa de sensibilidad sobre aves y murciélagos para el desarrollo sostenible de la industria del hidrógeno verde en la Región de Magallanes*. Informe encargado por Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) y por la Fundación de Desarrollo Educacional y Tecnológico La Araucanía (FUDEA UFRO). Obtenido de http://h2vmagallanes.com/wp-content/uploads/2023/06/INFORME_Final_Mapas-sensibilidad-VF-1.pdf

World Economic Forum (2023). *Fostering Effective Energy Transition*. Obtenido de https://www3.weforum.org/docs/WEF_Fostering_Effective_Energy_Transition_2023.pdf

_____ (2023). *Fostering Effective Energy Transition 2023. Country Profiles*. Obtenido de https://www.weforum.org/reports/fostering-effective-energy-transition-2023/country-deep-dives-a57a63d0d5?_gl=1*ejji9j*_up*MQ_&gclid=CjwKCAjwqZSI BhBwEiwAfoZUIJC-UoPEYY3eC8YXHffaRtxOYaj9xE9qE8DAibwDXqpCGchlzLZrNRoCX8EQAvD_BwE

World Resources Institute (2023). *25 Countries, Housing One-quarter of the Population, Face Extremely High-Water Stress*. Obtenido de <https://www.wri.org/insights/highest-water-stressed-countries>

REGRESAR A CONTENIDO

La mala calidad del aire causa muertes en Bogotá, mientras avanza la apuesta por buses de hidrógeno verde

Durante 2021 se registraron alrededor de tres mil muertes prematuras relacionadas con la mala calidad del aire en Bogotá, según [el último informe presentado por Greenpeace](#). Los esfuerzos distritales por enfrentar esta problemática giran en torno al primer bus de hidrógeno verde fabricado en Colombia.

Por Daniela Arias Tamayo



Sobre la avenida Cali con Américas, al suroccidente de Bogotá, Luigi Palencia trabaja limpiando los parabrisas de los carros que aceptan sus servicios. Espera con su cepillo y su botella de jabón a un costado de la vía hasta que el semáforo cambia a rojo. Se acerca a un enorme camión, pero recibe una negativa, así como la humareda del escape que le llena los pulmones de humo.

Ésta es la situación: obreros, trabajadores, niños y ancianos respiran material particulado que flota en el aire en esta vía, y que puede tener efectos cancerígenos para la salud.

El trancón eterno y las nubes grises que siempre acompañan a la avenida Cali contrastan con los cuadros de arte colorido que vende Valentina González. Ella llega todos los días a las 10:00 a.m., se instala frente a la vía y espera pacientemente la llegada de sus compradores. A las 5:00 p.m., cuando termina su jornada laboral, tiene la cara sucia y su ropa ha tomado un tono gris. “Suelo enfermarme mucho; en este pedazo hay mucha contaminación porque pasan muchos camiones, tractomulas, carros y están las construcciones que nunca acaban. Uno llega a la casa con la cara sucia. Aquí hay perritos, animales que también les afecta el humo de los carros. El polvo daña los cuadros, el aire se siente pesado y uno no trabaja bien”, cuenta la joven de 23 años.

Por su parte, Luigi se toma esta situación con humor e intenta no dejarse llevar por la humareda que flota en el aire de la avenida: “Sí, afecta, claro que afecta. Yo sufro de asma, pero trato de no mentalizar mucho eso. Todo depende de los ánimos”.

Quien no se toma esta situación con humor es el subdirector de Calidad del Aire de la Secretaría Distrital de Ambiente, Hugo Sáenz, pues sabe que, de todos los retos ambientales que enfrenta Bogotá, la contaminación del aire es el único que provoca muertes cotidianas.

¿Me puedo morir por respirar el aire de mi ciudad?

El material particulado está compuesto de partículas sólidas muy pequeñas que viajan por el aire y provienen de diferentes fuentes, como el polvo de las construcciones, los incendios forestales, las actividades industriales o el combustible de los carros. Por sí mismas pueden taponar nuestras vías respiratorias y causar irritación en nariz, laringe, faringe y pulmones; incluso, pueden causar o empeorar el asma.

Gases como los que emiten los motores diésel causan cáncer de pulmón y, posiblemente, de vejiga, según datos de la [Agencia Internacional para la Investigación del Cáncer](#) (IARC, por sus siglas en inglés) y la Organización Mundial de la Salud (OMS). ¿Por qué?, porque los motores diésel emiten dióxido de carbono (CO₂) y otros gases que no son aptos para habitar el cuerpo humano. Es así como los vehículos, aviones, camiones, fábricas, quemas y otras actividades que requieren de estas sustancias, contribuyen al deterioro de la salud de todo mundo.

El subdirector de Calidad del Aire, Hugo Sáenz, explica la gravedad de la situación: “La exposición a material particulado hace que las enfermedades respiratorias se vuelvan más críticas e

Imagen página de entrada:
Buses eléctricos operados por Green Móvil en Bogotá.

Foto: Daniela Arias Tamayo.

Residuos generados por uno de los camiones que transita Bogotá diariamente.

Foto: Daniela Arias Tamayo.



incluso mortales. En Colombia, por ejemplo, el último estudio actualizado que tenemos dice que en 2016 murieron alrededor de 2,300 personas por enfermedades relacionadas con la contaminación del aire”.

Las personas más afectadas por la mala calidad del aire son los adultos mayores de 60 años, los niños menores de cinco y las personas que ya padecen enfermedades respiratorias agudas. “La contaminación del aire no sólo produce muertes, también genera ausentismo, hospitalizaciones e interrupción de la vida cotidiana. A veces no nos damos cuenta porque no tenemos cerca a alguien que lo padece”, explica Sáenz.

¿Por qué la avenida Cali con Américas es una de las zonas de mayor riesgo? La Secretaría Distrital de Ambiente ha realizado varios análisis que se encuentran en el Plan Aire 2030; allí asegura que el suroccidente de la ciudad, conformado por las localidades de Bosa, Kennedy, Puente Aranda y parte de Ciudad Bolívar, es el más afectado por el gran número de camiones y vehículos de carga que transitan y que son un gran foco de contaminación. “Se estima que un 12% de material particulado peligroso proviene de los camiones”, resalta el plan.

Exigir a los dueños de camiones y transporte pesado que renueven sus vehículos viejos, que usen tecnologías menos contaminantes o que procuren no pasar junto a las casas con la humareda que dejan sus escapes, es complicado. La mayoría trabaja sin sueldo fijo, sin prestaciones sociales, manejan largas jornadas laborales y los camiones que usan suelen ser propiedad de pequeños negocios o familias que viven del transporte de carga.

Todo esto se ha evidenciado en los numerosos paros camioneros ocurridos en la capital. Entre los más recientes se encuentra el de febrero de 2021 y el último ocurrido el pasado 30 de agosto, en el que exigieron que no se aumentara el costo de los peajes ni los precios de la gasolina.

Entonces, ¿qué debe hacer la ciudad con las muertes ocasionadas por el material particulado?

Una visita al Centro Logístico Green Móvil

Por la calle 13, hacia el sur de la ciudad, se encuentran los 40,000 metros cuadrados que conforman el Centro Logístico Green Móvil. Desde allí se operan los 406 buses del Sistema Integrado de Transporte Público que funcionan con energía eléctrica. Cuando un bogotano sale a tomar el transporte público se encuentra con buses de diferentes colores que muestran el tipo de energía que usa cada vehículo para impulsarse. Los azul oscuro son los que funcionan con combustibles convencionales, mientras que los de color verde indican el uso de energías renovables.

En una esquina del parque automotor está la “hidrogenera”, una caseta colorida destinada al desarrollo del primer bus impulsado por hidrógeno verde en Colombia. La principal ventaja de este automotor es que sólo emite vapor de agua durante su funcionamiento, es decir, no contamina el aire.

El hidrógeno verde (H2V) es una alternativa a los combustibles convencionales que se basa en la producción de hidrógeno a partir de energía solar o eólica a través de un proceso llamado electrólisis. Esta alternativa tiene diferentes usos en la vida cotidiana: combustible para transporte de carga pesada, refinería, producción de fertilizantes, generación de electricidad, extracción de hierro, transporte marítimo e, incluso, se espera que su uso se extienda a combustible para aviones.

El primer bus impulsado por hidrógeno verde en Colombia fue presentado a medios de comunicación el 27 de marzo. Las instituciones, los alcaldes y los académicos celebraron este avance y dicen que el futuro se escribe “con H de hidrógeno”. El bus piloto cuenta con tanques de almacenamiento que van en la parte superior; de ahí, se comunican con una membrana de hidrógeno que transforma el H₂ en energía, la cual alimenta un banco de baterías de tipología eléctrica.

La pregunta es: si ya existen buses impulsados por energía eléctrica, ¿para qué desarrollar buses de hidrógeno verde? El gerente general de Green Móvil, Víctor Córdoba, responde a esta interrogante: “Los dos son posibles y no son excluyentes, sino más bien complementarios. Los



Vista exterior de la zona donde se realiza el proceso de electrólisis en el parque automotor de Green Móvil.

Foto: Daniela Arias Tamayo

buses eléctricos son muy buenos cuando los kilometrajes diarios no pasan de 250 y se dispone de algunas horas para la carga. En el caso del hidrógeno, los tiempos de carga son menores y las autonomías son mayores, lo cual los pone en ventaja en aplicaciones que requieren mayor kilometraje”.

Esto quiere decir que el H2V podría usarse como una alternativa de combustible para los camiones y tractomulas que viajan grandes distancias por las carreteras de Colombia y que requieren menos tiempo de carga. Así, estos vehículos podrían seguir funcionando sin emitir CO₂ al aire. Al proceso de reemplazar un combustible contaminante por otro menos dañino se le llama descarbonización.

Según Wilson Romero, jefe de Infraestructura Eléctrica de Green Móvil, el bus de hidrógeno ya anda y pronto estará circulando por las calles de Bogotá: “Colombia ha trabajado en la transición energética y en la descarbonización de la economía. En este momento nos enfrentamos a ciertos retos de transición y también existe una Ruta de Hidrógeno Nacional para 2030. El bus de hidrógeno viene a apoyar el cumplimiento de esos retos que buscan posicionar a Colombia como líder regional de la transición energética”.

Todo indica que, antes de que termine 2023, los bogotanos verán circular por las calles un nuevo bus de color azul aguamarina, indicando que el hidrógeno verde ya anda por la ciudad.

¿El combustible del futuro?

Edinson Jiménez, docente del programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad de América, dedica casi todos los días a explicar la energía y sus posibilidades en el mundo actual. Hoy nos presta sus conocimientos para entender la transformación a la que nos enfrentaremos: “El hidrógeno verde es el combustible al que todos quieren llegar, pero es el más complicado de producir y tiene varias dificultades técnicas y económicas”.

Para obtener hidrógeno verde es vital garantizar que en ninguna de las etapas de su producción se emitan sustancias contaminantes a la atmósfera. “El uso de H2V en todos nuestros procesos es el escenario ideal, pero no el más realista. El hidrógeno es una muy buena fuente de energía, pero producirlo es muy costoso y aún hay muchas interrogantes por resolver antes de integrarlo a nuestras vidas”, afirma el profesor. Éstas son las dificultades más importantes a las que nos enfrentamos cuando hablamos de producción de hidrógeno verde a gran escala.

“El hidrógeno verde puede ser una solución viable, pero cada tecnología tiene su momento y yo creo que aún no es el del hidrógeno verde”, señala Jiménez.

Lo que podemos hacer hoy

Hugo Sáenz nos recuerda la importancia de abrirnos a la posibilidad de nuevos combustibles: “Cualquier vehículo que use combustible de cero emisiones es la mejor alternativa para reducir las concentraciones de material particulado. Cuando nosotros empezamos a preocuparnos por la calidad del aire en Bogotá, sólo existían carros impulsados con motores diésel. Entonces, empezamos a traer buses de otros lados, a conocer su funcionamiento y a exigir que nuestros buses y vehículos también cambiaran”. Actualmente, los vehículos impulsados por hidrógeno se fabrican en Colombia, lo que podría significar una gran ventaja para que las soluciones se establezcan en la cotidianidad.

La Secretaría Distrital de Ambiente sabe que los combustibles alternativos tardarán bastante tiempo en estar listos; por eso, ha diseñado estrategias de cuidado basadas en la gobernanza del aire, principio que busca llegar a acuerdos con los actores de la industria y el sector transporte y promover la participación de la ciudadanía.

Luigi Palencia se despide con estas palabras: “Poco a poco veremos qué hacer con el combustible, pero ya tenemos más conocimiento. Ya sabemos que todo se acabará cuando la última gota de agua esté contaminada, cuando el último árbol no dé sombra. Tenemos que meterle un poquito más de corazón a cuidar la ciudad”.

Infografía izquierda: Los retos H2V fueron recopilados durante la entrevista con el docente Edinson Jiménez de la Universidad de América.

Infografía derecha: Recomendaciones recogidas en entrevista con la Secretaría Distrital de Ambiente.

Elaboró: Daniela Arias Tamayo.



CUIDEMOS NUESTROS PULMONES
DE LA CONTAMINACIÓN DEL AIRE EN BOGOTÁ

- 1 TOMAR CONCIENCIA DE LOS EFECTOS QUE EL AIRE CONTAMINADO TIENE EN MI SALUD FÍSICA Y MENTAL.
- 2 PROTEGERNOS. SI PODEMOS USAR TAPABOCAS AL PASAR POR ZONAS CON ALTA CONTAMINACIÓN, HAGÁMOSLO.
- 3 EXIGIR A NUESTROS GOBIERNOS QUE MANTENGAN UN COMPROMISO ACTIVO Y DURADERO CON LA CALIDAD DEL AIRE EN BOGOTÁ.
- 4 INFORMARNOS SOBRE LOS NUEVOS COMBUSTIBLES Y SUS VENTAJAS Y DESVENTAJAS, Y ESTAR ATENTOS A SU IMPLEMENTACIÓN.
- 5 ACCEDER A LA APP DE LA SECRETARÍA DISTRITAL DE AMBIENTE PARA TENER INFORMACIÓN ACTUALIZADA SOBRE EL ESTADO DEL AIRE EN LA CIUDAD.
- 6 CONVERSAR SOBRE ESTE TEMA CON VECINOS, AMIGOS Y FAMILIARES.

REGRESAR A CONTENIDO

Referencias

Greenpeace (2022). Más de 3,000 muertes prematuras en Bogotá a causa del aire que se respira en la ciudad. Disponible en <https://www.greenpeace.org/colombia/noticia/issues/contaminacion/mas-de-3-000-muertes-prematuras-en-bogota-a-causa-del-aire-que-se-respira-en-la-ciudad-%EF%BF%BC/>.

International Agency for Research on Cancer (2012). IARC: Diesel Engine Exhaust Carcinogenic. Se puede consultar en https://templatelab.com/iarc_press_release_213_E/.

El Gobierno de Costa Rica ve con interés el gas natural; algunos expertos sugieren apuntar al hidrógeno verde

En este momento no se sabe a ciencia cierta si Costa Rica posee gas natural en su territorio, ya que el último estudio fue realizado hace 26 años. Algunos especialistas en la materia consideran que no es necesario explorar combustibles fósiles en el país.

Por Mario Fernández Calderón



Costa Rica es un país con gran potencial para ser productor de hidrógeno verde (H₂V), que –según especialistas en el tema– podría solucionar sus problemas de contaminación por emisiones de dióxido de carbono. A pesar de ello, el presidente de Costa Rica, Rodrigo Chaves, y dos de sus ministros expresaron su interés en la explotación de gas natural.

Chaves mencionó en la conferencia de prensa del consejo de gobierno que su gestión está interesada en analizar el potencial del país para extraer gas natural y mejorar su economía.

“Mi punto de vista es que tenemos que evaluar cuál es el valor del recurso que está ahí para tener una discusión nacional sobre qué le conviene a este país”, declaró el mandatario el 9 de agosto de 2023.

