

# AVANZANDO UN ENFOQUE REGIONAL HACIA LA ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO VERDE EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE



**Estudio nacional del potencial de hidrógeno verde que incluya: i) el uso, transformación, transporte y comercialización de hidrógeno verde ii) una lista de proyectos y iii) una evaluación de las soluciones más rentables.**

**Autores:** Carlos Germán y Jorge Alberto Pineda  
**País:** Honduras

## Introducción

La Secretaría de Energía (SEN) presenta el estudio sobre el **Potencial de Hidrógeno Verde en Honduras**, elaborado a partir de la evaluación de los recursos renovables del país –hidroeléctrico, solar, eólico y biomasa– con el objetivo de cuantificar la capacidad nacional de producción de hidrógeno mediante fuentes limpias y sostenibles. Este documento constituye una herramienta estratégica que permite dimensionar el rol del hidrógeno verde como vector energético para la descarbonización y diversificación de la matriz energética, contribuyendo al desarrollo sostenible y a la seguridad energética del país.

El presente estudio fue realizado en colaboración con el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), y la valiosa **retroalimentación y apoyo del Ministerio de Minas y Energía de Colombia**, dentro del **Proyecto GEOH<sub>2</sub>** que integra a Honduras, El Salvador y Colombia. Asimismo, se reconoce la colaboración de los equipos técnicos y de las instituciones públicas de Honduras, cuyo aporte fue fundamental para la consolidación de este análisis y la construcción de una visión compartida hacia una economía del hidrógeno en la región.

## **REPÚBLICA DE HONDURAS**

**Presidenta de la República de Honduras**  
Iris Xiomara Castro Sarmiento

**Secretario de Estado en el Despacho de Energía**  
Dr. Ing. Erick Medardo Tejada Carbajal

**Subsecretario de Estado en el Despacho de Energía  
Renovable y Electricidad**  
Ing. Tomás Antonio Rodríguez Sánchez

### **Autores**

Carlos Germán  
Jorge Alberto Pineda

### **Revisión DGEREE**

Derek Fabricio Aguilar Zuniga  
Alberto José López Romero

## CONTENIDO

I.	Resumen Ejecutivo.....	4
II.	Introducción .....	6
	A. Antecedentes y Justificación .....	6
	B. Objetivos del estudio.....	7
	C. Definición de Hidrógeno Verde .....	7
III.	Estado Actual del Hidrógeno Verde .....	8
	A. Visión general del Mercado Global del Hidrógeno Verde .....	8
	B. Clasificación de Tecnologías y Procesos de Producción de Hidrogeno Verde .....	9
	C. Proyectos e Iniciativas de Hidrógeno Verde Existentes en el País.....	11
	D. Factibilidad Tecnológica.....	13
	Producción .....	13
IV.	Evaluación del potencial de producción de hidrógeno verde.....	23
	A. Enfoque metodológico.....	23
	B. Potencial solar fotovoltaico y producción de hidrógeno verde.....	23
	C. Potencial eólico y producción de hidrógeno verde .....	26
	D. Potencial hidroeléctrico y producción de hidrógeno verde .....	27
	E. Potencial geotérmico y producción de hidrógeno verde .....	28
	F. Contribución de la electricidad renovable al potencial nacional de hidrógeno verde 29	
	G. Residuos sólidos urbanos y aguas residuales para producción de hidrógeno.....	32
	H. Estiércol de ganado bovino y porcino para producción de biometano e hidrógeno verde .....	33
	I. Pulpa de café para producción de biometano e hidrógeno verde .....	34
	J. Potencial Total Nacional.....	35

V.	Demanda Potencial (Interna) de Hidrógeno Verde .....	38
A.	Transporte .....	38
B.	Fertilizantes .....	40
C.	Electrificación rural .....	42
D.	Producción de Cemento Portland .....	44
VI.	Impacto Ambiental y Social.....	45
VII.	Viabilidad Económica .....	46
VIII.	CONCLUSIONES.....	48
IX.	Anexos Metodológicos .....	51
A.	Potencial Energético Renovable en Honduras .....	51
A.1.	Estimar el Área Disponible por Departamento .....	51
A.2.	Potencial Fotovoltaico .....	52
A.3.	Potencial Eólico .....	53
A.4.	Potencial de Biometano Usando Residuos Sólidos Municipales.....	54
A.5.	Potencial De Biometano Usando Aguas Residuales Urbanas.....	54
A.6.	Potencial de Biometano Usando Estiércol De Ganado (bovino y porcino).....	55
A.7.	Potencial de Biometano Usando Pulpa de Café.....	55
B.	Producción de Hidrógeno Verde .....	55
C.	Requerimientos de Hidrógeno para Electrificación Nacional .....	56
D.	Requerimientos de hidrógeno verde para la industria cementera .....	57
E.	Análisis Económico de la Producción de Hidrógeno Verde .....	58
X.	Referencias Bibliográficas.....	61

## I. Resumen Ejecutivo

El siguiente informe corresponde al Entregable N°. 2 - **Estudio nacional del potencial de hidrógeno verde en Honduras**, que se elaboró como parte del proyecto regional “Avanzando un Enfoque Regional hacia la Economía del Hidrógeno Verde en América Latina y el Caribe”. El objetivo general fue estimar el potencial de producción de hidrógeno verde en Honduras y explorar potenciales segmentos de demanda interna. Adicionalmente, se analizaron los impactos ambientales y se realizó un ejercicio preliminar para examinar los factores determinantes de la viabilidad económica de la producción.

### Resultados principales

1. Honduras tiene un potencial técnico total para producir 2,303 kt/año o 2.3 Mt/año de hidrógeno verde usando sus recursos renovables. Este potencial estimado equivale al 2.4% de la demanda mundial de hidrógeno registrada en 2022 (95 Mt) [1].
2. El mayor potencial técnico del país está en el uso de la energía solar fotovoltaica (entre 1.66-1.76 Mt/año), siendo Olancho, Francisco Morazán y El Paraíso, los departamentos con mayor potencial estimado total debido a su amplia área disponible y su recurso solar asociado. Sin embargo, es importante enfatizar que los departamentos con mayor irradiación solar por área de superficie son Valle, Choluteca y Lempira.
3. Se analizó la demanda interna en 4 segmentos de la industria: transporte, fertilizantes, incremento de la cobertura de energía eléctrica y producción de cemento Portland. Los resultados indican que la producción potencial es muy superior a la demanda potencial interna. Por lo tanto, si se crean las condiciones habilitantes en materia legal y de infraestructura, existe potencial para atender la demanda interna y exportar el hidrógeno verde, o bien productos como fertilizantes o cemento de bajas emisiones al mercado internacional.
4. El costo nivelado del hidrógeno verde actual se encuentra entre 7- 10 USD/kg. Este costo es superior al costo del hidrógeno convencional. Sin embargo, la reducción prevista de los precios de los electrolizadores<sup>1</sup> y –principalmente– la disminución en curso de los costos nivelados de la electricidad renovable fotovoltaica<sup>2</sup>, presionarán hacia una disminución del

<sup>1</sup> En conjunto con el mejoramiento de los parámetros técnicos de las tecnologías.

<sup>2</sup> El factor determinante es que se prevé que continuará reduciéndose el costo de capital (CAPEX) de los sistemas fotovoltaicos.

costo nivelado del hidrógeno verde a 2.4–3 USD/kg; acercándose a la paridad o inclusive por debajo del costo del hidrógeno convencional.

5. De manera que la prioridad para proyectos de hidrógeno verde en el país debe ser a través de la producción usando electrolisis con electricidad producida con sistemas fotovoltaicos, específicamente en las regiones con mayor irradiación solar y, consecuentemente, mayor factor de capacidad (e.g., Choluteca).

6. No obstante, es clave no excluir otras tecnologías renovables, especialmente la geotermia. El costo de capital de las plantas geotérmicas depende en gran medida del sitio de explotación. En caso de que los estudios que se realicen en el país indiquen un costo de capital relativamente bajo en algunos sitios, la producción de hidrógeno verde usando plantas geotérmicas puede ser competitiva; considerando el alto factor de capacidad de las plantas (cerca de 90%) y la capacidad firme y despachable de la generación.

Este informe es el primero de su naturaleza para Honduras y de los pocos realizados para América Central y el Caribe. Sus resultados servirán de insumos y orientación para los tomadores de decisiones, pero los análisis deben profundizarse y complementarse con otros criterios técnico-económicos relacionados al almacenamiento, transporte del hidrógeno y proximidad de los núcleos de demanda interna y/o externa (exportaciones).

## II. Introducción

Este informe presenta el estudio del potencial de producción, consumo, transformación y viabilidad económica preliminar del hidrógeno verde en Honduras. Con una mirada prospectiva, este estudio pretende proporcionar una visión integral, aunque preliminar, del potencial del hidrógeno verde para impulsar la transición hacia una economía más sostenible y resiliente. Al comprender mejor las implicaciones técnicas, económicas y medioambientales de este vector energético, se ofrecen insumos para los tomadores de decisiones encargados del desarrollo e implementación de las políticas y proyectos energéticos en Honduras.