El ministro de transporte, Luis Amador, afirmó en el programa *Nuestra Voz*, de radio Monumental, que el gas natural podría utilizarse para la flota vehicular del país. Además, sugirió que ayudaría a pagar la infraestructura vial y disminuir los peajes, y por ello cree que es importante valorar esa opción.

Estas declaraciones se han hecho públicas, pese a que desde 2002 rige en Costa Rica una moratoria que prohíbe la perforación para exploración o explotación de combustibles fósiles. Y que ésta se extendió hasta 2050 durante la administración del anterior presidente, Carlos Alvarado.

A partir del interés del presidente actual, que ya había manifestado durante la campaña electoral, la Unión Costarricense de Cámaras y Asociaciones del Sector Empresarial (UCCAEP) propuso legalizar la explotación de gas natural por medio de un decreto presidencial.

Frente a la postura gubernamental, los expertos en energía comentaron que el gas natural no sólo no es necesario para Costa Rica, sino que puede romper la imagen verde del país. Es por esa razón que consideran que el hidrógeno verde es la solución ideal para realizar una transición energética.

El hidrógeno se produce a partir de la separación de la molécula del agua (H₂O), aislando el hidrógeno del oxígeno a través de una descarga eléctrica, a fin de que el primero pueda ser utilizado como vector energético. Para que al hidrógeno se le llame verde se debe obtener por medio de energías renovables, como la eólica o solar, en las que Costa Rica tiene experiencia.

Exploración de gas natural

El Colegio de Geólogos de Costa Rica está a favor de la exploración para cuantificar las reservas nacionales en caso de alguna emergencia, según comenta su presidente Arnoldo Rudin. Pese a ello, asegura que esto tardará unos años debido a que no es tan fácil como muchos creen.

Imagen página de entrada:
Infraestructura para hidrógeno verde.

Foto: Ad Astra Rocket Company.

Recarga de hidrógeno verde.

Foto: Ad Astra Rocket Company.



Los geólogos consideran que el potencial existe. Sin embargo, el último estudio se realizó en 1997 y en él se menciona que hay un potencial de 3,215 millones de barriles de petróleo y gas natural. Así que se necesitan más estudios para conocer si Costa Rica tiene o no gas natural. Además, la inversión para la exploración podría ser mayor a los 500 millones de dólares.

El viceministro de Energía, Ronny Rodríguez, explicó que están a favor de actualizar los estudios que existen, pero resaltó que ese trabajo no lo haría el gobierno, sino empresas privadas.

Climate Tracker intentó contactar al presidente de UCCAEP desde el 13 de julio para una entrevista sobre el tema, pero al cierre de edición no ha habido respuesta.

H2V vs gas natural

En UCCAEP se ve el gas natural como una oportunidad para mejorar la infraestructura nacional y los sistemas de salud. Incluso, en su comunicado de prensa, sugieren crear y gestionar un fondo soberano, así como fortalecer las finanzas públicas y hasta el régimen de pensiones con el dinero que se obtenga de este combustible.

Otro argumento en favor del gas natural es que podría ser un combustible de transición que pueda utilizarse en el transporte. Según el presidente del Colegio de Geólogos, es necesario saber primero si hay gas natural, para utilizarlo en el caso de que sea necesario en alguna situación inesperada.

Costa Rica ha avanzado mucho en materia eléctrica, ya que el 99% de su matriz proviene de fuentes renovables. De hecho, ya cuenta con una [Estrategia Nacional](#) de H2V que está inspirada en las que han impulsado otras naciones alrededor del mundo, según Javier Bonilla, presidente de la Asociación Costarricense de Hidrógeno (ACH).

Esta estrategia se basa en tres ejes. El primero consiste en descarbonizar el transporte y la industria, integrando el H2V en estos sectores para mitigar los gases de efecto invernadero. El segundo habla de desarrollar un *hub* tecnológico que atraiga socios comerciales para desarrollar emprendimientos, y el tercero busca exportar el hidrógeno verde.

Otra ventaja que tiene el H2V sobre el gas natural es su gran capacidad para almacenar energía, según comenta Franklin Chang, CEO de [Ad Astra Rocket Company](#), empresa que trabaja en la infraestructura de energías renovables e hidrógeno.

“El kilogramo de hidrógeno me permite recorrer el doble que un galón de gasolina. En ese caso, yo podría decir que el costo de un kilogramo de hidrógeno es equivalente a dos galones de gasolina”, explica Chang.

El también exastronauta asegura que, para utilizar el gas natural, primero habría que explorarlo e invertir millones, porque no se sabe si hay grandes cantidades en Costa Rica o no. Luego, detalla, sería necesario invertir en infraestructura para su extracción, lo que sería más complicado.

En comparación, para producir el H2V hay abundancia de fuentes eléctricas, que además son relativamente económicas, como los sistemas solares y eólicos.

La ACH estima que, si para 2050 se mantiene un escenario bajo los 1.5°C, generando H2V sólo con energía solar, Costa Rica podría crear más de 220,000 empleos, mientras que si se utiliza únicamente energía eólica se crearían 180,000 empleos.

Sentido económico

Según Bonilla, algunos expertos internacionales han recomendado a las autoridades costarricenses que no accedan a esta industria del gas natural, debido a que es nula la experiencia en el tema y no deberían desgastarse en una transición hacia algo desconocido.

Por su parte, Carolina Sánchez, vocera de la organización no gubernamental [Costa Rica Libre de Perforación](#) (CRLP), asegura que no existe suficiente mercado, ni a nivel interno ni para la exportación. Es por esta razón que considera que no es sensato crear nuevos mercados para el uso de este combustible fósil.

“Digamos que hay gas y que es explotable: estaríamos metiéndonos en un negocio que ya va de salida, además de que en Latinoamérica hay suficientes productores de gas natural”, afirmó Sánchez.

En el mismo sentido, Irene Cañas, expresidenta del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), informa que ya en el pasado se hicieron estudios sobre la viabilidad del gas natural y la única opción es que hubiera una gran cantidad de demanda, la cual no existe.

La ingeniera comentó que la única manera de que el gas natural fuera viable sería si se produjera una planta eléctrica con este combustible fósil. La planta debería tener la mitad del tamaño de la que produce más electricidad en el país (305 megavatios).

“Para que sea rentable una inversión tan grande en gas natural hay que producir electricidad con gas, debido a que el país no genera suficiente demanda. Eso implica dejar de operar alguna planta renovable para crear otra que genere electricidad con un combustible fósil, y ciertamente esto va en contra de todo lo que ahora sabemos”, comentó Cañas.

Explicó que para la exploración de gas natural se necesita una inversión de más de 100 millones de dólares y luego otra gran inversión para explotar. Esto carece de sentido –afirmó

Cañas-, ya que sería invertir en un combustible que va saliendo del mercado debido a los tratados internacionales y que en 2050 será un punto de inflexión.

Para llegar al H2V, otros países dependientes de combustibles fósiles primero deben hacer uso del gas natural, tanto para la electricidad como para el transporte, a fin de disminuir sus emisiones de carbono. Sin embargo, éste no es el caso de Costa Rica, ya que casi el 100% de su matriz eléctrica es renovable, lo que además significa que existen las condiciones para generar hidrógeno verde.

Impacto ambiental

El gas natural se compone en su mayoría de metano, el cual es altamente contaminante, ya que durante sus primeras décadas es 87 veces más potente que el carbono a la hora de atrapar el calor, según la Organización de las Naciones Unidas.

Sánchez afirma que la Agencia Internacional de la Energía tiene varios años advirtiendo que, para no llegar al aumento de 1.5°C sobre los niveles preindustriales, no debería haber nuevas exploraciones de gas natural.

“En la mayoría de los casos, la explotación de gas natural y petróleo implica la destrucción de áreas de bosque para hacer las perforaciones, y eso puede contaminar mantos acuíferos, tanto subterráneos como lagos y ríos”, complementó Sánchez.

Costa Rica Libre de Perforación considera que el mayor riesgo para el país es perder su imagen verde y sostenible frente al mundo, ya que posee el 4% de la biodiversidad mundial. Sánchez teme que esto implicaría una reducción de los financiamientos ambientales.



Infografía informativa sobre el hidrógeno verde.

Climate Tracker.



Por su parte, el H2V tiene un panorama totalmente diferente, ya que para su producción se emite oxígeno, según Franklin Chang. Este elemento tiene diferentes usos para la acuicultura y, además, es bueno liberarlo a la atmósfera, añadió.

Al unir el oxígeno al hidrógeno verde para utilizar electricidad, se recupera el agua que se empleó para producirlo, y luego esta misma se puede aprovechar para conseguir hidrógeno nuevamente. Esto significa que, al ser un sistema totalmente cerrado, no se desperdicia agua.

“Hoy en día, la energía solar y la eólica son relativamente baratas de construir en comparación con el costo de extraer el gas natural del suelo, porque eso también requiere de una inversión. En realidad, no es necesario hacerlo, pues además de que se daña el medio ambiente, no es económicamente factible.” finaliza Chang.

REGRESAR A CONTENIDO

Referencias

Ad Astra Rocket Company (2023). Obtenido de <https://www.adastrarocket.com/cr/>

Costa Rica Libre de Perforación (2023). Obtenido de <https://crlibredeperforacion.org/>

Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde de Costa Rica (2022). Obtenido de https://cicr.com/wp-content/uploads/2022/10/Est_Na_Plan_Accion_Hidrogeno_Verde_CR_220921.pdf

El hidrógeno verde potenciaría la producción de hidroeléctricas en Ecuador

A diferencia de otros países de América Latina, la fase inicial de la producción de hidrógeno verde en Ecuador se sustenta en gran medida en los proyectos hidroeléctricos, que ya han causado impactos en la biodiversidad y en diversas comunidades del país.

Por Isabel Alarcón



El agua y la electricidad producida con fuentes renovables son suficientes para garantizar “el futuro de la humanidad”. Esta frase fue la que utilizó Fernando Santos Alvite, ministro de Energía y Minas de Ecuador, para referirse al hidrógeno verde y anunciar oficialmente que esta “gasolina del futuro” ya es parte del presente del país.

El 19 de julio de 2023, Ecuador se unió oficialmente a los países de América Latina que cuentan con [una hoja de ruta](#) para implementar esta alternativa a los combustibles fósiles. Y es que el hidrógeno verde ayudará a dejar la dependencia de la gasolina y el petróleo en sectores como el transporte, la agricultura y las industrias.

También llegará a cumplir otro rol: potenciar las energías renovables. A diferencia de sus compañeros de la región, en la primera etapa Ecuador apostará por los proyectos hidroeléctricos en sus ríos para satisfacer la demanda de electricidad que requiere el hidrógeno verde. En un país en el que estos proyectos ya han causado estragos, preocupa que se impulse su crecimiento y que su producción no sea tan verde como se vende.

Una hoja de ruta enfocada en las energías renovables

Después de más de nueve meses de trabajo, se presentó la estrategia de Ecuador para incursionar en el campo del hidrógeno verde. Mientras avanzan los esfuerzos para mitigar los efectos del cambio climático, el país busca disminuir las emisiones causadas por sectores como el de energía. Esto es así porque la matriz energética aún depende del petróleo y es [responsable de la mitad](#) de las emisiones de gases contaminantes en Ecuador.

Frente a representantes de la academia, ministros y empresarios, Ángel Echeverría, director de Análisis y Prospectiva Eléctrica del Ministerio de Energía, se mostró emocionado al enumerar los beneficios del hidrógeno verde. No es para menos. Se calcula que los ingresos por sus exportaciones podrían alcanzar los 51 millones de dólares estadounidenses por año hasta 2030, y las emisiones se reducirían en un 15.7% en el mismo periodo.

Por eso se define al hidrógeno verde como un actor clave en las transiciones energética y ecológica del país, procesos que incluso [se establecieron como prioridad](#) del Estado en 2021. De hecho, en ese año se firmó el decreto 059, y el Ministerio de Ambiente y Agua cambió su nombre a Ministerio de Ambiente, Agua y Transición Ecológica.

“Hemos empezado a pensar en la oportunidad que puede representar el hidrógeno verde para Ecuador porque hemos visto que los países vecinos se mueven muy fuerte en el tema, pero en Ecuador tenemos mejores condiciones para la energía renovable”, explica Jorg Zehnle, gerente general de la Cámara de Industrias y Comercio Ecuatoriano-Alemana y vicepresidente de la recién creada asociación H2 Ecuador.

La hoja de ruta se sustenta en el crecimiento de las energías renovables. Para que el hidrógeno se considere verde, tiene que obtenerse con electricidad derivada del viento, el sol o el agua. Aunque la mayoría de los países de la región han optado por las dos primeras, Ecuador se enfocará en la última.

Imagen página de entrada:
La hidroeléctrica Coca Codo Sinclair es la más grande de Ecuador. La erosión regresiva del río Coca avanza a sus alrededores.

Foto: Ministerio de Energía.

El rol de las hidroeléctricas

Alrededor del 90% de la electricidad en el país se produce con energías conocidas como “limpias”. De este porcentaje, [el 89% proviene de las hidroeléctricas](#) que han aprovechado que Ecuador es uno de los países [con el mayor número de ríos por kilómetro cuadrado](#).

La hoja de ruta contempla tres etapas. Hasta el año 2025, se busca adjudicar 2,000 megavatios (MW) de energías renovables; hasta 2030, otros 6,000 MW, y la misma cantidad hasta 2040. Sin embargo, preocupa este crecimiento de las hidroeléctricas debido a los impactos que puede tener en la biodiversidad, los ecosistemas y las comunidades.

Los temores tienen fundamento en episodios recientes. Uno de los más emblemáticos fue [la desaparición de la cascada San Rafael](#), en 2020. Este evento ha sido asociado a Coca Codo Sinclair, la hidroeléctrica más grande del país. Aunque no se ha comprobado que esta estructura fue la causante del proceso de erosión regresiva, algunos investigadores y ambientalistas ya advertían hace más de una década que esto podía ocurrir.

“Son ríos inestables con mucha lluvia, y si les pones encima una estructura, ya sabes lo que va a pasar”, dice Daniela Rosero López, investigadora del Instituto BIOSFERA de la Universidad San Francisco de Quito. Es decir, un proceso erosivo que podía haber sucedido en 100 años probablemente se aceleró con la actividad hidroeléctrica.

De hecho, un [estudio](#) de la Escuela Politécnica Nacional revela que hubo un aumento del 42% en la tasa de erosión después de la construcción de la central hidroeléctrica. Y no sólo eso: a los impactos ambientales se suman los sobrepagos de esta obra. Una investigación del [medio GK](#) demuestra que en el contrato de Coca Codo de 2009 se estableció que el costo de construcción sería de 1,979 millones de dólares estadounidenses. Pero en 2023 ya sobrepasaba los 2,400 millones, y el costo puede seguir ascendiendo, ya que la obra no ha sido entregada de forma oficial a Ecuador.

Coca Codo Sinclair es una de las nueve hidroeléctricas con permiso ambiental en la Amazonia ecuatoriana, y una de las cuatro que se ubican en Napo. Esta es la provincia amazónica con más proyectos de este tipo. Y aunque Ecuador tiene el porcentaje más pequeño de esta selva, concentra el [18% de las represas activas](#).

Otras zonas del país también preocupan. Rosero comenta que una de las más vulnerables es la del río Esmeraldas, en la costa ecuatoriana. Se trata de una de las cuencas más grandes, donde se han instalado varias hidroeléctricas pequeñas. A esto se suma que hay cambio de uso de suelo, actividad de minería pétreo, crecimiento poblacional y construcción de carreteras.