La organización del documento es la siguiente: en el capítulo II se presentan los antecedentes, justificación y objetivos del estudio. El capítulo III presenta un bosquejo del estado actual del hidrógeno verde en el mundo. El capítulo IV detalla los resultados de la evaluación del potencial de producción de hidrógeno verde en Honduras. El capítulo V, complementa al capítulo anterior, porque muestra los principales sectores y/o actividades, en los que el hidrógeno verde tiene una demanda potencial interna. El capítulo VI presenta un análisis técnico-económico preliminar de la producción de hidrógeno verde y el capítulo final presenta las principales conclusiones del estudio.

### A. Antecedentes y Justificación

En las últimas décadas, el aumento de las preocupaciones sobre el cambio climático y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, han impulsado la búsqueda de la superación de los combustibles fósiles. En este contexto, el hidrógeno verde ha surgido como una prometedora alternativa energética que puede desempeñar un papel crucial en la descarbonización de la economía y la transición hacia un futuro energético más sostenible.

El desarrollo de las energías renovables (especialmente la solar y la eólica) han impulsado la producción de hidrógeno verde a través de la electrólisis del agua. A nivel internacional, varios países están invirtiendo en el desarrollo de la industria del hidrógeno verde como parte de sus estrategias de mitigación del cambio climático y diversificación energética. Sin embargo, en el contexto nacional, aún existe un vacío en cuanto al conocimiento del potencial y las oportunidades que ofrece el hidrógeno verde para impulsar la economía y reducir la dependencia de los combustibles fósiles.

Por lo tanto, este estudio busca llenar esta brecha proporcionando una evaluación de los aspectos técnicos, económicos y medioambientales de esta tecnología emergente en Honduras. Al comprender mejor el potencial de producción, las aplicaciones industriales y los potenciales beneficios socioeconómicos asociados con el hidrógeno verde, se sientan las bases para su adopción y despliegue a gran escala; impulsando la innovación y la competitividad nacional en un contexto global cada vez más orientado hacia la sostenibilidad.

Finalmente, la identificación y aprovechamiento del potencial del hidrógeno verde no solo contribuirá a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, sino que podría posicionar a nuestro país como uno de los líderes regionales en la transición hacia una economía baja en carbono y resiliente al cambio climático.

## B. Objetivos del estudio

### 1. Objetivo general

- Estimar el potencial de hidrógeno verde en el país, analizando la cadena industrial y ofreciendo insumos técnicos para su implementación a nivel nacional.

### 2. Objetivos específicos

- Determinar el potencial de producción de hidrógeno verde mediante el análisis del potencial técnico de los recursos renovables disponibles en el país.
- Estimar la demanda potencial interna de hidrógeno verde en algunos sectores claves de la economía nacional.
- Evaluar los factores que determinan la competitividad económica de la producción de hidrógeno verde.

## C. Definición de Hidrógeno Verde

El hidrógeno es un compuesto que está presente en casi todos los elementos de la tierra, pero en estado gaseoso es extremadamente raro en la atmósfera [2]. Por lo tanto, es necesario obtener ese hidrógeno y la forma convencional es separándolo de combustibles fósiles, principalmente el gas natural y el carbón mineral. Sin embargo, el hidrógeno verde se produce a través de un proceso químico conocido como electrólisis. Este método utiliza la corriente eléctrica para separar el hidrógeno del oxígeno que contiene el agua, por lo que,

si esa electricidad se obtiene de fuentes renovables, se produciría hidrógeno sin emitir dióxido de carbono a la atmósfera.

Esta manera de obtener hidrógeno ahorraría millones de toneladas anuales de CO<sub>2</sub> que se liberan con la producción de hidrógeno convencional usando combustibles fósiles y potenciaría la industria de las energías renovables. No obstante, existen algunos interrogantes sobre la viabilidad del hidrógeno verde por su alto coste de producción; unas dudas razonables que se espera irán disipándose conforme avance la descarbonización del planeta y, en consecuencia, se abarate la generación de energía renovable y de los electrolizadores [3].

### III. Estado Actual del Hidrógeno Verde

#### A. Visión general del Mercado Global del Hidrógeno Verde

En los últimos años, ha habido un creciente interés en el H2V en América Latina; varios países vienen desarrollando acciones para la promoción del sector y existen varios proyectos piloto en marcha, desde iniciativas privadas hasta otras con asociaciones de empresas públicas.

Chile es uno de los países líderes en el desarrollo de hidrógeno verde. El país tiene el objetivo de convertirse en un importante exportador para el 2030 y cuenta con abundantes recursos solares y eólicos, y también se encuentra en una posición estratégica para exportar H2V y derivados. Esto representa una apuesta para desarrollar demanda focalizada y evitar vertimientos de energía en algunos espacios horarios fruto del exceso de oferta en generación solar y la sobrecarga de la infraestructura de transmisión nortesur. Recientemente Corfo (corporación de fomento de la producción) anunció una línea por USD 1.000 millones para la promoción de proyectos.

Brasil es otro país que está invirtiendo en materia, y cuenta con una sólida base industrial y también con una gran oferta de energía renovable. El gobierno se ha fijado el objetivo de producir 500,000 toneladas de H2V para 2030.

En paralelo, Uruguay se comprometió con la instalación de 20 GW de capacidad productiva de H2V en un escenario a 2040, mediante el programa *H2U* impulsado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería. Este programa vincula una gran mesa de trabajo con distintos organismos nacionales que promueven el desarrollo de la estrategia país sobre el H2V.

Colombia ha creado su hoja de ruta para desarrollar hasta 3 GW de capacidad de electrólisis para 2030 y contempla la adopción masiva del H2V en el sector transporte. Además, recientemente suscribió un memorando de entendimiento con el gobierno alemán para evaluar las cadenas de producción y transporte de H2V para celdas y fertilizantes.

Otros países de América Latina que están desarrollando industrias de hidrógeno verde incluyen Argentina y México, que cuentan con recursos de energía renovable y bases industriales que podrían utilizarse para producir y exportar H2V. Con las políticas e inversiones adecuadas, América Latina y el Caribe podrían desempeñar un papel destacado en la transición energética global [4].

También podemos mencionar el gran avance que está teniendo Europa en la adopción de nuevas tecnologías para la producción de H2V. A principios del año 2022, el Foro Económico Mundial, en colaboración con Accenture y la Agencia Internacional de Energías Renovables, publicó la Hoja de Ruta de Medidas Habilitadoras para el Hidrógeno Verde en Europa. El objetivo de la hoja de ruta era identificar los elementos facilitadores clave para lograr un mercado de hidrógeno renovable ampliado y comercializado y es una valiosa herramienta para estar al día de las principales novedades políticas, financiación e iniciativas en Europa [5].

## B. Clasificación de Tecnologías y Procesos de Producción de Hidrogeno Verde

El hidrógeno no es un combustible que se encuentre libre en la naturaleza. Por el contrario, es un vector energético, es decir, su obtención está sujeta a un proceso de producción que requiere una cierta cantidad de energía. De este modo, si bien el uso del hidrógeno no da lugar a emisiones de efecto invernadero, su obtención sí puede tener unas emisiones asociadas en función del proceso seguido, de las fuentes de energía primaria empleadas y del procesado posterior.

En función de la fuente primaria de energía empleada para producir el hidrógeno, así como de los procesos de obtención empleados, es posible clasificar el hidrógeno mediante la asignación de una escala de colores. A continuación, se definen con mayor detalle las características, procesos asociados, a cada uno de los colores del hidrógeno.

### **Hidrógeno negro/marrón: carbón mineral**

El hidrógeno negro y marrón es producido a partir de carbón, negro en el caso de ser un carbón bituminoso y marrón en el caso de emplearse lignito; típicamente mediante un proceso de gasificación. Esto da lugar a un gas de síntesis, una mezcla rica en hidrógeno y monóxido de carbono.

### **Hidrógeno gris: gas natural o petróleo**

Este hace referencia al hidrógeno producido a partir de gas natural o petróleo mediante procesos de reformado de metano con vapor (*steam methane reforming* en inglés), reformado autotérmico del gas natural u oxidación parcial de crudo, principalmente.

### **Hidrógeno amarillo: red primaria de electricidad**

El hidrógeno amarillo es aquel producido mediante electrólisis del agua empleando directamente la electricidad, pero de la red eléctrica. Consecuentemente, este hidrógeno será tan limpio como lo sea el mix eléctrico del país en el que se produzca. Por ejemplo, en países como Noruega o Uruguay, en los que prácticamente el 100% de su electricidad procede de fuentes renovables, el hidrógeno amarillo podría considerarse prácticamente nulo en emisiones. Por el contrario, en países con matrices eléctricas con participación significativa de combustibles fósiles, el hidrógeno producido mediante este proceso tendría asociadas emisiones de efecto invernadero.

### **Hidrógeno azul: combustibles fósiles, pero con captura y almacenamiento de carbono.**

El proceso de producción del hidrógeno azul discurre por la misma ruta que el hidrógeno gris, pero en lugar de emitir la atmósfera el CO<sub>2</sub> derivado de la producción, este pasa por un sistema de captura de carbono para su posterior almacenamiento. De este modo, es posible reducir sensiblemente la cantidad de CO<sub>2</sub> emitido en comparación con el hidrógeno gris.

Los sistemas de captura de CO<sub>2</sub> actuales, basados en aminas o zeolitas, permiten absorber hasta el 90 % de este compuesto. Por lo tanto, seguirán existiendo unas ciertas emisiones directas de gases de efecto invernadero. El CO<sub>2</sub> absorbido debe desorberse posteriormente, normalmente mediante el aumento de la temperatura, y comprimirse a unos 110 bar para su posterior almacenamiento, por ejemplo, en cavernas subterráneas.

Dado que en este caso se requiere una cantidad de energía extra en el proceso de captura, la eficiencia global es menor a la mostrada en el caso del hidrógeno gris, en torno al 68 %. Por ello, en este caso se requieren 3.76 kg de metano por cada kilogramo de hidrógeno en

lugar de los 3.36 kg necesarios en la producción del hidrógeno gris. Ello da lugar a unas emisiones totales de 10.3 kg CO<sub>2</sub>, de los cuales finalmente son emitidos de forma directa a la atmósfera 1.03 kg CO<sub>2</sub>, mientras que los restantes 9.27 kg CO<sub>2</sub> son absorbidos y almacenados.

### **Hidrógeno turqués**

Este es quizás el tipo de hidrógeno menos conocido, haciendo referencia al hidrógeno produciendo mediante pirólisis de combustibles fósiles, fundamentalmente gas natural.

### **Hidrógeno rosa**

Producido mediante electrólisis del agua, como en el caso del hidrógeno amarillo, pero empleando para ello únicamente electricidad procedente de una central nuclear. En el caso del hidrógeno rosa, las emisiones directas de gases de efecto invernadero serán nulas, sin embargo, sí que existirán unas emisiones indirectas derivadas de toda la cadena de suministro de la industria nuclear.

Estas emisiones indirectas se han estimado en el intervalo de 0.47 – 0.96 kg CO<sub>2</sub>eq/kg H<sub>2</sub> [6]. Adicionalmente, en el caso de producción de hidrógeno rosa también debe evaluarse la problemática asociada a la eliminación de los residuos radiactivos, que además de ser un reto técnico, en muchos casos también está sujeta a controversias y reticencias sociales.

### **Hidrógeno verde**

Esta parece ser una de las rutas de producción de hidrógeno más atractiva de cara al futuro y se espera juegue un papel determinante en la transición energética en la que nos encontramos inmersos. Aun así, también puede considerarse hidrógeno verde aquel obtenido a partir de biogás mediante procesos de reformado o a partir de biomasa por procesos de gasificación. Estos procesos producen emisiones de CO<sub>2</sub> durante la producción del hidrógeno, pero si se emplean sistemas de captura de carbono (como en el caso del hidrógeno azul), el hidrógeno obtenido prácticamente no emitiría emisiones de gases de efecto invernadero, ya que en realidad no está liberando el CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

## **C. Proyectos e Iniciativas de Hidrógeno Verde Existentes en el País**

De acuerdo con las entrevistas realizadas a los miembros de la mesa intersectorial de trabajo, se tiene el conocimiento de iniciativas académicas en dos universidades en el país: Universidad Nacional Autónoma de Honduras (UNAH) y la Universidad Tecnológica Centroamericana (UNITEC).

Por parte de UNITEC, se menciona en la carrera de ingeniería en energía la producción de hidrógeno a base de energías renovables, y tienen un laboratorio con un prototipo de producción de H<sub>2</sub> con energía solar. Así mismo, la UNAH, por medio del instituto de investigación de energía comenzó a realizar estudios más a fondo sobre la producción del hidrógeno y sus beneficios.

Tabla 1. Descripción de práctica, UNITEC, Tegucigalpa, M.D.C., Honduras.

Nombre del proyecto	UNITEC (Universidad Tecnológica Centroamericana) Campus Tegucigalpa
Ciudad/Región	Tegucigalpa, M.D.C., Honduras
Estado	Francisco Morazán
Objetivo general del proyecto	Producir H <sub>2</sub> y sus generalidades
Año de inicio de operación	2022
Tecnología	Electrolizador electrónico
Capacidad de producción o cantidad de uso de H <sub>2</sub>	Mínimo
Fuente de energía	Eólico - hídrico
Financiación	Fondos propios

*Fuente:* comunicación personal.

Adicionalmente, es importante mencionar que la revisión de documentación nos permitió conocer que una empresa cementera nacional implementó un innovador proceso con inyección de hidrógeno en su horno de Honduras para tener una operación más sostenible [7]. Desde el punto de vista industrial, esta sería la única iniciativa en el sector industrial de la cual se tiene conocimiento hasta ahora.

## D. Factibilidad Tecnológica

### Producción

#### i. *Electrólisis*

El método más conocido es la electrólisis del agua, produciéndose hidrógeno y oxígeno (Ver Ilustración 1). En este proceso ocurre la liberación de electrones por los aniones en el ánodo (una oxidación) y la captura de electrones por los cationes en el cátodo (una reducción). Este proceso se lleva a cabo en una clase importante de celdas electroquímicas que se conocen como celdas electrolíticas, donde se usa una corriente eléctrica para activar una reacción no espontánea, como resultado, los dos elementos del agua (Hidrógeno y Oxígeno) se separan.

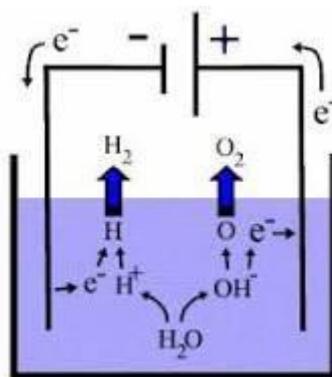


Ilustración 1. Representación esquemática del proceso de electrólisis

Para una producción libre de emisiones de CO<sub>2</sub> puede emplearse electricidad procedente de las energías renovables (e.g., hidráulica, solar, eólica, geotérmica o energía nuclear). El proceso electrolítico admite cierto grado de intermitencia inherente a este modo de generación y puede complementarse con almacenamiento de energía con baterías. Los electrolizadores más prometedores disponibles en el mercado son:

- **Electrolizadores de alcalino líquido (ALK):** Son los preferidos para la producción de Hidrógeno a gran escala debido a que la tecnología funciona bien a grandes escalas. En los electrolizadores alcalinos se utiliza un electrolito líquido (típicamente una solución del 25% de hidróxido de potasio). Estos electrolizadores han llegado a alcanzar una eficiencia del 80%.
- **Electrolizadores de membrana polimérica (PEM):** Son considerados como la opción a largo plazo más prometedora, actualmente son ideales para aplicaciones a pequeña o media escala, tales como alimentación de coches o aplicaciones más pequeñas, donde la

unidad puede ser utilizada para producir hidrógeno utilizando una fuente de energía renovable como la solar.

Estos electrolizadores pueden verse muy beneficiados por el desarrollo técnico que se está llevando a cabo sobre las pilas de combustible PEM y de su producción en masa. Actualmente ya se están vendiendo algunos modelos de electrolizadores PEM, a pesar de ser una tecnología relativamente muy nueva comparada con los electrolizadores alcalinos.

Se espera que la eficiencia de los electrolizadores PEM pueda llegar hasta el 94%, pero por ahora esto es algo teórico. Los electrolizadores PEM funcionan bien para sistemas de energías renovables donde el suministro de energía es muy variable. Generalmente los electrolizadores PEM son más adecuados para plantas pequeñas, especialmente aquellas que tienen una salida variable, mientras que los electrolizadores alcalinos son claramente mejores para grandes plantas que están conectadas a la red de energía.

Aparte de las formas tradicionales de producir hidrógeno a través de la electrólisis, existen otros métodos para generar hidrógeno, aunque la mayoría de estas tecnologías todavía se encuentran en una fase de investigación. Los métodos más prometedores de electrólisis son:

- **Electrólisis de Bromuro de Hidrógeno:** consiste en descomponer el bromuro de hidrógeno en hidrógeno y bromo, el cual puede ser utilizado como tinte o como pesticida.

- **Electrólisis de Vapor:** añade parte de la energía necesaria para descomponer el agua en oxígeno e hidrógeno en forma de calor en lugar de electricidad haciendo que el proceso sea más eficiente que la electrólisis convencional. Estos electrolizadores utilizan un electrolito cerámico conductor iónico. Los electrolizadores de vapor pueden alcanzar unos altos niveles de eficiencia, pero aún no son comercialmente factibles.