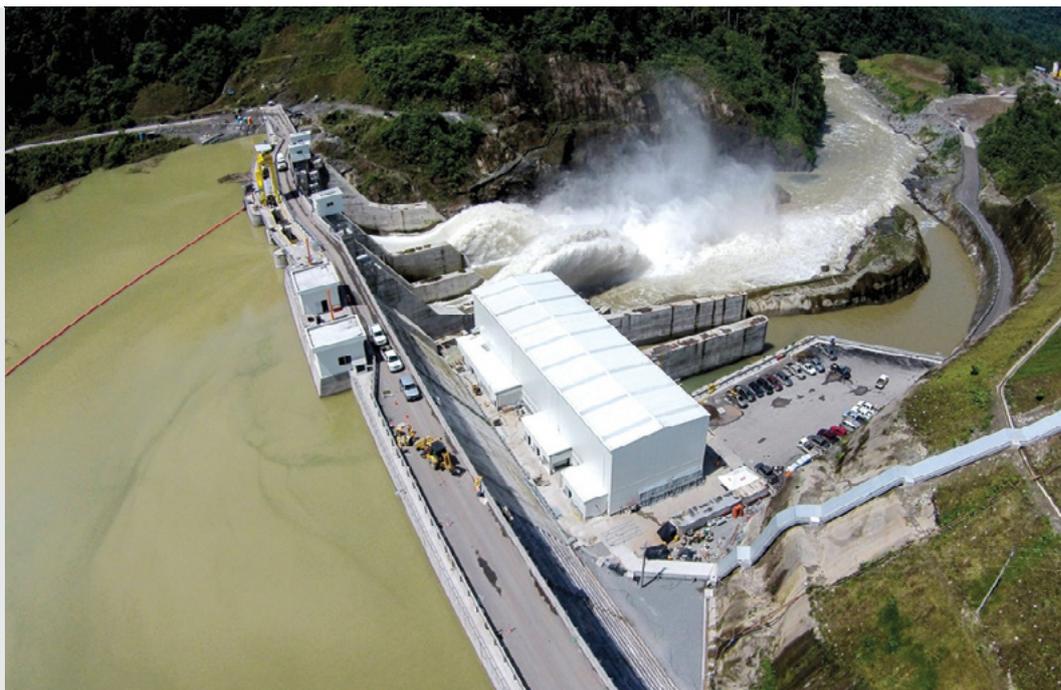
“Se cortó el río, se acumularon químicos y los peces empezaron a morir cuando se liberaron los sedimentos de estas hidroeléctricas”, explica la especialista. Por su parte, en el río Guayas, en la costa, se ubican proyectos hidroeléctricos grandes. Por superficie de área, es la cuenca más afectada.

Las comunidades y la fauna resienten los impactos

En la cuenca del Guayas se sitúa el proyecto Daule-Peripa. Para su construcción se desplazaron 14,965 campesinos de ocho poblados y se aislaron 63 [comunidades](#). Debido a ello, los

El proyecto hidroeléctrico Manduriacu de 65 MW de potencia, está entre las provincias de Pichincha e Imbabura.

Foto: CELEC.



habitantes de esta zona se agruparon para pedir la remediación de las 30,000 hectáreas de tierra cultivable que se destruyeron.

Las comunidades cercanas a Coca Codo Sinclair también han experimentado los impactos. Onésimo Solórzano pesca en los ríos Payamino, Coca y Napo, en la provincia de Francisco de Orellana. Desde la instalación de la hidroeléctrica –cuenta– sus aguas han cambiado, ya que cada vez acarrean más sólidos.

Esta situación ha afectado a los peces, cuyas poblaciones han disminuido, por lo que ahora es más difícil pescar. A esto se suman otros impactos, como los derrames de petróleo y la contaminación por minería.

Jonathan Valdiviezo, especialista del Instituto Nacional de Biodiversidad (Inabio), explica que no importa si una hidroeléctrica es grande o pequeña: los peces –especialmente los migratorios– sufren las afectaciones de la misma manera.

Al colocar una gran estructura en estos ríos, se imposibilita que especies como los grandes bagres puedan cruzar. “Aunque los proyectos ahora incluyen mecanismos como las escaleras de peces, éstas no son suficientes”, explica.

En ese sentido, un [estudio publicado en la revista científica *Journal of Fish Biology*](#) describe algunos casos asociados a las hidroeléctricas en el país.

Uno de los impactos más evidentes fueron las muertes masivas de peces, registradas desde 2016 y relacionadas con la liberación de agua y sedimentos de la represa Manduriacu, ubicada entre las provincias de Pichincha e Imbabura. En el río Baba, de la cuenca del Guayas, se ha reportado la disminución de peces migratorios como el bocachico (*Ichthyoelephas humeralis*).

Para Valdiviezo, no existe un río ideal para la construcción de hidroeléctricas, ya que siempre representan una amenaza. Por eso, opina que serían más adecuadas otras fuentes de energía renovable si se busca apostar por el hidrógeno verde.

No obstante, según la hoja de ruta, en una primera etapa es necesario depender del recurso hidrológico, ya que es el más abundante.

Morona Santiago albergará un proyecto emblemático

Hasta el momento, la energía hidráulica en el país tiene una capacidad instalada de [5.1 gigavatios](#) (GW), mientras que el potencial instalable de generación de electricidad a partir de dicha fuente asciende a 35.5 GW.

A petición de Climate Tracker, el Ministerio de Energía y Minas confirmó que **el hidrógeno verde potenciará la construcción de proyectos hidroeléctricos**. “Además de abastecer el crecimiento normal de la demanda, también serán clave para impulsar la producción de hidrógeno verde”, explica el organismo.

Según el ministerio, uno de los proyectos emblemáticos es Santiago, que se ubicará en el río del mismo nombre en la provincia amazónica de Morona Santiago. Se proyecta que será el más grande de Ecuador (3,600 MW); es decir, el doble de potencia de Coca Codo Sinclair. Por su tamaño, también será el tercero de América del Sur.

Santiago tendrá una altura de 200 metros y su embalse abarca 24 kilómetros del río Zamora y 45 del río Namangoza, que son los que alimentan al río Santiago. El proyecto ha causado diversas reacciones debido al impacto potencial que tendría en la biodiversidad y en las comunidades shuar, si se considera la información disponible sobre los antecedentes de las hidroeléctricas existentes.

Jaime Palomino, presidente del Pueblo Shuar Arutam (PSHA), explica que las comunidades de esta nacionalidad indígena están en contra de la construcción de la hidroeléctrica y acusa que no han recibido información sobre el proceso.

Según sus datos, las cerca de 3,600 personas que se agrupan en las 18 comunidades situadas a lo largo del río Santiago tendrían algún grado de afectación. Sin embargo, en el Plan de Impacto Ambiental de Santiago se menciona que se reubicará a 275 personas de las comunidades shuar de Yuquiantza y la Unión.

No debe pasarse por alto el impacto en los peces, que son fuente de alimento para las comunidades. Fernando Anaguano, ictiólogo, explica que la construcción de una represa en la cuenca baja del Santiago significaría que algunas especies de bagre no podrán surcar los ríos desde Perú a zonas ecuatorianas. Los que se queden atrapados en el país estarán impedidos para generar poblaciones ecológicamente sustentables y eventualmente desaparecerán.

Otro de los aspectos que preocupa de este proyecto es que quienes estuvieron a cargo de sus estudios de factibilidad y de los diseños definitivos eran funcionarios de la Comisión Federal de Electricidad de México. Este organismo fue parte de la fiscalizadora que debía prevenir los impactos de Coca Codo Sinclair.

La investigadora Rosero, quien participó durante un año y medio en los análisis ambientales de la primera fase del proyecto Santiago, dice que se llevó a cabo una variedad de estudios para asegurar que la hidroeléctrica no causara grandes afectaciones. En ese momento se determinó –cuenta– que, si a la par se construyera un conjunto de represas pequeñas, los daños serían menores y la construcción tendría mayor vida útil.

Este proyecto se ha modificado en varias ocasiones. Preguntamos al Ministerio de Energía y Minas si aún se contempla levantar las estructuras complementarias del proyecto Santiago, pero al cierre de esta edición no recibimos respuesta.

De todos modos, este ministerio explicó que la fase 1 del proyecto Santiago empezará a operar en 2031 y su fase 2, al siguiente año. También informó que la hidroeléctrica tiene un costo de tres mil millones de dólares. Esta información, por ejemplo, la desconocía Palomino.

Otras dos zonas clave para el hidrógeno verde

Cardenillo es otro proyecto necesario para la generación de hidrógeno verde en la lista del Ministerio de Energía y Minas. También operará en la provincia de Morona Santiago y se unirá al complejo hidroeléctrico Paute Integral, que está compuesto por Mazar, Molino y Sopladora.

Daniela Rosero López, de BIOSFERA, explica que, en el caso de Cardenillo, no se puede hablar de los impactos a futuro porque ya es una zona intervenida. Desde la parte de arriba, donde empiezan las represas, hay una tubería por la que llevan el agua de un proyecto al otro.

Sin embargo, en el mencionado estudio de *Journal of Fish Biology* se explica que los reservorios artificiales de Molino y Mazar son un hábitat para especies exóticas introducidas y [acumulan sedimentos](#).

Cardenillo tendrá una capacidad instalada de 596.5 MW y costará 1,320 millones de dólares. Al igual que Santiago, el proyecto será ejecutado a través de procesos públicos de selección con la participación de empresas y financistas privados. Estos aún no han sido elegidos.

“No es necesario construir únicamente grandes centrales; también se impulsarán pequeñas y medianas centrales que podrían o no estar conectadas al sistema nacional”, aclara el Ministerio de Energía y Minas en alusión a los requerimientos de la industria del hidrógeno verde.

Ese es el caso de los proyectos hidroeléctricos de la cuenca del Guayllabamba, en la Sierra ecuatoriana. Allí se planea instalar algunos, como Chespí-Palma, Real, Chontal y Tortugo. El problema de esta zona –explica Rosero– es que recibe toda la contaminación de Quito y podría generar gases por la descomposición de estos compuestos en los posibles embalses.

La central Paute Molino es la segunda hidroeléctrica más grande del Ecuador. Este 2023 cumplió 40 años de operación.

Foto: CELEC.



En la hoja de ruta no se mencionan los efectos socioambientales de estos proyectos. Como mucho, se establece que uno de los riesgos es que **las áreas con potencial hidráulico se encuentren en zonas protegidas**, “impidiendo el despliegue de la tecnología”.

Ante esto, se buscará “entablar diálogos entre entidades gubernamentales y desarrolladores de proyectos para llegar a acuerdos sobre la viabilidad de la implementación de proyectos en zonas protegidas”, aclaran.

Combustible verde para la Amazonia, Galápagos y el transporte

La idea es potenciar otras fuentes de energía renovable no convencionales, como la solar y la eólica. “La ubicación de Ecuador permite que las hidroeléctricas no sean la única fuente de producción de hidrógeno. Es la alternativa actual, pero tenemos zonas donde el viento o el sol pueden ser excelentes opciones”, explica Mayken Espinoza Andaluz, profesor investigador de la Escuela Politécnica del Litoral (Espol) e investigador del Centro de Energías Renovables y Alternativas.

Por ejemplo, se estima que hay 1.5 millones de hectáreas con sol, que podrían producir hidrógeno a través de celdas fotovoltaicas. El reto es obtener el financiamiento para potenciar este tipo de energías renovables en el país, que ya están contempladas en la hoja de ruta.

El hidrógeno verde hará posible disminuir la contaminación de sectores como el transporte, que emite el [49%](#) de los gases de efecto invernadero del sector energético.

Uno de los objetivos del gobierno es operar una flota de 50 buses con celdas de hidrógeno verde en Quito. Se busca que la experiencia se expanda a otras ciudades del país.

Espinoza, quien investiga este elemento desde 2009 y tiene una especialización en tecnología del hidrógeno en Alemania, es una de las personas más activas en el país en la promoción de este vector energético, y también está trabajando en aplicaciones para el sector transporte.

Actualmente, en la Espol ya cuentan con un vehículo pequeño de prototipo que se mueve con hidrógeno. Aún no es verde, pero van en camino de conseguirlo. Otra de sus aplicaciones puede ser industrial, como en la elaboración del cemento o papeleras, que tienen procesos térmicos muy grandes donde se quema diésel. La ventaja de usar hidrógeno verde en estos casos es que su operación no emite gases contaminantes.

También se pretende utilizar el hidrógeno verde para mejorar las condiciones de zonas emblemáticas y vulnerables. Espinoza dirige un proyecto desde 2021 donde se utiliza el hidrógeno como herramienta para avanzar en procesos de descarbonización en las islas Galápagos.

Algunos de los planes para el archipiélago ecuatoriano incluyen la creación de una flota de ferris para el transporte interislas, movilización terrestre y almacenamiento de excedentes de hidrógeno para generar electricidad de respaldo. Se estima que estos proyectos se inicien en 2028. En la región amazónica se utilizarían para aumentar la cobertura eléctrica de localidades aisladas.

En opinión de la [Fundación Acción Ecológica](#), es importante conocer más sobre los proyectos piloto y sus posibles impactos en las personas y en la biodiversidad. Es una de las pocas organizaciones que hasta el momento se ha pronunciado sobre los riesgos de potenciar el hidrógeno verde sin una mirada integral. Sin duda, es un tema aún muy nuevo en el país.

Además de la posible expansión de las hidroeléctricas, a esta organización le preocupan temas como la demanda de agua y la potenciación de las actividades extractivas.

Es evidente que la implementación del hidrógeno verde en Ecuador necesita una normativa que regule su producción y uso. Mientras tanto, las preguntas aumentan, así como la necesidad de buscar alternativas para disminuir emisiones y, sobre todo, que en todo momento se tome en cuenta el concepto de transición justa.

REGRESAR A CONTENIDO

Referencias

Acción Ecológica. <https://www.accionecologica.org>

Aguirre, W.E, Álvarez-Miles, G., Anaguano-Yancha, F., Burgos, R., Cucalón, R.V., Escobar-Camacho, D., Jácome-Negrete, I., et al. (2021). "Conservation threats and future prospects for the freshwater fishes al Ecuador: A hotspot of Neotropical fish diversity" en *Journal of Fish Biology*. Obtenido de <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/jfb.14844>

Climate Tracker. Home - Climate Tracker (<climatetrackerlatam.org>)

De Almeida, L. (2018). "Hidroeléctricas" en *RAISG*. Obtenido de 5.2 Hidroeléctricas | [Atlas RAISG 2020 \(amazoniasocioambiental.org\)](AtlasRAISG2020amazoniasocioambiental.org)

El Comercio (30 de noviembre de 2009). "Los sedimentos llenan el 42% del embalse de la Central Paute". Obtenido de <https://www.elcomercio.com/actualidad/sedimentos-llenar-42-del-embalse.html>

El País (9 de septiembre de 2016). "En busca de agua segura en las alturas andinas", en el suplemento Planeta Futuro de *El País*. Obtenido de [Ecuador: En busca de agua segura en las alturas andinas | Planeta Futuro | EL PAÍS \(elpais.com\)](Ecuador: En busca de agua segura en las alturas andinas | Planeta Futuro | EL PAÍS (elpais.com))

Escuela Politécnica Nacional (s/f). Investigación muestra erosión en cauce del río Coca en el sector de San Rafael. Obtenido de [Escuela Politécnica Nacional | Investigación muestra erosión en cauce del río Coca en el sector de San Rafael \(epn.edu.ec\)](Escuela Politécnica Nacional | Investigación muestra erosión en cauce del río Coca en el sector de San Rafael (epn.edu.ec))

Gobierno del Ecuador (2021). Sostenibilidad y crecimiento económico: Ecuador arrancó su transición ecológica. Disponible en <https://www.ambiente.gob.ec/sostenibilidad-y-crecimiento-economico-ecuador-arranco-su-transicion-ecologica/>

InfoAmazonia (2018). "Mega presa en la selva ecuatoriana sigue cuestionada". Obtenido de <Mega presa en la selva ecuatoriana sigue cuestionada - InfoAmazonia>

Ministerio de Energía y Minas del Gobierno del Ecuador (2023). *Hoja de ruta del hidrógeno verde en Ecuador*. Obtenido de <Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Ecuador.pdf> - Google Drive

Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica el Gobierno del Ecuador (2022). *Cuarta Comunicación Nacional y Segundo Informe Bienal de Actualización del Ecuador a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Obtenido de [Cuarta Comunicación Nacional y Segundo Informe Bienal de Actualización del Ecuador a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Diciembre 2022 | Programa De Las Naciones Unidas Para El Desarrollo \(undp.org\)](Cuarta Comunicación Nacional y Segundo Informe Bienal de Actualización del Ecuador a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Diciembre 2022 | Programa De Las Naciones Unidas Para El Desarrollo (undp.org))

Movimiento Regional por la Tierra (2015). "De la resistencia al protagonismo: Daule-Peripa, un caso que Sudamérica no debe olvidar". Obtenido de <https://porlatierra.org/novedades/post/29>

Operador Nacional de Electricidad, CENACE (2023). Información operativa en tiempo real. Obtenido de <cenace.gob.ec/info-operativa/InformacionOperativa.htm>

Varas, E. y Paz y Miño, E. (2023). "Todas las fisuras de Coca Codo Sinclair" en GK. Obtenido de [Todas las fisuras de Coca Codo Sinclair \(gk.city\)](Todas las fisuras de Coca Codo Sinclair (gk.city))

Inquieta en México la huella hídrica del hidrógeno verde

México avanza con lentitud en la producción y el uso del hidrógeno verde en la generación de electricidad y amoníaco para fertilizantes. Esto se debe a la ausencia de regulaciones mayores, y al consumo de agua como factor de riesgo.