La electrólisis de vapor es particularmente adecuada para su uso en sistemas de reactores nucleares porque parte del calor generado por el reactor puede ser aprovechado para generar el vapor necesario para la electrólisis. Estos sistemas muestran problemas con la durabilidad y fiabilidad de los electrodos utilizados en la electrólisis.

- **Fotoelectrólisis:** descompone el agua directamente en oxígeno e hidrógeno utilizando la luz solar, sin necesidad de convertir la energía solar en electricidad. La célula fotovoltaica se combina con un catalizador, que actúa como electrolizador y descompone el agua en oxígeno e hidrógeno directamente desde la superficie de la célula. La posible ventaja de

estos sistemas es que eliminan el coste del electrolizador e incrementan la eficiencia del sistema.

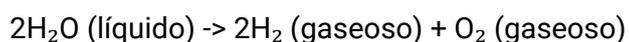


Ilustración 2. Ciclos termoquímicos de división del agua.

## ii. Termólisis

La termólisis es un proceso mediante el cual se descompone una sustancia mediante el calor, no la electricidad. Un método común de termólisis para producir hidrógeno verde es la termólisis del agua. En este proceso, se calienta agua a altas temperaturas (generalmente entre 1000°C y 3000°C) utilizando energía renovable. A estas temperaturas, el agua se descompone en sus componentes básicos, hidrógeno y oxígeno, mediante una reacción química conocida como disociación térmica.

La reacción de termólisis del agua es la siguiente:



El hidrógeno producido a través de este proceso se considera "verde" porque el calor necesario para la termólisis se genera a partir de fuentes renovables, lo que significa que no se generan emisiones de carbono asociadas con la producción de hidrógeno. Este hidrógeno verde puede utilizarse como una fuente de energía limpia en una variedad de aplicaciones, desde la generación de electricidad hasta el transporte y la industria [8].

## Ventajas de la producción del hidrógeno verde

1. **Sostenibilidad Ambiental:** La producción de hidrógeno verde implica el uso de fuentes de energía renovable, lo que reduce significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero y contribuye a la mitigación del cambio climático.

2. **Recursos Renovables:** Utiliza fuentes de energía renovable, como la solar, eólica o hidroeléctrica, lo que ayuda a disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y agota menos recursos no renovables.
3. **Independencia Energética:** Al depender de fuentes de energía renovable para producir hidrógeno verde, los países pueden aumentar su independencia energética y reducir su vulnerabilidad a las fluctuaciones en los precios de los combustibles fósiles.
4. **Aplicaciones Múltiples:** El hidrógeno verde puede utilizarse en una variedad de aplicaciones, como la generación de electricidad, el transporte y la industria, lo que lo convierte en un vector energético versátil.
5. **Reducción de Contaminantes Locales:** Al utilizar hidrógeno verde en lugar de combustibles fósiles, se reduce la emisión de contaminantes locales, mejorando la calidad del aire en áreas urbanas.

#### **Desventajas de la producción de hidrógeno verde**

1. **Eficiencia Energética:** El proceso de producción de hidrógeno verde a menudo tiene una eficiencia energética menor en comparación con otros métodos de producción de hidrógeno, como el reformado de gas natural.
2. **Costos Iniciales Elevados:** La infraestructura para la producción de hidrógeno verde, como los electrolizadores y las instalaciones de energía renovable, puede tener costos iniciales elevados, aunque estos costos están disminuyendo con el tiempo.
3. **Almacenamiento y Transporte:** El hidrógeno es un gas ligero y tiene desafíos asociados con el almacenamiento y transporte eficiente, lo que puede requerir tecnologías especializadas.
4. **Disponibilidad de Recursos Renovables:** La producción de hidrógeno verde depende de la disponibilidad de recursos renovables, lo que puede ser variable y estar sujeto a condiciones climáticas.
5. **Desarrollo Tecnológico:** Aunque ha habido avances significativos, algunas tecnologías utilizadas en la producción de hidrógeno verde aún pueden necesitar más desarrollo para mejorar su eficiencia y reducir costos.

A pesar de las desventajas, la producción de hidrógeno verde se considera una opción prometedora para avanzar hacia un sistema energético más sostenible y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como se ilustra a continuación.

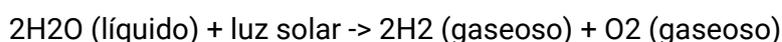
### *iii. Fotólisis*

La fotólisis es un proceso químico mediante el cual una sustancia se descompone en productos químicos más simples bajo la influencia de la luz. En la fotólisis, la energía luminosa es absorbida por la sustancia, lo que desencadena una reacción química que rompe los enlaces de las moléculas y forma nuevos productos. Este proceso es fundamental en la fotosíntesis de las plantas, donde la luz solar se utiliza para descomponer el agua y liberar oxígeno y protones, así como en otras reacciones fotoquímicas en la atmósfera y en sistemas naturales acuáticos.

La fotólisis del agua es un proceso mediante el cual se descompone el agua en sus componentes básicos, hidrógeno y oxígeno, utilizando la energía de la luz solar. Este proceso es una forma de producir hidrógeno verde, ya que no implica la emisión de gases de efecto invernadero y utiliza una fuente de energía renovable y limpia.

Cuando la luz solar incide sobre el material semiconductor, los fotones de luz excitan los electrones en la superficie del material, generando pares electrón-hueco. Estos electrones pueden migrar hacia la superficie del material, donde pueden reducir los protones (H<sup>+</sup>) presentes en el agua, formando hidrógeno molecular (H<sub>2</sub>). Al mismo tiempo, los huecos pueden oxidar las moléculas de agua, liberando oxígeno gaseoso (O<sub>2</sub>).

La reacción general de la fotólisis del agua es la siguiente:



Este proceso puede ser una forma prometedora de producir hidrógeno verde, aunque aún se encuentran en desarrollo tecnologías y materiales eficientes para maximizar la eficiencia y la producción de hidrógeno a partir de la fotólisis del agua.

### *iv. Gasificación de biomasa*

La gasificación de la biomasa es un proceso termoquímico mediante el cual la materia orgánica de origen biológico, como residuos agrícolas, forestales, cultivos energéticos o desechos orgánicos, se convierte en un gas combustible llamado "gas de síntesis" o "gas de gasificación". Este gas se compone principalmente de hidrógeno (H<sub>2</sub>), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) y otros hidrocarburos gaseosos.

El proceso de gasificación de la biomasa generalmente se lleva a cabo en un reactor de gasificación, donde la biomasa se somete a altas temperaturas (generalmente entre 700°C y 1000°C) en ausencia de oxígeno o con cantidades limitadas de oxígeno y vapor de agua (Ilustración 3). Este ambiente sin oxígeno o con cantidades controladas de oxígeno, evita la combustión completa de la biomasa y promueve la descomposición térmica de la materia orgánica en gases combustibles.

Durante la gasificación, los componentes de la biomasa se descomponen en sus componentes básicos, principalmente carbono e hidrógeno, que luego reaccionan con el vapor de agua y el oxígeno presente para producir gas de síntesis. Este gas puede ser utilizado como combustible para la generación de electricidad y calor en plantas de energía, o puede ser utilizado como materia prima para la producción de combustibles líquidos, como el metanol o el diésel sintético, a través de procesos de síntesis química adicionales.

La gasificación de la biomasa es considerada una tecnología prometedora para la producción de energía renovable y sostenible, ya que aprovecha recursos naturales renovables y puede ayudar a reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Además, puede contribuir a la gestión sostenible de residuos agrícolas y forestales, proporcionando una alternativa para su disposición y evitando la emisión de gases de efecto invernadero asociados con su descomposición.

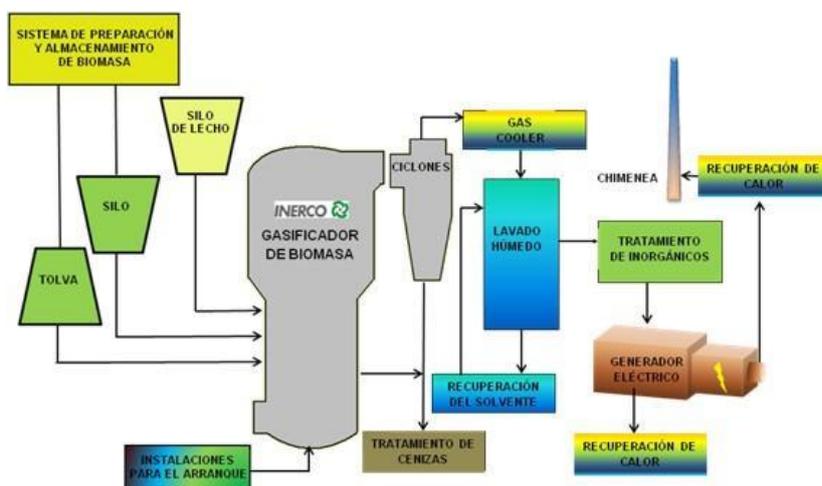


Ilustración 3. Proceso de gasificación de biomasa.