Por Emilio Godoy



Si bien es cierto que en México progresan varios proyectos de generación de hidrógeno verde sin mayores regulaciones, uno de los temas que suscita preocupación es el uso de agua para la obtención de este gas, denominado “el combustible del futuro”.

A escala nacional, al menos dos iniciativas de energía fotovoltaica proyectan la producción de hidrógeno con electrólisis: la separación de oxígeno e hidrógeno utilizando electricidad.

Uno de ellos pertenece a la empresa [Energía Los Cabos](#), filial mexicana de la francesa Hydrogène de France (HDF). Con capacidad de 152 MW, el proyecto se desarrolla en el municipio homónimo ubicado en el estado de Baja California Sur, a unos 1,183 kilómetros al noroeste de la Ciudad de México. Es una zona que carece de agua, especialmente por su entorno desértico.

La [manifestación de impacto ambiental](#) (MIA) del proyecto cita un requerimiento operativo de 100 metros cúbicos (100,000 litros) al día. Para la limpieza de los paneles solares, considera un consumo de un litro por módulo cada seis meses (276.5 m³/año). La Organización Mundial de la Salud [indica](#) que una persona debe acceder a 50-100 litros diarios para satisfacer sus necesidades. Por otra parte, se calcula que la [generación](#) de un kilogramo de hidrógeno necesita entre nueve y diez litros de agua.

En opinión de Jacqueline Valenzuela, directora de la organización no gubernamental [Centro de Energía Renovable y Calidad Ambiental](#), el debate sobre el agua en zonas áridas es central. “No la vemos como la única alternativa, pues Baja California Sur es el estado más seco del país. En términos de infraestructura, no debería suponer competencia por el agua, pues la priorización del uso debería ser para la población, y desafortunadamente se utiliza en actividades productivas. El sector agrícola es el que más consume”, resalta para IPS desde La Paz, capital de Baja California Sur.

Para hacerse una idea, de los 39 acuíferos que tiene [este territorio](#), 21 padecen déficit, pues la extracción rebasa a la recarga; entre ellos están los depósitos subterráneos de [Cabo San Lucas](#), [La Paz](#) y [San José del Cabo](#).

Al 15 de julio de 2023, esa zona presentaba sequía moderada, de acuerdo con el [Monitor de Sequía](#) de la Comisión Nacional del Agua.

La Agencia Internacional de Energía, con sede en París y que agrupa a naciones de alto consumo de hidrocarburos, calcula que en 2050 el costo de la producción de hidrógeno verde en México oscilaría entre 1.60 y 2.00 dólares estadounidenses, frente al promedio latinoamericano, que está entre 2.00 y 2.50 dólares. Pero esa proyección debe incluir las llamadas “externalidades”, es decir, los impactos ambientales, como el hídrico.

Al cierre de esta edición, Energía Los Cabos no respondió a la consulta de Inter Press Service IPS.

Al aplicar en el agua una corriente eléctrica proveniente de una energía renovable, el oxígeno y el hidrógeno se separan, proceso que sólo genera vapor y que origina hidrógeno verde. En México, la industria fósil consume hidrógeno para sus procesos desde hace décadas, pero el uso de hidrógeno verde apenas despegó.

Imagen página de entrada:
Cactus y matorrales. Baja California Sur, México.

Foto: Josh Withers / Unsplash

Por su capacidad instalada de plantas hidroeléctricas, eólicas y solares, México posee un gran potencial de generación de hidrógeno verde, pero la disponibilidad de agua, especialmente en zonas de escasez, constituye un factor condicional. En la imagen, un parque eólico en el estado de Querétaro, en el centro del país.

Foto: Emilio Godoy



Potencial condicionado

México posee un alto potencial de obtención de hidrógeno proveniente de energías renovables, como las hidroeléctricas, las plantas eólicas y las granjas fotovoltaicas, razón por la que este gas tiene el apellido de “verde”. En el país [operan](#) unas 4,900 hidroeléctricas públicas y privadas destinadas a electricidad, riego y pesca, entre otros usos, como señala el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias.

De ellas, al menos 101 se destinan a la [generación eléctrica](#) y tienen una edad media de 47 años. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) opera al menos 84 hidroeléctricas, con una capacidad de potencia total superior a 12,125 MW. Hoy, esta empresa estatal [moderniza](#) 20 instalaciones. Además, funcionan 92 [parques solares](#) con una capacidad instalada de más de 6,000 MW, y 70 [centrales eólicas](#) con capacidad de 7,312 MW.

Los proyectos en marcha buscan que el hidrógeno se destine a la generación eléctrica y a la fabricación de fertilizantes a partir del amoníaco derivado de este gas, que se consume en la industria de combustibles fósiles en México desde hace décadas, así como a combustible para barcos.

En los casos de energía renovable, el agua siempre aparece como un ingrediente fundamental en la ecuación. En septiembre de 2022, la CFE anunció la ejecución del [Proyecto Piloto Hidrógeno Verde](#) para obtener el gas del parque fotovoltaico [Puerto Peñasco](#) —situado en el municipio homónimo del estado de Sonora, actualmente en proceso de construcción y con capacidad de 120 MW— y la central solar [Cerro Prieto](#), en Baja California, de 5 MW.

En la primera etapa, la empresa decidirá el sitio del proyecto, su tamaño, alcance, diseño y costos, y en la operación del piloto, entre 2023 y 2024, CFE mezclará hidrógeno y gas fósil (conocido popularmente como “gas natural”) para generar electricidad hasta en un 20% como combustible para centrales térmicas.

Sin embargo, en ambos sitios el agua es una limitante. Baja California [posee](#) 48 acuíferos, de los cuales 14 sufren déficit, entre ellos el del [Valle de Mexicali](#). Por su parte, el estado de [Sonora](#) cuenta con 61 depósitos subterráneos, y 19 padecen déficit. Uno de ellos corresponde a [Sonoyta-Puerto Peñasco](#).

El estado de Sonora, ubicado en el norte del país, padece estrés hídrico debido a la fuerte sequía registrada en 2023 y a la sobreexplotación de fuentes hídricas. En el municipio de Puerto Peñasco, la CFE construye un parque solar que podría aportar hidrógeno verde, pero que requeriría de agua.

Crédito: Allison Astorga/
Unsplash



Marco Jano, investigador del [Instituto de Innovación de Net Zero](#) de la Universidad de Cardiff (Gales), destaca que el agua es un elemento muy importante.

“Lo que se necesita para separar el hidrógeno es agua de alta pureza. Desde luego, podría haber algún tipo de competencia con otros usos, así es que es necesario evaluarlo antes de ejecutar los proyectos. Hay elementos de la cadena del hidrógeno que generan dudas acerca de cómo resolverlos”, dice a IPS desde Cardiff. En respuesta a una solicitud de información de IPS, la CFE respondió que carece de información sobre el proyecto de hidrógeno verde.

Para Omar Solorza-Feria, [investigador](#) del Centro de Investigación y de Estudios Avanzados (Cinvestav) del Instituto Politécnico Nacional, el agua constituye el tema principal.

“Depende de la zona. En el norte hay un sinnúmero de limitaciones, pero si uno va hacia el sur, se están inundando. Debe buscarse el lugar con agua suficiente y también se puede desalar el agua, pero lo mejor es la lluvia, porque no tiene sales. Si hay agua, pero no energía renovable, allí también hay un problema”, explica a IPS.

Precisamente, el estudio de 2021 [“Hidrógeno verde en México: hacia una descarbonización de la economía”](#), patrocinado por la Agencia Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ), menciona el análisis del impacto de las posibles políticas de fomento en todos los ámbitos, incluyendo el consumo de agua.

También cabe destacar que en México ya están en etapas iniciales algunas iniciativas para obtener amoníaco proveniente del hidrógeno y producir fertilizantes verdes.

Control a medias

Las regulaciones existentes son generales y no apuntan específicamente al hidrógeno. Las normas no definen de manera formal a este gas como molécula de energía.

A partir de la Ley de Transición Energética, vigente desde 2015, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) —responsable de la emisión de permisos de generación de energía y de transporte, almacenamiento y distribución de combustibles— [estipula](#) que la eficiencia para que el aprovechamiento de hidrógeno se considere energía limpia no será menor a 70% del poder calorífico mínimo de los combustibles utilizados en la producción de hidrógeno.

También se establece que, si la producción de hidrógeno implica el consumo de gas fósil, los interesados deben obtener permisos de la CRE.

El [Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2023-2037](#), que expone las políticas públicas sectoriales para los próximos 15 años, incluye al hidrógeno en una mezcla con gas fósil en las plantas de ciclo combinado que consumen ese carburante y vapor para generar electricidad. La Secretaría de Energía es quien define las políticas energéticas del país, pero carece de programas, proyectos o directrices específicos sobre la producción de hidrógeno, de acuerdo con la respuesta a una solicitud de información de IPS. Tampoco hay planes de adopción o incentivos para las tecnologías.

Por ello, expertos como Jano plantean la certificación del origen del hidrógeno para aclarar si procede de energía renovable, represas o gas fósil.

Solución parcial

Una alternativa que considera la incipiente industria del hidrógeno verde es el uso de agua tratada, aunque esto no resuelve el fondo del problema ni la competencia por los usos. Si bien la capacidad instalada y la purificación de agua están en ascenso, un problema generalizado radica en la falta histórica de eficiencia y de mantenimiento de las instalaciones, lo que limita el alcance de la tecnología.

En 2021, su cobertura [alcanzó](#) 67.5% del agua residual generada y recolectada en los sistemas municipales de alcantarillado de México, apenas unas décimas más que el año anterior, según datos de la Comisión Nacional del Agua. El agua tratada puede destinarse a riego agrícola, jardinería, usos domésticos e industriales, y ayudar a la recarga de los acuíferos.

Baja California Sur posee 32 plantas tratadoras que trabajan por debajo de su capacidad instalada. En Los Cabos funcionan diez, cuatro de ellas a máxima operación.

Mientras, en Sonora hay 110 purificadoras que operan por debajo del nivel; en Puerto Peñasco sólo existe una que trabaja por encima de su capacidad.

Por su parte, en Baja California funcionan 44 procesadoras, afectadas también por el problema citado. Mexicali tiene 15, dos a capacidad plena.

En el estado de Tamaulipas, el municipio de Matamoros se prepara para generar hidrógeno verde basado en la purificación de agua. El gobierno municipal [alista](#) una licitación internacional para desarrollar el proyecto sobre 20 hectáreas mediante una concesión de 25 años.

De acuerdo con las autoridades locales, otros ocho municipios tienen [potencial](#) para llevar a cabo iniciativas similares.

En Tamaulipas operan 65 tratadoras que manejan un caudal por debajo de la capacidad instalada. Matamoros cuenta con una sola instalación, que trabaja con insuficiencia.

Más incentivos

La CFE tiene potencial, pero debe atender a cuestiones tecnológicas, regulatorias, ambientales y financieras, dado el contexto actual de soporte profósil del gobierno mexicano, en detrimento de las alternativas renovables. El [estudio](#) de GIZ anticipa que la CFE esperaría una demanda relativamente pequeña de hidrógeno verde para su inyección en la red nacional de gas fósil debido a una baja competitividad económica. Las mayores oportunidades se proyectan en centrales térmicas que quemen hidrógeno, que podrían generar unos 670 MW con hidrógeno verde en 2050, lo que representa más del 87% de su demanda actual de 310,000 toneladas al año.

El suministro de hidrógeno verde para la CFE requeriría de una capacidad instalada de electrólisis de alrededor de 3.5 GW, con un costo de unos 380 millones de dólares anuales para mediados de siglo. En opinión de Jano, hay una oportunidad para crear una estrategia nacional que guíe los esfuerzos del país en este sentido.

“Si se quiere descarbonizar la economía, el hidrógeno es candidato para sectores en los que no es fácil hacerlo. Es muy importante que, junto con la política de impulso, también se favorezca la investigación que nos diga cómo este tipo de proyectos traerá beneficios a nivel local, lo que es complejo”, apunta.

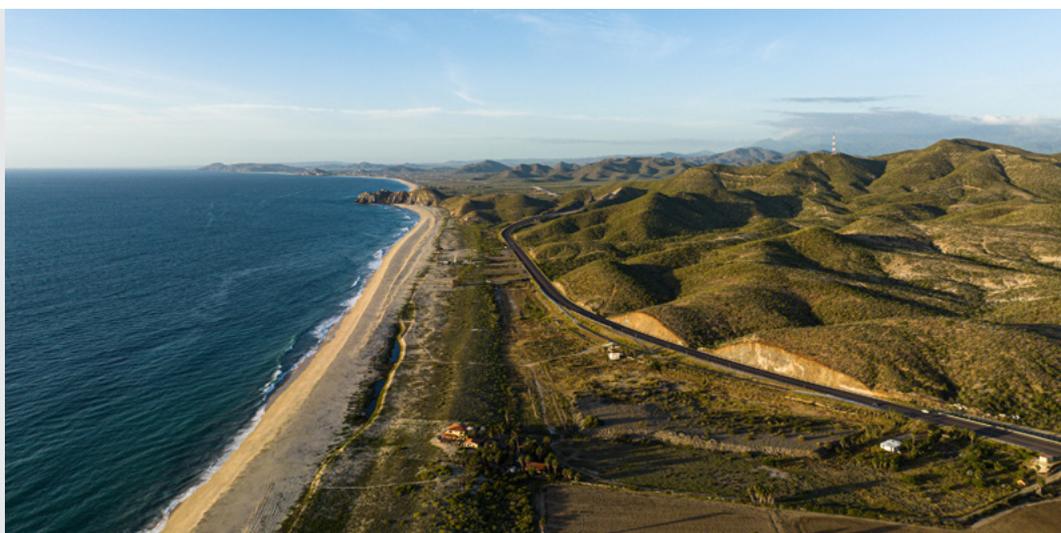
La activista Valenzuela y el académico Solorza-Feria coinciden en la necesidad de promover energía renovable para impulsar la obtención de hidrógeno.

“El potencial de la región de Baja California es hacia la energía fotovoltaica, aunque también hay potencial eólico y geotérmico. La idea es que los proyectos de hidrógeno que vengan se planteen sobre estas fuentes, pero lo ideal es que se desalinicen con energía fotovoltaica”, plantea Valenzuela.