La producción de hidrógeno verde a través de la gasificación de biomasa implica la transformación de materia orgánica de origen biológico, como residuos agrícolas, forestales, cultivos energéticos o desechos orgánicos, en gas de síntesis (una mezcla de

hidrógeno, monóxido de carbono y dióxido de carbono) y luego purificando el hidrógeno del gas de síntesis resultante. Este proceso se realiza típicamente en varias etapas:

1. **Gasificación de la biomasa:** La biomasa se somete a altas temperaturas (entre 700°C y 1000°C) en un ambiente controlado, generalmente con cantidades limitadas de oxígeno o en ausencia de este, para producir gas de síntesis. Durante este proceso, la materia orgánica se descompone en sus componentes básicos, principalmente carbono e hidrógeno, que luego reaccionan con el vapor de agua y el oxígeno presentes para producir gas de síntesis.
2. **Limpieza del gas de síntesis:** El gas de síntesis producido contiene varios componentes, incluyendo hidrógeno, monóxido de carbono, dióxido de carbono, metano y trazas de otros gases y compuestos. Para obtener hidrógeno de alta pureza, es necesario eliminar impurezas como el CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y otras impurezas.
3. **Purificación del hidrógeno:** Una vez que el gas de síntesis ha sido limpiado, se puede llevar a cabo un proceso de separación para obtener hidrógeno de alta pureza. Esto puede lograrse mediante diferentes tecnologías, como la membrana de separación de hidrógeno, la absorción física o química, o la adsorción en lechos moleculares.

La producción de hidrógeno verde a través de la gasificación de biomasa es una alternativa prometedora para obtener un combustible limpio y renovable, ya que aprovecha recursos naturales renovables y puede contribuir a la mitigación del cambio climático al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas con la producción y el uso de combustibles fósiles. Además, la gasificación de biomasa puede ayudar a gestionar los residuos agrícolas y forestales, proporcionando una forma sostenible de disposición y evitando la emisión de gases nocivos a la atmósfera [9].

#### v. *Biohidrógeno*

El biohidrógeno es un gas combustible producido a partir de la biomasa mediante procesos biológicos, como la fermentación anaeróbica o la fotosíntesis, o mediante procesos termoquímicos, como la gasificación de biomasa. Esencialmente, es hidrógeno producido a partir de fuentes biológicas renovables en lugar de fuentes de energía no renovables como el gas natural o el petróleo.

La producción de biohidrógeno puede implicar el uso de microorganismos o enzimas para descomponer la materia orgánica en sus componentes básicos, como hidrógeno y dióxido de carbono. También puede involucrar la gasificación de biomasa, donde la materia orgánica se convierte en un gas combustible que contiene hidrógeno.

El biohidrógeno se considera una fuente de energía limpia y sostenible, ya que no emite dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) u otros gases de efecto invernadero durante su combustión, lo que ayuda a mitigar el cambio climático y reduce la dependencia de los combustibles fósiles. Además, al utilizar biomasa como materia prima, se pueden aprovechar recursos renovables y contribuir a la gestión sostenible de los residuos orgánicos.

La producción de hidrógeno verde a través de biohidrógeno implica la generación de hidrógeno utilizando procesos biológicos que involucran microorganismos, enzimas u organismos vivos, en lugar de métodos químicos convencionales que utilizan combustibles fósiles. Aquí hay algunas formas en las que se puede producir hidrógeno verde a través del biohidrógeno:

1. **Fermentación anaeróbica:** En este proceso, microorganismos como las bacterias fermentativas descomponen la materia orgánica en un ambiente sin oxígeno para producir hidrógeno y otros productos metabólicos. Este método generalmente utiliza sustratos ricos en carbohidratos, como residuos agrícolas, desechos orgánicos o cultivos energéticos.
2. **Fotobiología:** Algunas microalgas y cianobacterias tienen la capacidad de producir hidrógeno mediante fotosíntesis anaeróbica. En este proceso, los organismos fotosintéticos utilizan la energía solar para descomponer el agua y producir hidrógeno. Este método aprovecha la capacidad de ciertas cepas de microorganismos para producir hidrógeno directamente a partir del agua.
3. **Digestión anaeróbica:** La digestión anaeróbica de materia orgánica, como residuos agrícolas, estiércol animal o lodos de depuradora, produce biogás que contiene metano e hidrógeno. Posteriormente, el hidrógeno puede ser separado y purificado del biogás para obtener hidrógeno de alta pureza.
4. **Bioelectrólisis:** Este proceso combina la fermentación microbiana con la electrólisis para producir hidrógeno. Los microorganismos fermentativos producen ácidos orgánicos a partir de materia orgánica, y luego estos ácidos se convierten

en hidrógeno y dióxido de carbono mediante la aplicación de una corriente eléctrica en un electrolizador.

Estos métodos son ejemplos de cómo se puede producir hidrógeno verde a partir de biohidrógeno utilizando procesos biológicos que son sostenibles y amigables con el medio ambiente. La producción de hidrógeno verde a través del biohidrógeno puede contribuir a la transición hacia una economía basada en energías renovables y ayudar a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

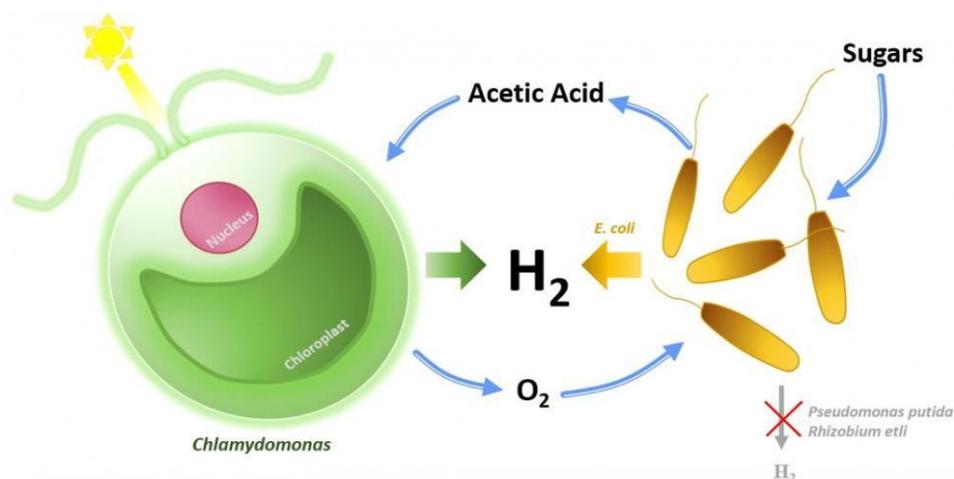


Ilustración 4: Representación del proceso para producir biohidrógeno a través de la fermentación de bacterias.

#### vi. SMR de Biogás

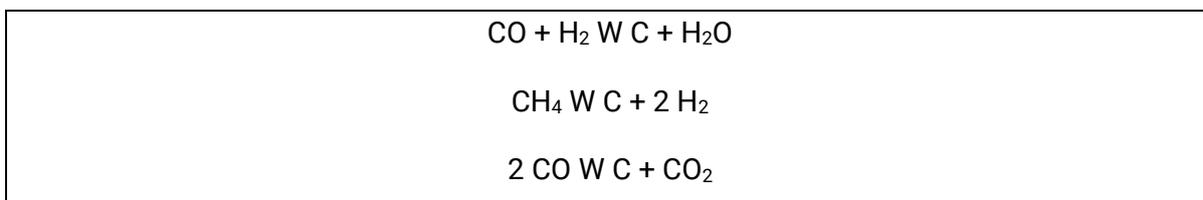
El **reformado con vapor** es un proceso donde reacciona vapor a alta temperatura y presión con los hidrocarburos en presencia de un catalizador de base metálica, y se produce un gas de síntesis. Esta tecnología también es conocida con el termino ingles de Steam methane reforming (SMR). El reformado con vapor se desarrolla en un reactor (reformador), (hidrógeno y monóxido de carbono). Posteriormente suele haber dos etapas de WGS para obtener más  $H_2$  (y principalmente  $CO_2$ ) y una etapa final de purificación de  $H_2$ .

El reformado con vapor de hidrocarburos ligeros se realiza mediante un proceso alotérmico. Este tipo de procesos necesita un aporte de calor exterior. Se realiza en reactores tubulares en presencia de llama. Esta es generada mediante mecheros adecuadamente dispuestos para conseguir la transmisión del calor uniforme por radiación dentro de la cámara de combustión. Este proceso se emplea en la fabricación de **combustible de hidrógeno**, aunque actualmente se pretende reducir la contaminación con energías renovables.

## Los reactores en el reformado con vapor

Estos reactores se denominan generalmente hornos. Los tubos son rectos y se disponen verticalmente colgados por su parte superior de modo que puedan dilatarse y fluir hacia abajo libremente. Están rellenos del catalizador de níquel, en aglomerados con forma de anillos raschig de 5/8". Este catalizador se envenena irreversiblemente con el H<sub>2</sub>S, por lo que la alimentación debe estar previamente desulfurada.

A través de unos colectores de alimentación se introduce la mezcla de gas con vapor de agua previamente calentada en unos tubos dispuestos en los conductos de los gases de combustión del horno. El vapor de agua se introduce en exceso para evitar que se produzcan incrustaciones de coque en el interior de los tubos según las reacciones secundarias:



El vapor de agua en exceso gasifica los depósitos de coque según de reacción anterior del gas de agua, eliminándolos. De no ser así, el catalizador se ensuciaría y la transmisión del calor sería menor. Además, subiría la temperatura de la pared de los tubos de acero, lo que implica un riesgo de rotura.

Para asegurar la resistencia mecánica de los tubos a lo largo del tiempo es importante que la temperatura de su pared no sobrepase un valor límite, que está situado alrededor de los 1.000 °C. El flujo de calor radiante que reciben las paredes de los tubos suele ser del orden de 215-245 MJ/h m<sup>2</sup>. La velocidad aparente de los gases por su interior es muy alta, concretamente está entre 5 y 7 m/s. El motivo es lograr que el coeficiente de película interior sea lo mayor posible.

El combustible quemado en los mecheros es gas natural. En ocasiones, se emplea nafta. La posición de los mecheros puede ser distinta. Aunque, lo ideal es lograr la distribución más homogénea del calor. Para ello, se debe evitar las sombras en la radiación de la llama [10].

## IV. Evaluación del potencial de producción de hidrógeno verde

### A. Enfoque metodológico

Este capítulo presenta los resultados de las estimaciones del potencial técnico para producción de hidrógeno verde en Honduras. En este sentido, se estimará la producción de hidrógeno usando electrólisis con electricidad producida con los recursos renovables del país. Además, se ha decidido incluir también la producción potencial de biogás para producir biometano e hidrógeno ya que el biometano es un recurso renovable importante para el país [11].

La ruta metodológica seguida es la siguiente:

1. Estimar el potencial técnico solar fotovoltaico, eólico, hidroeléctrico y geotérmico por departamentos.
2. Estimar la producción potencial de hidrógeno verde por departamento a través de electrólisis usando 3 tipos de electrolizadores.
3. Estimar el potencial técnico para producir biometano por departamento a través del aprovechamiento de (i) residuos sólidos municipales, (ii) aguas residuales, (iii) excrementos del ganado bovino y porcino y (iv) con la pulpa del café.
4. Estimar la producción potencial de hidrógeno verde con la producción potencial de biometano.
4. Construir el perfil de la oferta nacional de hidrógeno por departamentos.

Las fórmulas y el procedimiento metodológico para calcular el potencial de generación renovable en Honduras se presentan en los Anexos A al D de este informe.

### B. Potencial solar fotovoltaico y producción de hidrógeno verde

La Tabla 2 presenta la irradiación solar por departamento, la capacidad instalada potencial (MW) y la generación eléctrica potencial anual (MWh) (Ver, Anexo A.1 y A.2). Los resultados indican que, usando el 1% del área disponible por departamento, el potencial técnico para instalación de plantas fotovoltaicas es de **68,123 MW a nivel nacional**, lo que permitiría producir unos **103 GWh/año**. Los 3 departamentos que más se destacan por su irradiación solar son **Valle, Choluteca y Lempira**. Sin embargo, Olancho dispone de mayor área (km<sup>2</sup>), por lo que la capacidad instalada y la generación eléctrica potencial es la más elevada del país (19,875 GWh/año).

Tabla 2. Potencial solar fotovoltaico de generación eléctrica por departamentos.

Departamentos	Irradiación solar horizontal (kWh/m <sup>2</sup> /d)	Capacidad instalada potencial (MW)	Factor de capacidad (%)	Generación anual (MWh)
Olancho	5.294	13,445	17%	19,875,019
Francisco Morazán	5.281	6,701	17%	9,881,068
El Paraíso	5.321	5,871	17%	8,723,603
Yoro	5.363	5,704	17%	8,542,073
Gracias a Dios	5.273	5,669	17%	8,346,443
Santa Bárbara	5.447	3,944	17%	5,998,898
Colón	5.121	3,968	16%	5,674,344
Comayagua	5.780	3,488	18%	5,629,882
Choluteca	6.119	3,254	20%	5,559,556
Lempira	5.977	3,134	19%	5,230,176
Copán	5.257	2,568	17%	3,769,855
Cortés	5.457	2,349	17%	3,579,031
Intibucá	5.623	2,240	18%	3,517,278
Atlántida	5.589	1,981	18%	3,091,794
La Paz	5.864	1,533	19%	2,510,347
Valle	6.202	1,111	20%	1,923,171
Ocotepeque	5.821	1,026	19%	1,667,790
Islas de la Bahía	5.646	135	18%	212,919
<b>NACIONAL</b>	<b>5.580</b>	<b>68,123</b>	<b>18%</b>	<b>103,733,246</b>

Fuente: elaboración propia.

La Tabla 3 presenta la generación eléctrica potencial anual (MWh) por departamento y la producción potencial de hidrógeno verde usando esa electricidad. Fueron usados 3 tipos de electrolizadores (PEM, ALK y un electrolizador proyectado a 2050) (Ver, Anexo A.3 y Ecuación B.1). Actualmente, el potencial técnico para producción de hidrógeno verde con sistemas fotovoltaicos en el país es de **1.66-1.76 Mt/año**, siendo Olancho, Francisco Morazán y El Paraíso, los departamentos con mayor potencial estimado total. Para 2050

se estima que el potencial de producción de hidrógeno verde con sistemas fotovoltaicos se acerque a las **1.9 Mt/año** con el desarrollo técnico esperado de los electrolizadores. Sin embargo, es importante enfatizar que los departamentos con mayor irradiación solar por área de superficie son Valle, Choluteca y Lempira.

Tabla 3. Producción potencial de hidrógeno verde (potencial fotovoltaico) por departamentos con 3 tipos de electrolizadores.

Departamentos	Potencial de generación anual (MWh)	Producción de H <sub>2</sub> (ton/año)		
		PEM	ALK	2050
Atlántida	3,091,794	49,516	52,457	56,420
Choluteca	5,559,556	89,038	94,326	101,452
Colón	5,674,344	90,877	96,273	103,546
Comayagua	5,629,882	90,165	95,519	102,735
Copán	3,769,855	60,376	63,961	68,793
Cortés	3,579,031	57,320	60,723	65,311
El Paraíso	8,723,603	139,712	148,008	159,190
Francisco Morazán	9,881,068	158,249	167,646	180,311
Gracias a Dios	8,346,443	133,671	141,609	152,307
Intibucá	3,517,278	56,331	59,676	64,184
Islas de la Bahía	212,919	3,410	3,612	3,885
La Paz	2,510,347	40,204	42,592	45,809
Lempira	5,230,176	83,763	88,737	95,441
Ocotepeque	1,667,790	26,710	28,296	30,434
Olancho	19,875,019	318,306	337,208	362,683
Santa Bárbara	5,998,898	96,075	101,780	109,469
Valle	1,923,171	30,800	32,629	35,094
Yoro	8,542,073	136,805	144,928	155,877
<b>Total</b>	<b>103,733,246</b>	<b>1,661,327</b>	<b>1,759,980</b>	<b>1,892,942</b>

Fuente: elaboración propia.

### C. Potencial eólico y producción de hidrógeno verde

La Tabla 4 presenta el potencial eólico (MW) y la generación eléctrica potencial anual (MWh) por departamentos (Ver Anexo A.1 y A.3). Los resultados indican que, usando el 1% del área disponible por departamento, el potencial técnico eólico asciende a **3,024 MW a nivel nacional**, equivalente a una generación eléctrica anual cercana a los **9,515 GWh/año**. Los departamentos que más se destacan por sus velocidades de viento y el potencial de generación eléctrica son Francisco Morazán, El Paraíso y Choluteca.

Tabla 4. Potencial eólico para generación eléctrica por departamentos.

Departamento	Potencia instalada (MW)	Factor de capacidad (%)	Generación anual (MWh)
Choluteca	262	50%	1,151,085
Francisco Morazán	544	43%	2,056,687
El Paraíso	481	42%	1,750,430
La Paz	124	38%	417,343
Islas de la Bahía	11	37%	36,531
Ocotepeque	83	35%	251,188
Lempira	251	32%	702,385
Comayagua	282	30%	740,102
Intibucá	181	30%	468,665
Colón	322	28%	786,394
Gracias a Dios	483	27%	1,155,150
<b>Total</b>	<b>3,024</b>	<b>36%</b>	<b>9,515,961</b>

Fuente: elaboración propia.

La Tabla 5 presenta la generación eléctrica potencial anual (MWh) y el potencial técnico para producción de hidrógeno verde usando 3 tipos de electrolizadores (PEM, ALK y uno proyectado a 2050). Los resultados indican que, actualmente, el potencial técnico es de **0.15-0.16 Mt/año**, siendo Francisco Morazán, El Paraíso y Choluteca, los departamentos con mayor potencial estimado. Para 2050, este potencial podría aumentar a **0.17 Mt/año**.