Solorza-Feria, por su parte, aconseja el almacenamiento energético: “¿Por qué no se almacena esa energía y se transforma en hidrógeno? —pregunta—. Hay países que nos llevan la delantera, como Costa Rica, Chile y Colombia. Estamos con un pie atrás, esperando a ver cuándo se da el impulso para aprovechar la energía. Por ejemplo: ¿cuánta energía consume la industria del acero, cuánto gas quema?”.

La desalación de agua de mar podría aportar el líquido necesario para generar hidrógeno verde mediante electrólisis, y así no depender de agua superficial o subterránea. En la imagen, perspectiva costera del estado de Baja California Sur.

Crédito: Josh Withers/
Unsplash



Referencias

- Alianza Energética Energiepartnerschaft (2021). *Green Hydrogen in Mexico: towards a decarbonization of the economy*. Volume I. Obtenido de https://williamjensendiaz.files.wordpress.com/2021/12/hydrogen_ep_volume_i.pdf
- _____ (2021). *Green Hydrogen in Mexico: towards a decarbonization of the economy*. Volume III. Obtenido de https://williamjensendiaz.files.wordpress.com/2021/12/hydrogen_ep_volumen_iii.pdf
- Asociación Mexicana de Energía Eólica (s/f). *El desarrollo eólico en México tiene impactos importantes en la economía nacional y regional*. Obtenido de <https://amdee.org/>
- Beswick, R.R., Oliveira, A.M., Yan, Y (2021). "Does the Green Hydrogen Economy Have a Water Problem?" en *ACS Energy Lett* 6(9) pp. 3167-3169. Obtenido de <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acsenergylett.1c01375>
- Cardiff University (s/f). *Net Zero Innovation Institute*. Obtenido de <https://www.cardiff.ac.uk/net-zero-innovation-institute>
- Centrales Solares Asolmex (s/f). Obtenido de <https://asolmex.org/centrales-solares/>
- Centro de energía renovable y calidad ambiental <https://cerca.org.mx/>
- Comisión Federal de Electricidad (2021). *Más energía limpia, barata y segura al Sistema Eléctrico Nacional con el Plan Integral de Modernización de Centrales Hidroeléctricas de la CFE*. Obtenido de <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2219>
- _____ (2022). *Hidrógeno verde, la apuesta al futuro*. Obtenido de <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2474>
- Comisión Nacional del Agua (2020). *Actualización de la disponibilidad media anual de agua en el Acuífero Cabo San Lucas (0317), estado de Baja California Sur*. Obtenido de https://sigagis.conagua.gob.mx/gas1/Edos_Acuiferos_18/BajaCaliforniaSur/DR_0317.pdf
- _____ (2020). *Actualización de la disponibilidad media anual de agua en el Acuífero La Paz (0324), estado de Baja California Sur*. Obtenido de https://sigagis.conagua.gob.mx/gas1/Edos_Acuiferos_18/BajaCaliforniaSur/DR_0324.pdf
- _____ (2020). *Actualización de la disponibilidad media anual de agua en el Acuífero San José del Cabo (0319), estado de Baja California Sur*. Obtenido de https://sigagis.conagua.gob.mx/gas1/Edos_Acuiferos_18/BajaCaliforniaSur/DR_0319.pdf
- _____ (2020). *Actualización de la disponibilidad media anual de agua en el Acuífero Valle de Mexicali (0210), estado de Baja California*. Obtenido de https://sigagis.conagua.gob.mx/gas1/Edos_Acuiferos_18/BajaCalifornia/DR_0210.pdf
- _____ (2020). *Actualización de la disponibilidad media anual de agua en el Acuífero Sonoyta-Puerto Peñasco (2603), estado de Sonora*. Obtenido de https://sigagis.conagua.gob.mx/gas1/Edos_Acuiferos_18/sonora/DR_2603.pdf
- _____ (2020). *Aguas subterráneas/Acuíferos. Baja California Sur*. Obtenido de <https://sigagis.conagua.gob.mx/gas1/sections/Edos/BajaCaliforniaSur/bcs.html>
- _____ (2020). *Aguas subterráneas/Acuíferos. Baja California Sur*. Obtenido de <https://sigagis.conagua.gob.mx/gas1/sections/Edos/BajaCalifornia/bc.html>
- _____ (2020). *Aguas subterráneas/Acuíferos. Sonora*. Obtenido de <https://sigagis.conagua.gob.mx/gas1/sections/Edos/sonora/sonora.html>
- _____ (2021). *Inventario Nacional de Plantas Municipales de Potabilización y de Tratamiento de Aguas Residuales en Operación*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/759492/Inventario_2021.pdf

_____ (2023). *Monitor de Sequía en México al 30 de septiembre de 2023*. Obtenido de <https://smn.conagua.gob.mx/es/climatologia/monitor-de-sequia/monitor-de-sequia-en-mexico>

Diario Oficial (22 de diciembre de 2016). "RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía por la que se expiden las Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia y establecen la metodología de cálculo para determinar el porcentaje de energía libre de combustible en fuentes de energía y procesos de generación de energía eléctrica". Obtenido de [https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/CEL/\(DOF%202016-12-22%20CRE\)%20RES-1838-2016%20DACG%20Criterios%20Eficiencia.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/CEL/(DOF%202016-12-22%20CRE)%20RES-1838-2016%20DACG%20Criterios%20Eficiencia.pdf)

Energía Estratégica (22 de agosto de 2023). "López Obrador anunció la construcción de una planta de hidrógeno verde en Oaxaca". Obtenido de <https://www.energiaestrategica.com/lopez-obrador-anuncio-la-construccion-de-una-planta-de-hidrogeno-verde-en-oaxaca/>

Energía Los Cabos (s/f). Hidrógeno y Medio Ambiente. Obtenido de <https://www.energia-loscabos.com/hidrogeno-y-medio-ambiente>

Global Energy Monitor (s/f). *Cerro Prieto Solar Project*. Obtenido de https://www.gem.wiki/Cerro_Prieto_Solar_Project

_____ (s/f). *Puerto Peñasco Solar Project*. Obtenido de https://www.gem.wiki/Puerto_Pe%C3%B1asco_Solar_Project

Gobierno Municipal de Matamoros (2023). *Matamoros, punta de lanza en Tamaulipas para generación de hidrógeno verde: Alcalde Mario López*. Obtenido de <https://www.matamoros.gob.mx/noticias/matamoros-punta-de-lanza-en-tamaulipas-para-generacion-de-hidrogeno-verde-alcalde-mario.html>

_____ (2023). *Plantas para obtener hidrógeno verde a base de aguas residuales, factible en ocho municipios de Tamaulipas: AVA*. Obtenido de <https://www.matamoros.gob.mx/noticias/plantas-para-obtener-hidrogeno-verde-a-base-de-aguas-residuales-factible-en-ocho-municip.html>

Instituto Politécnico Nacional (s/f). *Dr. Omar Solorza Feria*. Obtenido de <https://quimica.cinvestav.mx/es-mx/Directorio/Investigadores/Dr-Solorza-Feria-Omar>

Organización de las Naciones Unidas (s/f). *Desafíos Globales: Agua*. Obtenido de <https://www.un.org/es/global-issues/water>

Secretaría de Energía (2018). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (2018-2032)*. Obtenido de <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf>

_____ (2023). *Anexo 1. Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional*. Obtenido de <https://base.energia.gob.mx/PRODESEN2023/Anexo1.pdf>

_____ (2023). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2023-2037*. Nota de blog. Obtenido de <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2023-2037>

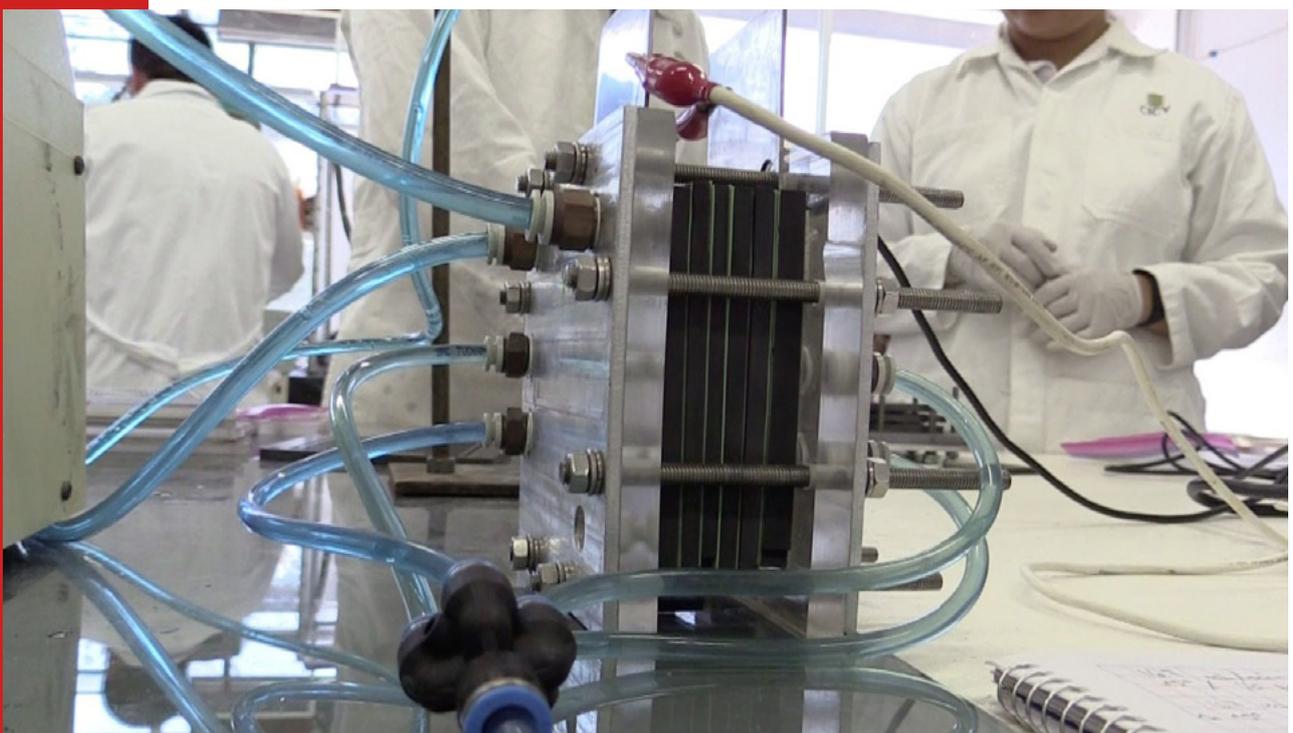
Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (2023). *Manifestación de Impacto Ambiental Modalidad Regional, Proyecto Energía Los Cabos*. Obtenido de <https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgiraDocs/documentos/bcs/estudios/2023/03BS2023E0004.pdf>

REGRESAR A CONTENIDO

Delicias Solar en México: un proyecto de hidrógeno verde estancado en el papeleo

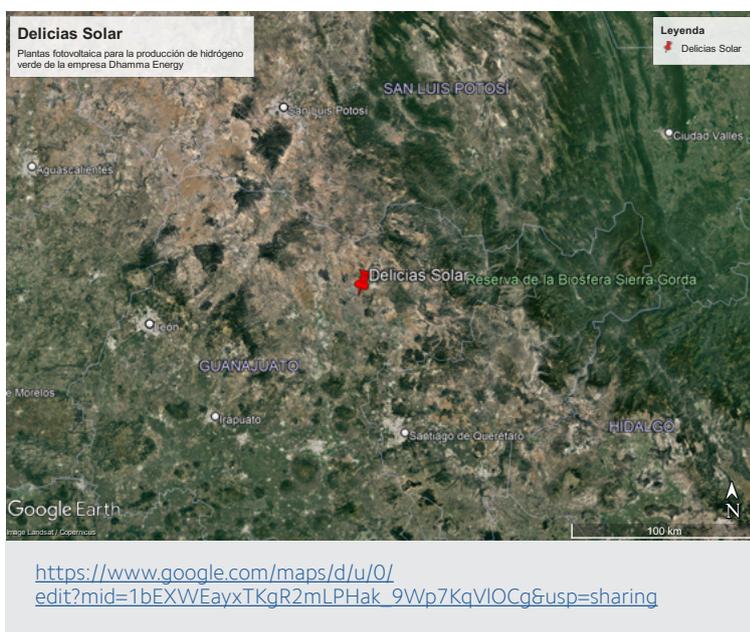
México no está entre los países latinoamericanos que producen hidrógeno verde. Sin embargo, tiene proyectos en desarrollo y uno es Delicias Solar, que pertenece a la compañía Dhamma Energy. Éste podría ser el primero en su clase, pero desde su anuncio en julio de 2014 no pasa de la conceptualización.

Por Blanca Velázquez



Delicias Solar es un proyecto que aspira a producir hidrógeno verde. El sueño inició en 2014 de la mano de la empresa Dhamma Energy. Se concibió como la primera planta que generaría energía eléctrica renovable para producir hidrógeno verde en México. Su plan era producir energía limpia hacia 2026 gracias a 120,792 paneles solares, y producir anualmente 3,205 toneladas de hidrógeno verde. A nueve años, la planta se quedó sólo como un anhelo.

El proyecto plantea destinar el 65% de su energía generada a la producción de hidrógeno verde, el 15% para recarga de baterías y el 20% restante se incorporará a la red eléctrica de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). De acuerdo con documentos de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la inversión estimada es de 45 millones de dólares estadounidenses y podría generar 76.72 GWh al año.



Delicias Solar sería construida en un terreno de 105 hectáreas en el municipio de San Luis de la Paz, Guanajuato. Según su Manifiesto de Impacto Ambiental (MAI) –documento presentado a la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat)– la planta tardaría dos años en edificarse y tendría tres décadas de vida útil.

El hidrógeno se puede extraer del agua a través de electrólisis, es decir, una descarga eléctrica que separa el hidrógeno del oxígeno; cuando la descarga proviene de energías renovables, como la solar, el producto se llama hidrógeno verde (H2V). El mismo puede usarse tanto para almacenar

energía como a manera de combustible, y ofrece así una alternativa a los combustibles fósiles.

Según Romeli Barbosa, experto en energías renovables y presidente de la Sociedad Mexicana del Hidrógeno (SMH), el mundo se ha interesado en el hidrógeno verde por dos razones principales: “La primera, queremos descarbonizar el sector de movilidad y eléctrico. Y, segunda, las fuentes primarias renovables son intermitentes y requieren un sistema de almacenamiento de energía, y el hidrógeno es el mejor de ellos”, afirma.

Imagen página de entrada:
Celda de combustible alimentada con hidrógeno verde de la Unidad de Energías Renovables del CICY.

Foto: CICY.

La modificación de los permisos

La CRE es una institución mexicana que regula los proyectos energéticos públicos y privados. Cualquier empresa que aspire a ingresar al ámbito energético debe gestionar un permiso de construcción y operación, que puede estar sujeto a modificaciones. “Las modificaciones de los permisos ocurren tantas veces como el proyecto lo necesite en el marco de su vigencia”, explica Walter Julián Ángel Jiménez, ingeniero eléctrico y comisionado de la CRE. “Todas esas modificaciones se tienen que reportar a la Comisión Reguladora de Energía”, acota.

La CRE otorgó a Delicias Solar el permiso para construir la planta el 17 de julio de 2014. Sin embargo, casi una década después, aún no se ha construido la infraestructura. Lo que sí ocurrió en esos ocho años fue la modificación del permiso. De julio de 2014 a mayo de 2019, Delicias Solar solicitó cuatro veces su modificación. En junio de 2021 pidió una nueva modificación, pero en esa ocasión le fue negada debido a que no se había construido la planta. “Los argumentos que aquí manifiestan recaen en el caso fortuito o de fuerza mayor. Sin argumentar cuál es el caso de fuerza mayor, invocan esta cláusula para seguir difiriendo la construcción y la fecha de entrada en operación”, detalla Jiménez sobre el caso de Delicias Solar.

Los proyectos energéticos firman un contrato con la CRE, mismo que tiene varias cláusulas; la 19 se refiere al Caso Fortuito o Fuerza Mayor. Cuando un proyecto hace uso de esta cláusula no se hace responsable de incumplir sus obligaciones. Se entiende por causa de fuerza mayor a hechos que no se pueden prevenir, como desastres naturales.

Cambio de reglas

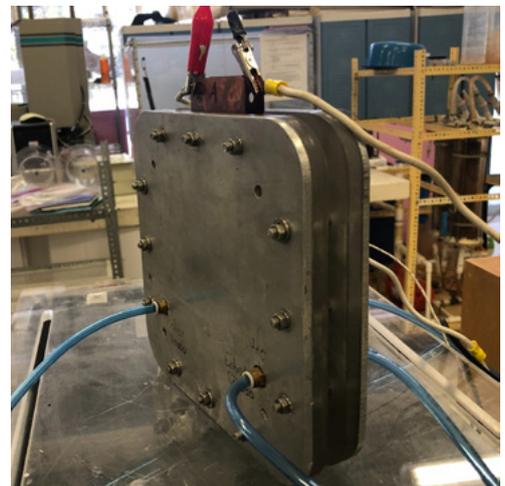
En opinión del comisionado Ángel Jiménez, Delicias Solar no se ha construido debido a la cancelación de las subastas de energía por parte del Ejecutivo federal. “Se apalancan con las acciones del Estado para generar utilidades y rendimientos”, detalla.

En 2016 se cancelaron las subastas de largo plazo creadas para financiar nuevas centrales eléctricas. Los contratos eran de 15 a 20 años, lo que aseguraba recuperar su inversión a gran escala. “La empresa, sin haber tenido un gran desempeño en el mercado eléctrico, habría recibido 60% de la inversión inicial”, resalta el comisionado.

Ante esta situación, en agosto de 2021 Delicias Solar interpuso un amparo con el propósito de que la CRE le otorgara el diferimiento. “Metió un amparo y hubo una resolución del Poder

Prototipos para producir hidrógeno y almacenar energía diseñado por la Unidad de Energía Renovable del Centro de Investigación Científica de Yucatán.

Foto: CICY.



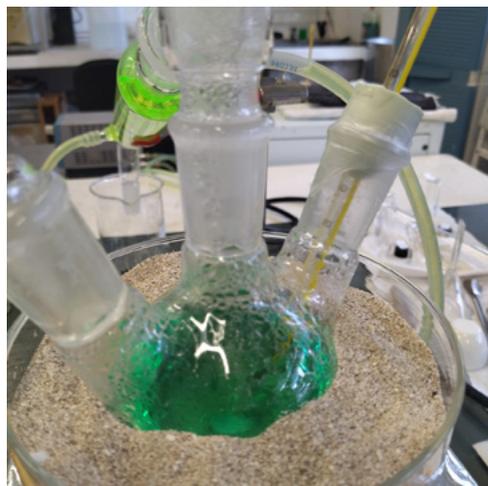
Judicial donde se obliga a la CRE a volver a hacer el diferimiento”, explica el comisionado. Gracias al amparo, la empresa pudo modificar el periodo de construcción y de inicio de operación, y esto posibilitó que el 17 de noviembre de 2022 la CRE le concediera otra vez el permiso.

Para este reportaje se buscó en distintas ocasiones a Dhamma Energy. Se hicieron llamadas a sus oficinas, buscando a su gerente general. Sin embargo, al momento de escribir este artículo no ha habido respuesta.

Los electrocatalizadores son dispositivos para producir y almacenar hidrógeno que separan las moléculas de hidrógeno del agua.

En el CICY remplazaron el platino y el óxido de iridio por una aleación de níquel, cobalto, hierro, molibdeno y manganeso.

Foto: CICY.



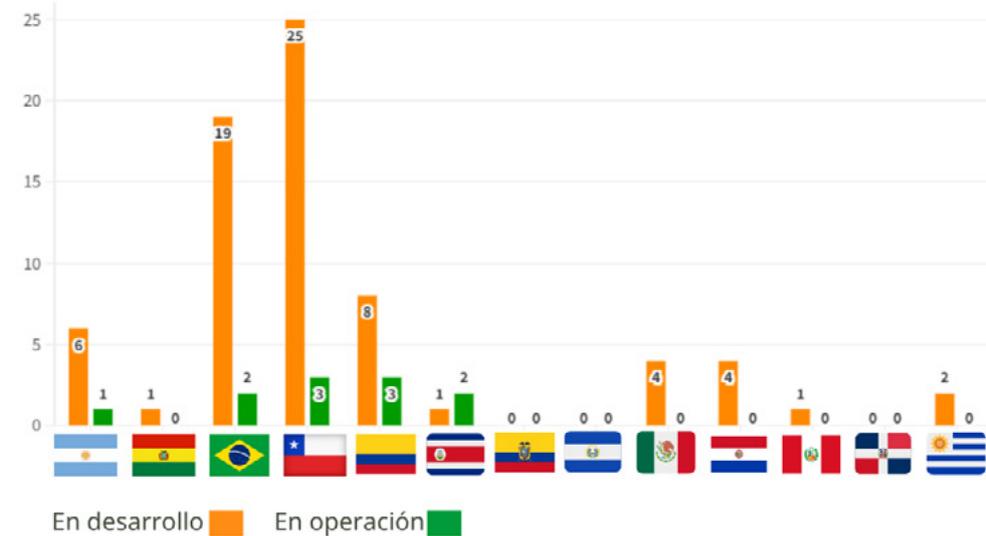
El hermano de Delicias Solar

Delicias Solar pertenece a Dhamma Energy, empresa española con 14 plantas fotovoltaicas más en proyecto en México. Uno de los proyectos hermanos es la planta Neptuno Solar, que se encontrará a 30 kilómetros de Delicias Solar, en el municipio de Arriaga, San Luis Potosí.

Según el manifiesto ambiental que publicaron en 2021, se proyecta también como una planta de energía fotovoltaica que produciría hidrógeno verde y utilizaría el mismo modelo de Delicias Solar. En comparación, Neptuno está planeada para ser más grande, usando el cuádruple de paneles solares para producir 18 toneladas anuales de hidrógeno verde, seis veces más que Delicias Solar.



PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE EN LATINOAMÉRICA



Fuentes: Reporte Estado del Hidrógeno Verde en América Latina, GIZ y H2Lac

Proyectos de Hidrógeno Verde en Latinoamérica por país.

Gráfica: Blanca Velázquez.

Aunque pertenecen a la misma empresa, aún no se consigue el permiso de construcción por parte de la CRE. Por ello, en el estudio “Estado del Hidrógeno Verde en América Latina y el Caribe”, de la Agencia Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ), no se menciona a Neptuno Solar.

Más allá de Delicias Solar

A pesar del caso de Delicias Solar, este año ocurrieron eventos importantes para el desarrollo del hidrógeno verde en México. En febrero se realizó el Congreso Nacional del Hidrógeno Verde, donde asociaciones y empresas generaron alianzas. En esa oportunidad, Fomento Minero y Energético de Nuevo León presentó una iniciativa para impulsar la industria del hidrógeno.



Sistema híbrido que produce hidrógeno verde en la Unidad de Energías Renovables del CICY.

Foto: CICY.

En opinión del comisionado Ángel Jiménez, esta industria aún no obtiene ganancias. “En el caso de México, los proyectos de hidrógeno verde son poco rentables y en el mundo todavía el tema del hidrógeno está en cuestionamiento (...) Lo que se hizo es desarrollar una gran expectativa”, explica.

En la actualidad, la CFE está desarrollando dos plantas fotovoltaicas para producir hidrógeno verde. Uno de los proyectos estará en Sonora, al norte del país, y el otro al sur, en Campeche. Este último fue anunciado por la entidad en julio del presente año. A la par, centros de investigación desarrollan propuestas. Por ejemplo, la Unidad de Energías Renovables del Centro de Investigación Científica de Yucatán creó un [prototipo para producir hidrógeno verde](#).

Se necesita una ruta para desarrollar hidrógeno verde

México se atrasa y expertos en la materia reconocen la necesidad de un plan y de desarrollar tecnología para incentivar esta industria. “Hace falta que el Estado tome una ruta”, afirma Barbosa, especialista en energía.

En mayo de este año, la Asociación Mexicana de Hidrógeno publicó una [ruta](#) para consolidar la industria. Ahí plantea que, al instalar 79 gigavatios de capacidad renovable, se podría cubrir la demanda interna de hidrógeno verde. También estima que se podrían reducir 53 millones de toneladas de emisiones de dióxido de carbono (CO₂). Para darse una idea, en 2021 [México emitió 418 millones de toneladas de CO₂](#). El comisionado resalta el papel tecnológico: “Es importante desarrollar estas tecnologías y capacidad con recursos propios, porque eso es lo que las puede abaratar”, explica.

REGRESAR A CONTENIDO

Referencias

Asociación Mexicana de Hidrógeno (2022). *Hidrógeno verde: El vector energético para descarbonizar la economía de México*. Obtenido de <https://h2mex.org/project/hidrogeno-verde-el-vector-energetico-para-descarbonizar-la-economia-de-mexico/>

European Commission (2022). EDGAR – *Emissions Database for Global Atmospheric Research*. Obtenido de https://edgar.jrc.ec.europa.eu/report_2022

Gobierno de México (2022). *Desarrollan en Yucatán prototipo híbrido para producir energía limpia*. Obtenido de <https://www.cicy.mx/noticias-y-eventos/boletin-14-desarrollan-en-yucatan-prototipo-hibrido-para-producir-energia-limpia>

<https://www.cicy.mx/noticias-y-eventos/boletin-20-cicy-desarrolla-prototipos-para-aprovechar-el-hidrogeno-en-la-produccion-y-almacenamiento-de-energia>

<https://twitter.com/CICYoficial/status/1408521565621440518>

<https://www.facebook.com/CICYoficial/posts/pfbid02cfDaAY2RXNfArPx8sU3bSUBzWX3zQbrhJtsd6bQPScGki86BMVF6KDdrHZhjVDSzl>

¿El hidrógeno verde permitiría una transición energética justa en el Perú?

El Estado apuesta por el hidrógeno verde para la descarbonización. Un grupo de trabajo integrado por seis ministerios alista la hoja de ruta que sería lanzada a inicios de 2024. Mientras que el sector empresarial apunta al desarrollo de un valle de hidrógeno en el sur del Perú, diversos actores de la sociedad civil demandan participar en la planificación para anticipar los posibles impactos e incorporar las demandas ciudadanas.

Por Óscar Bermeo Ocaña



Seis días antes de entregar su cargo, el presidente Ollanta Humala firmó la ratificación del Acuerdo de París. Aquel 22 de julio de 2016, el Perú se convirtió en la primera nación hispanoamericana en adoptarlo. El diario oficial *El Peruano* colocaba un pretencioso titular, destacando el liderazgo mundial del país en la lucha contra el cambio climático.

Después de las sonrisas y los apretones de manos, venían 14 años de trabajo para disminuir la dependencia de los combustibles fósiles. Al suscribirlo, el Estado se comprometía a reducir en un 30% las emisiones de carbono hacia 2030. Unos años después, en 2020, el presidente Francisco Sagasti aumentó el compromiso a un 40%. Habiendo transcurrido la mitad del camino, la meta fijada aún se ve lejana. Las energías limpias, las llamadas renovables no convencionales –como la eólica (generada por vientos) y la solar– tienen una baja participación en la matriz energética del país. Según el último reporte de junio del Ministerio de Energía y Minas (Minem), casi toda la energía que se genera en el Perú proviene principalmente de fuentes hidráulicas (49%) y fuentes térmicas de gas natural, diésel o carbón (46%). [La energía producida con fuentes eólica y solar](#) apenas alcanza el 5% de participación. En los términos actuales, la transición energética suena más a una aspiración que a un objetivo alcanzable. Sin embargo, una iniciativa se viene gestando –aún sin mucha estridencia mediática– para dinamizar este proceso: el hidrógeno verde (H2V) es el jugador que el sector privado busca poner en las agendas energética, económica y ambiental del Perú. En 2020, diversos actores del sector empresarial formaron la Asociación Peruana de Hidrógeno (H2 Perú) bajo la visión de descarbonizar la economía nacional a través del uso del hidrógeno verde. La iniciativa va en la línea de una tendencia internacional, que posiciona al hidrógeno como una de las mejores herramientas para generar una industria respetuosa con el ambiente. Pero ¿qué es el H2V, también conocido como el “combustible del futuro”?

El hidrógeno es un vector energético que activa procesos cuando es requerido. Funciona como un combustible; se produce a través de una electrólisis: el agua ingresa a un electrolizador y recibe una descarga eléctrica que permite separar las moléculas de hidrógeno y oxígeno. Cuando esta descarga proviene de fuentes como la energía eólica o solar es cuando se denomina “verde”, ya que en todo el proceso no se emiten gases de efecto invernadero.

¿Eslabón perdido o antecedente pionero?

“Posiblemente las primeras moléculas de hidrógeno verde de Latinoamérica fueron hechas en Perú, cuando el término aún no existía”, cuenta con entusiasmo Fernando Maceda, gerente general de H2 Perú. El ejecutivo se remite a 1965, año en que Industrias Cachimayo inició sus operaciones en las afueras de Cusco. La empresa se dedicó a la fabricación de amoniaco para explosivos de minería. Desde que encendieron las máquinas, realizaron la electrólisis, generando el hidrógeno vital para sus procesos. Originalmente, la fábrica era alimentada mediante fuente hidroeléctrica y, más recientemente, suscribió un acuerdo para el uso de fuentes eólica y solar. En junio, 40 socios de H2 Perú visitaron la planta de Cachimayo para conocer los primeros electrolizadores del país. En esta jornada participaron representantes de compañías

Imagen página de entrada:
Según los estudios de la Asociación Peruana de Hidrógeno, la ciudad de Ica, con su fuerza eólica, también brinda oportunidades para los futuros proyectos de hidrógeno.

Foto: Agencia Andina.

En junio, una delegación de socios de H2 Perú visitó las instalaciones de Industrias Cachimayo (Cusco) para conocer el proceso de electrólisis. Esta planta, que inició operaciones en 1965, es pionera en el desarrollo de hidrógeno en la región.

Foto: H2 Perú.



asociadas, como Cálidda y Promigas (hidrocarburos), Engie (generación), Cerro Verde (minería), Latam Airlines (aviación), entre otras. Recorriendo esta instalación pionera, los ejecutivos pudieron ver formas concretas de lo que vienen hablando desde hace tres años en papeles. Desde 2020, H2 Perú ha realizado investigaciones y gestionado reuniones con decisores políticos para gestar una política pública. La intención es que Cachimayo no siga siendo un antecedente aislado, y más bien emerja una nueva industria del hidrógeno en el país. Para Pedro Gamio, catedrático de la Pontificia Universidad Católica del Perú y exviceministro de Energía, el hidrógeno verde es una oportunidad para impulsar el aprovechamiento de las energías renovables no convencionales. Considera que en pocos años sería viable aumentar el nivel de participación de las energías eólicas y solares de 5% a un deseable 20%.

Cree que ello dependerá de decisiones estatales. “La voluntad política todavía no es clara. Nos falta aprobar una política nacional de hidrógeno verde que lleve al desarrollo de proyectos. Tampoco tenemos un marco regulatorio. Hay que meterle más ganas”, expresa. A nivel estatal, los pasos más fuertes se dieron este año. En abril, el Ministerio de Energía y Minas creó un grupo multisectorial para impulsar el desarrollo de hidrógeno verde. Representantes de los ministerios de Ambiente, Producción, Transportes, Economía, Relaciones Exteriores y Agricultura, además de un funcionario de Osinergmin (Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería) conforman esta plataforma a la que se le dio un plazo de seis meses para entregar su informe.