Tabla 5. Producción potencial de hidrógeno verde (potencial eólico) por departamentos con 3 tipos de electrolizadores.

Departamento	Generación (MWh)	Producción H <sub>2</sub> - PEM (t/año)	Producción H <sub>2</sub> - ALK (t/año)	Producción H <sub>2</sub> - 2050 (t/año)
Choluteca	1,151,085	18,435	19,530	21,005
Francisco Morazán	2,056,687	32,939	34,895	37,531
El Paraíso	1,750,430	28,034	29,699	31,942
La Paz	417,343	6,684	7,081	7,616
Islas de la Bahía	36,531	585	620	667
Ocotepeque	251,188	4,023	4,262	4,584
Lempira	702,385	11,249	11,917	12,817
Comayagua	740,102	11,853	12,557	13,506
Intibucá	468,665	7,506	7,952	8,552
Colón	786,394	12,594	13,342	14,350
Gracias a Dios	1,155,150	18,500	19,599	21,079
<b>Total</b>	<b>9,515,961</b>	<b>152,402</b>	<b>161,452</b>	<b>173,649</b>

Fuente: elaboración propia.

#### D. Potencial hidroeléctrico y producción de hidrógeno verde

El potencial hidroeléctrico nacional considerado fue **1,820 MW**. Este potencial corresponde a los proyectos en estudio a nivel nacional. Fue asumido un factor de capacidad de 40% para las plantas hidroeléctricas (cercano al promedio nacional), con el que la generación hidroeléctrica potencial sería de **6,377 GWh/año**. Con esta electricidad sería posible producir **0.10-0.11 Mt/año y 0.12 Mt/año de hidrógeno verde en 2050**; destacándose los departamentos de Santa Bárbara, Olancho y Cortés (Tabla 6).

Tabla 6. Potencial hidroeléctrico y producción de hidrógeno verde

Departamento	Potencia (MW)	Generación potencial (MWh)	H <sub>2</sub> - PEM (ton/año)	H <sub>2</sub> - ALK (ton/año)	H <sub>2</sub> - 2050 (ton/año)
Santa Bárbara	738	2,587,038	41,432	43,893	47,209
Olancho	536	1,877,688	30,072	31,858	34,264
Cortés	134	468,380	7,501	7,947	8,547
Comayagua	108	377,696	6,049	6,408	6,892
Yoro	90	315,605	5,055	5,355	5,759
Atlántida	86	302,010	4,837	5,124	5,511
Colón	46	162,410	2,601	2,756	2,964
Lempira	27	94,258	1,510	1,599	1,720
La Paz	16	55,608	891	943	1,015
Intibucá	14	47,444	760	805	866
Francisco Morazán	12	41,663	667	707	760
Ocatepeque	12	40,787	653	692	744
El Paraíso	2	6,342	102	108	116
<b>Total</b>	<b>1,820</b>	<b>6,376,930</b>	<b>102,129</b>	<b>108,194</b>	<b>116,367</b>

Fuente: elaboración propia.

### E. Potencial geotérmico y producción de hidrógeno verde

El potencial geotérmico total de Honduras se estima en 250 MW (SEN, comunicación personal, marzo 2024) y aún no se cuenta con un plan maestro o estudio de potencial por departamentos. Asumiendo un factor de capacidad de 91% para ese potencial (factor de planta de Geoplatares), la producción de electricidad sería de cerca de **2000 GWh/año**. En este caso, la producción potencial de hidrógeno verde sería de **0.032-0.034 Mt/año y alcanzaría 0.036 Mt/año para 2050** (Ilustración 5). Vale destacar en este punto que el elevado factor de capacidad de las plantas geotérmicas, su capacidad firme y su no intermitencia, hacen atractiva y necesaria la continuidad de los estudios que vinculen el potencial geotérmico y la producción de hidrógeno.

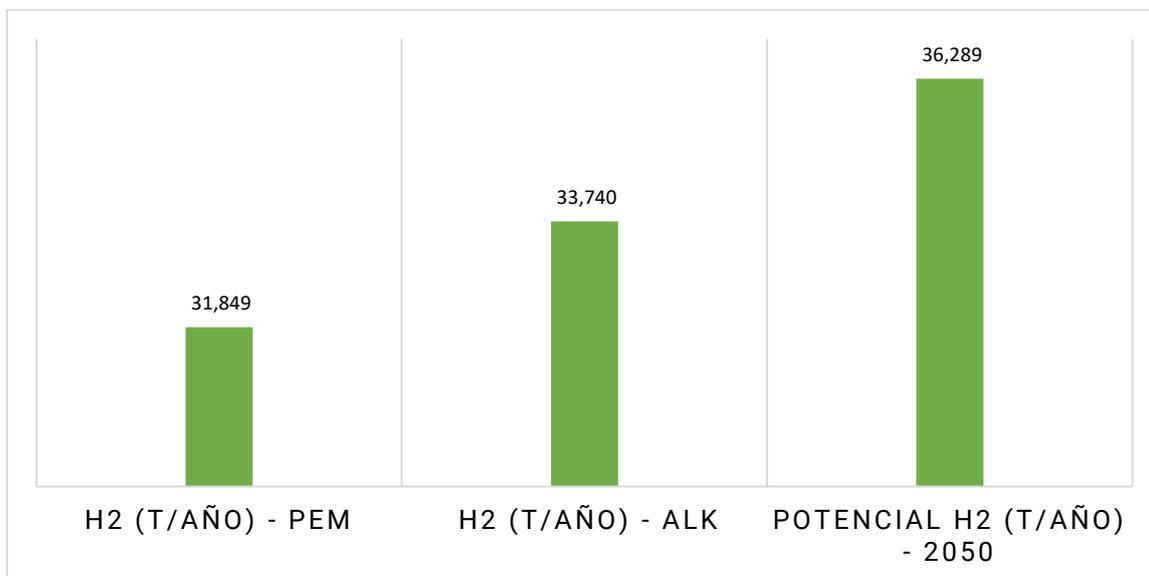


Ilustración 5. Producción potencial de hidrógeno verde usando el potencial geotérmico (3 tipos de electrolizadores).

Fuente: elaboración propia.

## F. Contribución de la electricidad renovable al potencial nacional de hidrógeno verde

El potencial nacional para producción de hidrógeno verde con electricidad renovable (fotovoltaico, eólico, hidroeléctrico y geotérmico) totaliza **2.2 Mt/año** (Ilustración 6). El mayor potencial está concentrado en la producción de hidrógeno con sistemas fotovoltaicos (1.9 Mt/año), seguido por el potencial eólico (0.174 Mt/año), el potencial hidroeléctrico (0.12 Mt/año) y el potencial geotérmico (0.036 Mt/año). El área nacional disponible es de cerca de 2.5 millones de km<sup>2</sup>, por la que la producción de hidrógeno verde sería de **28.3 ton/km<sup>2</sup>/año**. De forma análoga, la producción per cápita (con una población actual total de 10.03 millones de habitantes) sería de cerca de **221 kg/año/per cápita**.

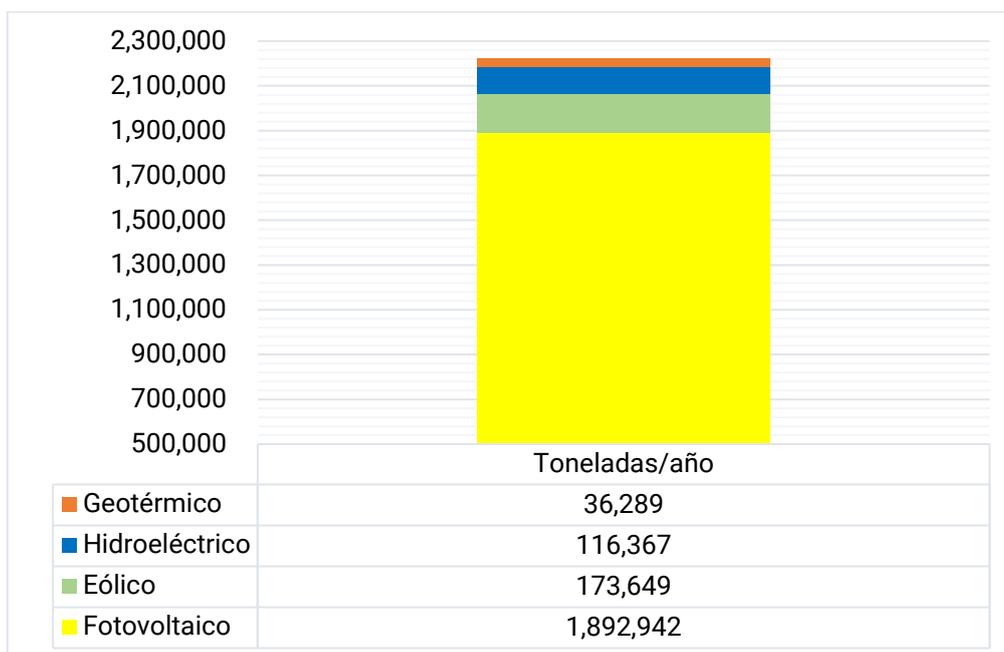


Ilustración 6. Potencial anual de producción hidrógeno verde por tipo de tecnología (electrolisis).  
Fuente: elaboración propia.