“El informe final va a contener una hoja de ruta para el desarrollo del hidrógeno y propuestas normativas”, menciona José Meza, director de Eficiencia Energética del Minem, área que lidera la Secretaría Técnica del grupo. Según el funcionario, este documento será la propuesta de marco regulatorio, y, entre otros puntos, también se contemplarán beneficios tributarios para hacer rentables los proyectos. El director anticipa una solicitud de prórroga para cerrar el proceso. “Las políticas públicas estarían listas para el primer semestre de 2024”, apunta.

A cinco meses de la creación del grupo, aún no se han difundido públicamente los avances. Meza cuenta que han recibido y leído informes técnicos de H2 Perú y algunos colectivos ambientales, pero que desde el Ejecutivo elaboran nuevos estudios para “tener una visión propia

desde el Estado". "Habrá un espacio para escuchar las opiniones de la sociedad civil y entes privados, pero todavía no estamos en esa etapa", agrega el director del Minem.

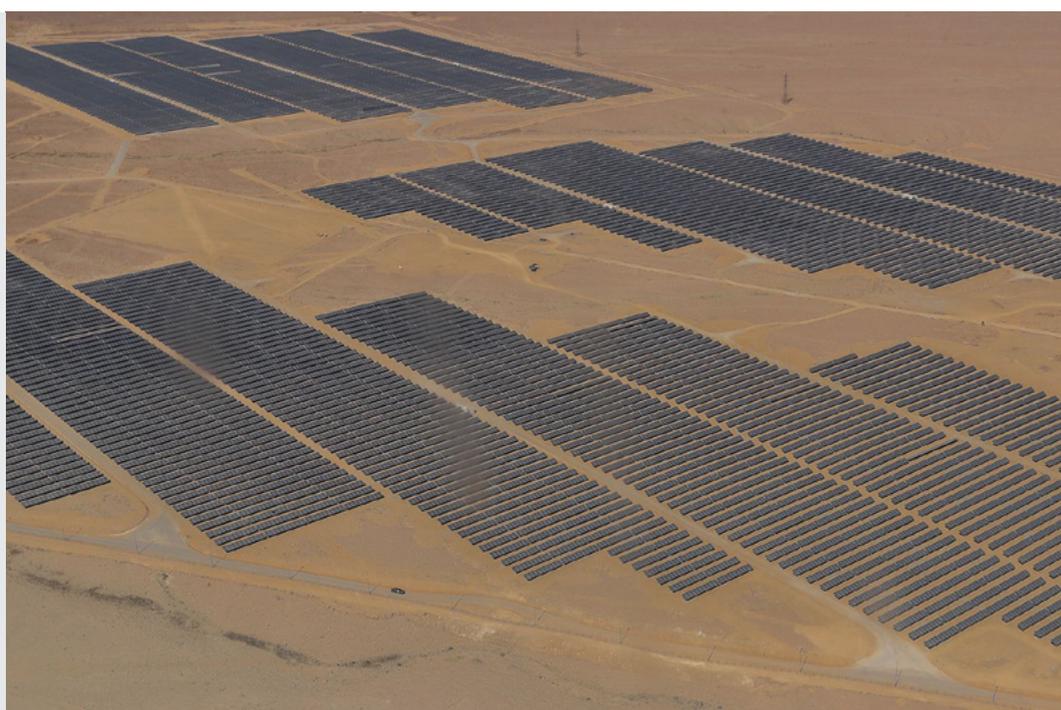
El sur, la zona apuntada por la industria

Las poblaciones de Arequipa, Moquegua y Tacna reciben un promedio de 10 horas de sol al día. Según estudios del Banco Mundial (2019), esta área del sur del Perú dispone de los mayores recursos solares del país. Un dato para dimensionar el potencial: una planta de energía solar requiere de una radiación directa anual no inferior a 2,000 kWh/m² (kilovatios hora metro cuadrado útil año). En estas regiones, los valores exceden los 3,000 kWh/m², siendo superiores incluso a los de zonas de Marruecos y Emiratos Árabes donde se ejecutan proyectos solares térmicos. H2 Perú considera que aprovechar este potencial solar permitiría producir hidrógeno verde a precios muy competitivos. Los números que identificaron rondan entre 1.6 y 2.6 dólares estadounidenses por kilo de hidrógeno, valores similares a los de Chile, país que lidera los proyectos de H2V en la región. Moquegua es el primer lugar apuntado por el empresariado. Con el apoyo del gobierno regional, la iniciativa privada Moquegua Crece postula la creación de un valle de hidrógeno en el sur del país, emulando la experiencia sudafricana. En este proyecto se contempla un hub en Moquegua, donde se instalaría una planta de energía solar que iría creciendo conforme aumenta la demanda de H2V. En el estudio elaborado con H2 Perú estiman que para 2050 la planta podría tener 7,700 hectáreas, es decir, 10,700 veces el tamaño del Estadio Nacional.

A Augusto Durán, especialista en energías limpias del Movimiento Ciudadano frente al Cambio Climático (Mocicc), le preocupa que en la implementación de esta nueva tecnología se termine imponiendo una visión lucrativa. "Es una buena iniciativa, pero, si la dejamos únicamente a las empresas, se va a priorizar el interés económico, no se va a tener en cuenta el tema social y ambiental", advierte. Considera que en la elaboración de la estrategia nacional del hidrógeno verde es necesario incorporar la participación del público, y que tanto el Estado como el sector privado deben difundir la información para evitar errores del pasado. A su vez, la presencia

Por su potencial solar, las provincias del sur del Perú son las primeras zonas apuntadas para el desarrollo del hidrógeno verde.

Foto: Agencia Andina.



de empresas extractivas en la conformación de la asociación H2 Perú despierta suspicacias en algunos activistas ambientales. Durán espera que no sean prácticas de *greenwashing*, “donde empiezan a dar soluciones al cambio climático, pero replican el modelo extractivista de ver a la energía como un bien mercantil para sacar ganancias”.

Para Maceda, gerente de H2 Perú, el compromiso del sector minero en esta iniciativa es clave: “El hidrógeno verde tiene un gran espectro para trabajar la descarbonización en aquellos sectores económicos que más energía demandan en volumen y con mayor intensidad. La minería es uno de ellos”, precisa. Además de las maquinarias de grandes dimensiones de la minería, esta primera iniciativa apunta a promover el uso de hidrógeno verde, principalmente en transporte de carga (donde tendrían ventaja frente a los eléctricos, que requieren baterías pesadas), refinerías, cementeras y producción de fertilizantes. Pero los números terminan cerrando con los proyectos de exportación a Europa y Asia-Pacífico. “La exportación tiene que ser una prioridad, ya que por economía de escala podríamos tener costos locales más competitivos”, considera Maceda. Según el diagnóstico de H2 Perú, el potencial de desarrollo de hidrógeno verde en el país sería dos veces más grande que la demanda nacional en 2050 (calculada en 50 GW). “Tenemos los recursos suficientes para abastecer la demanda local, sin ponerla en riesgo, y atender mercados de exportación”, asegura Maceda.

Deudas y desafíos

Hablar de exportación desde el principio genera resistencia en algunos sectores de la sociedad civil. Paul Maquet, vocero de la organización no gubernamental CooperAcción, advierte del peligro de caer en una lógica conocida donde “los beneficios se concentran en el norte, mientras que los impactos se quedan en el sur”. Refiere el caso reciente del gas natural, la fuente de energía que más se desarrolló en los últimos 20 años en el Perú. A través de gasoductos, [el gas natural viaja de Camisea](#) (Cusco) al sur de Lima, desde donde abastece a los clientes de la capital y se exporta a México. “Cusco, donde se produce el gas, no lo utiliza porque a las empresas no les resulta tan rentable para el negocio”, afirma Maquet. Además del potencial solar, el sur del país es visto por H2 Perú como el territorio idóneo por la presencia minera e industria manufacturera y la cercanía a puertos. Lo primero aseguraría una demanda interna significativa; lo segundo facilitaría la exportación. Sin embargo, en esta zona también se presentan deudas históricas. Erika Pochuanca, representante de la Macrorregión Sur en la Comisión Ambiental Juvenil, remarca la pobreza energética que sufre la población local. Según datos del Ministerio de Energía y Minas publicados en 2022, los sectores rurales de Moquegua y Tacna son los menos atendidos por el servicio eléctrico en todo Perú. En Moquegua, el 26.7% de viviendas del sector rural no cuenta con este servicio, mientras que en Tacna el porcentaje se eleva a 37.6%.

El reto, una transición justa

El tópico que despierta mayores inquietudes es el tratamiento del agua, recurso indispensable para la elaboración de hidrógeno verde. El sector privado lo sabe. H2 Perú identificó en sus estudios que los temas hídricos constituyen un rubro sensible para la población del sur del país. Precisamente, en estos territorios, de arraigada actividad agrícola, existen antecedentes de conflictos por manejo del agua con algunas empresas mineras asociadas, como Anglo American (caso Quellaveco en Moquegua y Cerro Verde en Arequipa). Maceda, de H2 Perú, considera que el uso de agua de mar es una alternativa viable. La desalinización supondría no afectar las fuentes de agua dulce de la zona, pero trae consigo otros desafíos. Por su parte, el

Estado viene evaluando los posibles impactos. “Si desalinizas el mar, te queda la sal, entonces, el problema es el tratamiento de los residuos de la salmuera. Estamos contemplando este tema con Ambiente y Agricultura”, menciona José Meza, director de Eficiencia Energética del Minem. Las ubicaciones de las plantas desalinizadoras también deberían contemplar la existencia de áreas naturales protegidas, ricas en fauna y flora, agrega Pochuanca. Además de su viabilidad económica, los ambientalistas consideran que para que el desarrollo de hidrógeno verde en el Perú sea una solución climática real debe contemplar estos impactos sociales, ambientales y laborales. Sólo así podría entenderse como una opción para una transición energética justa. Maquet dice que esta planificación tiene que ser participativa. Considera que deben estar las voces de los trabajadores de petróleo y gas; las voces de las comunidades donde se harían los proyectos solares, eólicos y las plantas de hidrógeno. “Se tienen que tomar decisiones atendiendo las necesidades energéticas del Perú, no de las empresas ni exportación”, apunta el vocero de CooperAcción.

Los involucrados en la promoción del hidrógeno verde en el país esperan prontas novedades. Los meses próximos serán clave en la consolidación de una hoja de ruta que impulse el desarrollo energético. Mientras que el sector empresarial espera contar con las reglas de juego para operar, la sociedad civil y la academia demandan que la información se difunda, y participar en la construcción de la política. Dicen que ésta es una oportunidad que no se debe desperdiciar.

REGRESAR A CONTENIDO

Referencias

Climatetracker.org (2023). *19 años de Camisea y el fracaso de la masificación del gas en Perú*. Obtenido de <https://climatetrackerlatam.org/historias/19-anos-de-camisea-y-el-fracaso-de-la-masificacion-del-gas-en-peru/>

Las dudas, certezas y riesgos de la naciente industria del hidrógeno verde en República Dominicana

El país estudia cómo incursionar en la incipiente industria del “combustible del futuro”, en medio de una generación renovable en ascenso, fuentes hídricas escasas y falta de mercado.

Por Irmgard De La Cruz



El hidrógeno es el elemento químico más abundante del universo y, como tal, forma parte integral de nuestra vida diaria. Aunque pase desapercibido, está presente en el agua que tomamos, en el gas con el que cocinamos y en la mantequilla que untamos al pan. Sin embargo, su potencial va mucho más allá de lo cotidiano.

Lo que antes se había dado por sentado en el mundo industrial, ahora promete convertirse en el combustible del futuro. Cuando se toma el agua como materia prima, y el sol o el viento aportan la energía para su producción, el resultado es un gas inodoro e incoloro que no emite dióxido de carbono ni agota los recursos naturales limitados.

A esta energía alternativa –a la que se le llama hidrógeno verde o renovable– se le atribuye la capacidad de descarbonizar sectores tan neurálgicos y contaminantes como el eléctrico, el alimenticio o el transporte.

Su popularidad global llegó hasta la República Dominicana, donde el sector público y privado analizan su viabilidad en medio de parques de generación renovable en ascenso, fuentes hídricas cada vez más escasas y la falta de mercado.

La novedad está en el cómo

Sea como combustible, como vector energético, como agente calorífico o como materia prima, el hidrógeno es un recurso versátil demandado por las empresas para sus procesos industriales.

Solo en 2021, la producción global de hidrógeno alcanzó 94 millones de toneladas métricas, según la Agencia Internacional de la Energía (AIE). Sin embargo, menos del 1% provino de fuentes renovables.

Esto ocurre porque el hidrógeno está presente en los hidrocarburos, el carbón y el gas natural. Cuando se extrae de los combustibles fósiles, se le denomina hidrógeno fósil. Su bajo costo y disponibilidad hacen que abunde en el mercado, pese a liberar gases de efecto invernadero que agravan la crisis climática actual.

"La técnica de obtención del hidrógeno es vieja y consume mucha electricidad", subraya Bernardo Castellanos, especialista del sector eléctrico. Por eso, la novedad con este gas está en desde dónde se extrae. "La diferencia entre un tipo de hidrógeno y el otro es su fuente primaria. Para que sea verde debe existir una fuente primaria limpia, que puede ser energía solar, eólica, biomasa o algún tipo de residuos sólidos", observa el director de la Comisión Nacional de Energía (CNE), Edward Veras.

Cuando se hace con agua, este líquido pasa por un proceso de electrólisis, que consiste en usar la electricidad renovable para romper sus moléculas y separar el hidrógeno del oxígeno en un electrolizador. Este dispositivo captura los átomos de forma separada mediante celdas que pueden ser alcalinas (AWE), de membrana polimérica (PEM) o de óxido sólido (SOEC).

Imagen página de entrada:
El precio de la energía renovable del parque solar Girasol, ubicado en la provincia de San Cristóbal, fue usado de referencia en uno de los estudios que analiza el costo del hidrógeno verde en el país.

Foto: Diario Libre/ Eddy Vittini.

El parque eólico Los Cocos, inaugurado en 2011, fue la primera infraestructura renovable de su naturaleza.

Foto: Diario Libre/ Eddy Vittini.



Dos estudios calculan sus posibles costos

La Agencia de Cooperación Alemana (GIZ) estima que las industrias dominicanas comercializan unos 150,500 metros cúbicos al año desde países como Estados Unidos, Brasil y Puerto Rico, una cantidad que varía dependiendo de la demanda.

Pese a que su derivado fósil es principalmente usado para la refinación petrolera, la refrigeración de centrales eléctricas y la producción de aceites y margarinas comestibles, República Dominicana carece de regulaciones claras para su manejo. Por tanto, no hay una normativa que describa cómo se debería producir, almacenar o disponer del hidrógeno verde.

En el pacto para la reforma del sector eléctrico, firmado en 2021, el Gobierno acordó “evaluar el uso del hidrógeno mediante un programa de investigación, desarrollo e innovación”. Aunque no especifica si éste es verde, representa una primera declaración de interés del sector público sobre esta fuente de energía.

Hasta entonces, sólo dos estudios han analizado la factibilidad económica de generar localmente este combustible limpio.

En octubre de 2022, la GIZ publicó el “Análisis y perspectivas del hidrógeno verde en República Dominicana”, en el que identifica los sectores económicos que lo aprovecharán de manera clave. Además, estima el costo nivelado del hidrógeno (LCOH, siglas en inglés), que consiste en calcular cuántos dólares estadounidenses costaría la producción de un kilogramo de hidrógeno verde. “Los costos nivelados de hidrógeno son muy sensibles a los costos de la electricidad renovable, economía de escala y factor de planta de la central eléctrica”, precisa Clemens Findeisen, líder del proyecto Transición Energética de la GIZ.

Como aún no hay proyectos piloto de generación de este combustible, el estudio toma como referencia los precios por kilovatio/hora del parque solar Girasol, ubicado en San Cristóbal (al sur del país), y los precios recomendados por el CNE para proyectos solares fotovoltaicos en ciudades como Montecristi (noroeste) y Nagua (noreste). Además, calcula el costo de un electrolizador PEM de 1.25 megavatios.

De esta manera, determinó que producir un kilogramo de hidrógeno verde podría costar entre 4.35 hasta poco más de 12 dólares. En tanto, el gasto de capital promedio rondaría los 2,210 dólares por kilovatio.

“Para que el hidrógeno verde pueda ser rentable, el precio de la energía utilizada debe ser menor a tres centavos de dólar por kilovatio/hora, y en República Dominicana no existe ninguna central con ese precio de venta o menos”, puntualiza Castellanos. El especialista entiende que la tarifa elevada de la energía renovable es una de las principales limitantes para el uso intensivo del hidrógeno verde.

En esto concuerda Denia Cid, asesora científica para el Consejo Nacional para el Cambio Climático y Mecanismo de Desarrollo Limpio (CNCCMDL), dependencia del Ministerio de la Presidencia que investiga cómo mitigar los efectos del cambio climático.

Paralelamente, y en ese mismo año, encabezó un estudio que estimó el costo nivelado del hidrógeno verde partiendo de los precios de los tres tipos de electrolizadores más usados en el mercado, así como el costo de la energía del parque eólico Larimar en Barahona, al suroeste del país.

Dependiendo de la tecnología usada, un kilogramo de hidrógeno verde cuesta entre 5.57 y 6.69 dólares. “Éste es un alto precio, considerando que el almacenamiento y el transporte no fueron incluidos ni tampoco los riesgos medioambientales, de explosión o de escasez de agua tras la electrólisis”, señala el estudio.

Cid y su equipo esperan replicar estos cálculos con otros parques de generación renovable a finales de este año. “Estamos trabajando para ampliar este estudio, con una mirada más profunda y una visión más madura, con nuevos conocimientos basados en otros que se han desarrollado en el país, y en algunas actualizaciones internacionales que hemos recibido”, precisa la especialista.

Generación renovable en crecimiento

Para ser efectiva, la producción de hidrógeno verde requiere de mucha energía renovable. Sin embargo, el despliegue de las energías limpias es una tarea que se inició hace poco más de una década, en 2011, con la inauguración del parque Los Cocos, primera infraestructura renovable del país. Se ubica en la comunidad de Juancho, provincia de Pedernales (suroeste), con una capacidad instalada de 52 megavatios.



Vista del parque eólico Larimar, usado como referencia por Denia Cid para el análisis de costos del hidrógeno verde en el país.

Foto: Diario Libre/ Eddy Vittini.

Vista del parque solar Girasol, ubicado en Yagüate, provincia San Cristóbal.

Foto: Diario Libre/ Eddy Vittini.



Al cierre de 2022, las energías renovables representaron solo un 16.1% de la capacidad bruta instalada en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). En términos de infraestructura, existen 42 centrales hidroeléctricas, diez parques eólicos, diez plantas solares y una central de biomasa, con lo que su capacidad instalada asciende a 95 este año.

Para el director del Organismo Coordinador del SENI, Manuel López San Pablo, es viable iniciar la producción de hidrógeno verde con la matriz energética actual. “De hecho, estamos tratando de armar con la GIZ, para fin de año, un estudio de factibilidad de la aplicación del hidrógeno para los procesos de generación de energía eléctrica”, puntualiza.

Sin embargo, las fuentes consultadas por *Diario Libre* apuntan a que hace falta mucha más generación para garantizar una producción sostenible y eficiente. “Necesitamos ampliar todavía más los parques eólicos y solares del país, y mejorar el tipo de celdas a utilizar en el proceso de electrólisis. Hay que pensar en todo eso para abaratar costos”, afirma Cid.

En julio pasado, el ministro de Energía y Minas, Antonio Almonte, informó que República Dominicana cuenta con 17 proyectos de energías renovables en construcción, con los que espera seguir desplazando a los combustibles fósiles y sumar un 25% de generación limpia a la matriz energética antes de 2025.

Agua: escasa y mal gestionada

A diferencia de las energías renovables y su crecimiento vertiginoso, los recursos hídricos del país escasean en medio de la sobreexplotación, la contaminación, la disminución de las precipitaciones y el alza de las temperaturas.

El pasado 14 de agosto, actores públicos y privados suscribieron el Compromiso Nacional del Pacto por el Agua, una iniciativa país que busca subsanar la falta de gestión multisectorial de la que adolece el recurso para los próximos 15 años.

El documento señala que, hoy día, la demanda de agua supera en un 58% su disponibilidad a nivel nacional, con una dotación per cápita que ronda entre los 191 y los 276 litros de agua

por habitante por día. Esto es una muestra de la alta presión y tensión hídrica que tiene el país caribeño.

Este contexto resulta apremiante para una futura industria local del hidrógeno verde, tomando en cuenta que la producción de un kilogramo de este gas necesita alrededor de nueve litros de agua, según [la revista especializada ACS Energy Letters](#).

Como titular de la CNE –entidad adscrita al Ministerio de Energía y Minas que investiga la potencialidad del hidrógeno verde–, Veras entiende que cualquier proyecto para producir este combustible debe hacerse con desalinización. “Hay que ir al agua de mar. No podemos usar nuestros acuíferos de agua dulce para producir hidrógeno porque hoy esos acuíferos son principalmente para consumo humano, alimentación y agricultura”, enfatiza.

En contraste, el director del Instituto de Abogados para la Protección del Medio Ambiente (Insaproma), Euren Cuevas, asegura que la desalinización podría resultar costosa y que requiere evaluación. “El hidrógeno verde tiene que ser competitivo porque la gente no compra lo que es demasiado caro, aunque sea saludable. Eso está comprobado”, manifiesta.

Hace falta mercado

Veras reveló que a la CNE se han acercado dos empresas privadas que, aunque aún no han depositado una propuesta formal, declararon interés para iniciar con el hidrógeno verde como insumo de importación para países que están en búsqueda de mercado. Una de ellas es la empresa italiana En.It, que cuenta con experiencia, tanto en su país como en Brasil, en la construcción de plantas de hidrógeno verde. Actualmente, esta empresa construye un parque fotovoltaico en La Romana, al este de República Dominicana. “La otra empresa la omito porque así lo han pedido hasta tanto la estructuración de su proyecto sea una realidad”, dice.

El funcionario señala que la inversión privada es crucial en estos aspectos: “Necesitamos crear un mercado local, pero habría que hacer ese levantamiento exhaustivo de qué industria estaría dispuesta a hacer las inversiones para transformar su matriz al uso del hidrógeno [verde] y, a partir de ahí, configurar los mercados que generen un cierre financiero para producción y consumo local”, arguye.

Entre las compañías que mantienen su interés en este combustible para sus propias operaciones está el Consorcio Energético Punta Cana Macao (CEPM), cuya meta es alcanzar la neutralidad de carbono para 2030. Sin embargo, tras evaluarlo con una firma auditora, aplazó su implementación en el corto plazo.

“Dados los plazos que tomaba el desarrollo de la infraestructura y de la inversión necesaria, se estimó no contemplarlo por el momento (...) A medida que la tecnología madure y la escala de producción aumente, se espera una reducción en los costos, lo que lo hará más competitivo en el largo plazo”, responde CEPM ante la consulta de *Diario Libre*.

Considera que el hidrógeno verde tiene un uso potencial de importación, razón por la que siguen interesados en esta alternativa, aunque prefiere “no aventurarse” con una fecha de inicio.

La necesidad de mercado es un reto por el que atraviesa toda América Latina que, hoy día, cuenta con 12 proyectos operacionales relacionados con esta energía limpia y más de 50 en desarrollo, de acuerdo con la Plataforma de Desarrollo del Hidrógeno Verde en América Latina y el Caribe (H2LAC).



Llenado de un tanque de agua por la escasez de agua en Santo Domingo.

Transporte de un botellón de agua hasta su casa ante la escasez de agua en el municipio de Herrera, Santo Domingo Este.

Fotos: Diario Libre/ Eddy Vittini.



En camino hacia una estrategia nacional

El Ministerio de Energía y Minas y la GIZ trabajan en conjunto en la elaboración de una Estrategia Nacional de Hidrógeno Renovable para la República Dominicana, que incluirá un análisis pormenorizado de los lugares potenciales para producir este combustible de acuerdo con criterios técnicos, ambientales y sociales. “A partir de éste, se determinarán las ambiciones del país y las acciones necesarias para alcanzarlas”, precisa Findeisen.

Más allá del establecimiento de directrices necesarias en términos de planificación y regulación, cualquier política pública orientada hacia la transición energética debe pensarse desde la colectividad y la conciencia ambiental, sobre todo, preservando el uso hídrico.

“No se puede poner en riesgo el acceso al agua potable, ni de aguas de irrigación para los predios agrícolas”, resalta Cuevas. A esto agrega que las autoridades deben garantizar que el hidrógeno provenga, ciertamente, de fuentes limpias. “Si para producirlo necesitas un generador con combustible fósil o gas natural, eso ciertamente no es hidrógeno verde, (sino) cualquier otra cosa”, remarca.

El titular de Insaproma entiende que una futura producción de hidrógeno verde debe garantizar que el combustible llegue de manera competitiva y accesible a las familias comunes, y que no sea sólo “una élite la que se beneficie”. “Lo que queremos es impactar al medio ambiente (lo que incluye a las comunidades). Si eso no se masifica, no tiene impacto”, zanja.

Findeisen garantiza que la transición justa es uno de los ejes transversales en todos los proyectos en los que participa la GIZ. “Planeamos varios elementos de la transición energética justa al momento de formular los lineamientos y acciones específicas que se establecerán en la Estrategia Nacional del Hidrógeno”, afirma.

La publicación de esta propuesta, cuyo primer borrador tiene previsto culminar en noviembre de este año, colocaría a República Dominicana por detrás de Chile, Brasil y Costa Rica, que ya cuentan con estrategias enfocadas para la generación de este combustible.

Con ella, el país caribeño aspira a sumar otra alternativa energética que lo haga menos dependiente de los combustibles fósiles, tarea que requiere de grandes inversiones para fortalecer sus recursos renovables, políticas articuladas para garantizar la seguridad hídrica y un mercado que emergería a la superficie en un mediano a largo plazo.



REGRESAR A CONTENIDO

Referencias

ACS Energy Letters (2021). *Does the Green Hydrogen Economy Have a Water Problem?* Obtenido de <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acseenergylett.1c01375>

Semblanzas de los autores

Argentina

Fernando Heredia

Periodista especializado en energía y economía. Consultor especializado en comunicación para el sector energético y relaciones institucionales. Editor de Economía y Energía en *Forbes*. Columnista en CNN Radio.

Bolivia

Anahí Cazas Álvarez

Periodista y jefa de Informaciones de *Página Siete*, periódico con sede en La Paz, Bolivia. Estudió la carrera de Comunicación Social en la Universidad Mayor de San Andrés (UMSA).

Brasil

Alice Martins Morais

Periodista independiente radicada en la Amazonia, Brasil.

Victoria Goulart Netto

Periodista independiente con perfil multimedia especializada en periodismo económico. Se enfoca en temas de derechos humanos, medioambientales y de pesca. Hizo una pasantía en Madrid, España, a través del programa Santander Becas Iberoamericanas.

Chile

Leonardo Guzmán

Periodista interesado en contar historias en formatos transmedia, radicado en Chillán, Chile.

Colombia

Daniela Arias Tamayo

Comunicadora social, periodista multimedia enfocada en comunicación alternativa y periodismo comunitario. Divulgadora educativa, referente de medios comunitarios, coordinadora digital y *community manager*. Estudió periodismo en Bogotá, Colombia, y en Bilbao, España.

Costa Rica

Mario Fernández Calderón

Estudiante de Ciencias de la Comunicación Colectiva en la Universidad de Costa Rica desde 2021, con inclinación a la comunicación científica y el periodismo de deportes.

Ecuador

Isabel Alarcón

Periodista independiente especializada en medio ambiente. Radica en Quito, Ecuador.

México

Emilio Godoy

Periodista, colaborador de *El Universal*, *El País*, *Le Monde Diplomatique México*, becario de Earth Journalism. Reportero de política y economía en *Prensa Libre* (Guatemala) y corresponsal de *El Mundo* (España) en México. Obtuvo una maestría en Comunicaciones Internacionales y Desarrollo en la Universidad de Londres.

Blanca Andrea Velázquez Gil

Estudiante de ingeniería geofísica en la UNAM, Ciudad de México, participante en varios cursos de formación periodística en español e inglés. Forma parte de la Red Mexicana de Periodistas de Ciencia. Se especializa en comunicación científica.

Perú

Óscar Martín Bermeo Ocaña

Periodista independiente, colaborador del diario *El Comercio* (Perú) y de *Mongabay Latam*, portal internacional de noticias ambientales. Enfocado en reportajes sobre la crisis ambiental, conversación y cultura. Becario de la Fundación Gabo y del Fondo Nacional de las Artes del Ministerio de Cultura de Argentina. Investigador, productor, guionista y codirector de varios documentales.

República Dominicana

Irmgard de la Cruz

Egresada de Comunicación Social, Mención Periodismo, con experiencia en la producción y edición de contenidos para medios radiales, televisivos y digitales. Periodista en el área de economía para el periódico *Diario Libre* y en la redacción de *elDinero* y *elDinero Mujer*. Enfocada en finanzas públicas y cambio climático.

Desafíos del hidrógeno verde

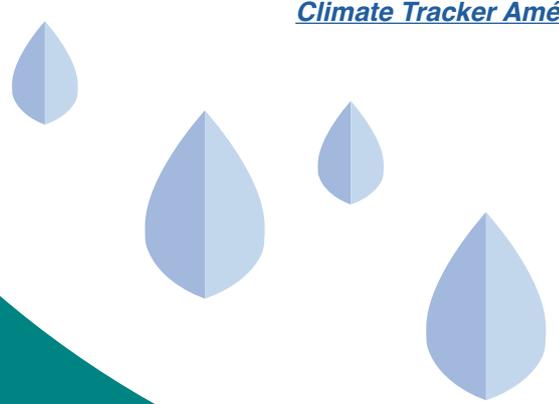
¿Nueva bonanza o más de lo mismo?

Con colaboraciones de Isabel Alarcón, Daniela Arias Tamayo, Oscar Martín Bermeo Ocaña, Anahí Cazas Álvarez, Irmgard de la Cruz, Mario Fernández Calderón, Emilio Godoy, Leandro Guzmán, Fernando Heredia, Alice Martins Morais, Victoria Goulart Netto y Blanca Andrea Velázquez Gil.

La **Friedrich-Ebert-Stiftung** (FES), fundada en 1925 en Alemania, es una institución privada de utilidad pública comprometida con las ideas de la Democracia Social. Lleva el nombre del primer presidente del Estado alemán elegido democráticamente, Friedrich Ebert, y es portadora de su legado en cuanto a la configuración política de la libertad, la solidaridad y la justicia social. A este mandato corresponde la Fundación en el interior y exterior de Alemania con sus programas de formación política, de cooperación internacional y de promoción de estudios e investigación. fes-transformacion.fes.de

Climate Tracker (CT) es una organización internacional sin fines de lucro, cuyo objetivo es apoyar, formar e incentivar un mejor periodismo climático en el mundo. Creemos en el poder del periodismo, pero reconocemos que muchos jóvenes periodistas no tienen la formación, los recursos o el apoyo necesarios para identificar y contar las historias climáticas que desean. También reconocemos que este reto suele ser mayor en los países más afectados por el cambio climático. climatetrackerlatam.org

Los textos incluidos en esta publicación fueron producidos con el apoyo de [Climate Tracker América Latina](#) y [FES Transformación](#)



H2V