La Ilustración 7 muestra el potencial por departamento y la distribución acumulativa por departamento. Los resultados muestran que los departamentos de Olancho, Francisco Morazán y El Paraíso concentran cerca del 45% del potencial nacional para producción de hidrógeno verde. Esto se debe, principalmente, a que estos departamentos tienen una mayor área disponible.

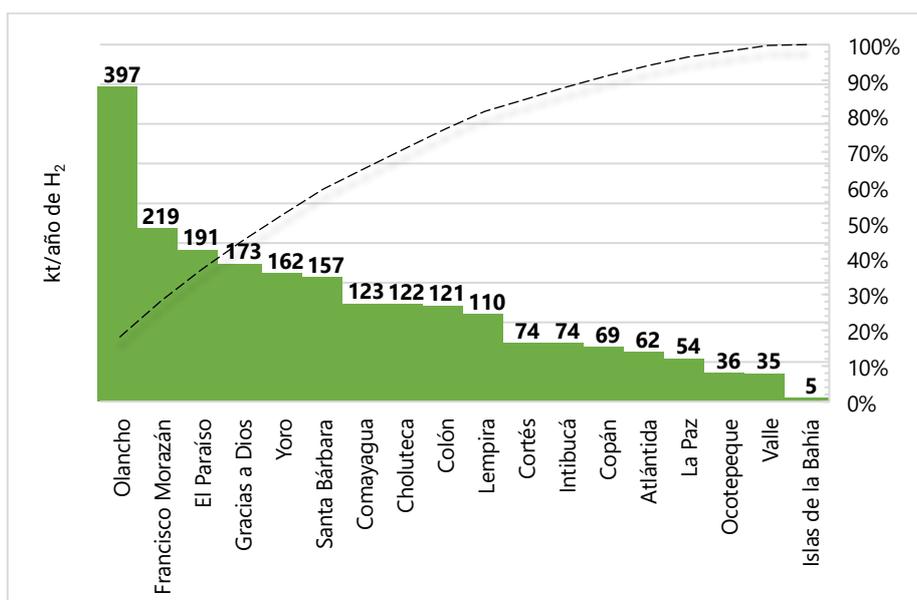


Ilustración 7. Producción de hidrógeno verde (kt/año) por departamento.  
Fuente: elaboración propia.

La Figura 8, por su parte, nos ofrece otro enfoque de análisis porque presenta los resultados de este potencial por área disponible (i.e., producción de hidrógeno anual por km<sup>2</sup> disponible en cada departamento y por tipo de fuente de energía renovable). Los resultados muestran que los departamentos donde existe un mayor potencial por área de superficie disponible son Santa Bárbara (34.6 t/km<sup>2</sup>/año), Choluteca (32.7 t/km<sup>2</sup>/año) y La Paz (30.9 t/km<sup>2</sup>/año). Además, Santa Bárbara está en primer lugar debido a su ostensible concentración de potencial hidroeléctrico, superior inclusive al fotovoltaico. No es el caso de Choluteca y de la Paz, donde el mayor potencial sería vía el recurso solar y eólico. Otro caso interesante es Valle que cuenta con el potencial fotovoltaico por área disponible más elevado del país, pero carece de potencial eólico e hidroeléctrico.

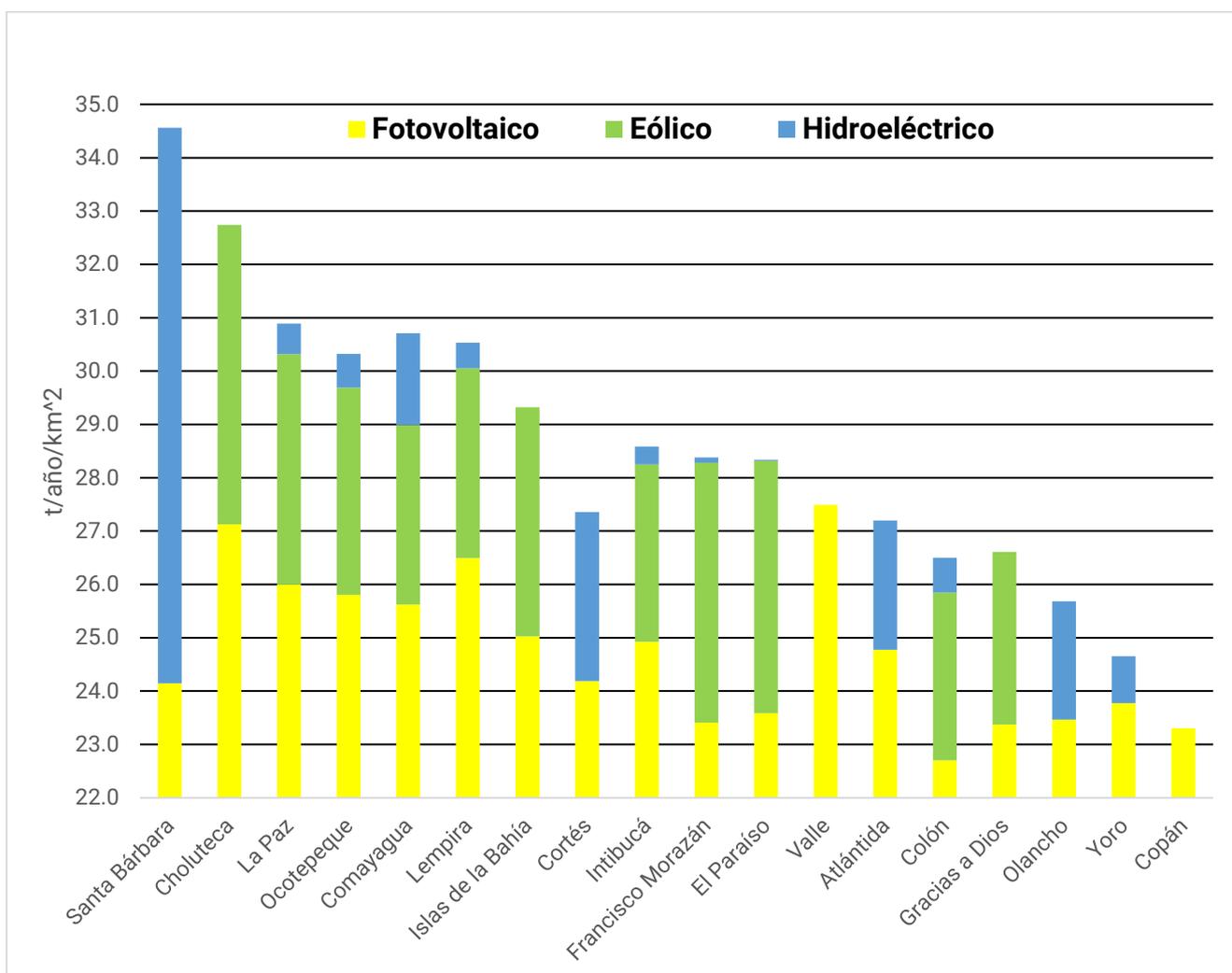


Ilustración 8. Producción potencial de hidrógeno verde (t/km<sup>2</sup>/año) por departamento y tipo de fuente de electricidad renovable.

Fuente: elaboración propia

## G. Residuos sólidos urbanos y aguas residuales para producción de hidrógeno

La digestión anaeróbica de los residuos sólidos urbanos y las aguas residuales procedentes de las ciudades permite producir biogás ( $\text{CH}_4$ : 45–70% y  $\text{CO}_2$ : 30–55%). El valor calórico del biogás puede ser mejorarse mediante la eliminación del dióxido de carbono del biogás crudo a través de un proceso llamado mejoramiento (*upgrading*) y obtenerse biometano. A su vez, el biometano ( $\text{CH}_4$ ) puede ser descompuesto y producirse hidrógeno.

Las estimaciones realizadas en este estudio indican que la producción de biometano a través de residuos sólidos urbanos y aguas residuales alcanzaría 146.5 millones de  $\text{m}^3/\text{año}$  en Honduras (118.8 millones de  $\text{m}^3/\text{año}$  y 27.8 millones de  $\text{m}^3/\text{año}$ , respectivamente) (Ver, Anexo A.4. y A.5). Este biometano podría ser convertido en hidrógeno a través del proceso de reforma del metano y –utilizando captura y almacenamiento de carbono– podría convertirse en hidrógeno verde o de bajas emisiones.

En este caso, la producción potencial de hidrógeno sería de aproximadamente **32,659 toneladas/año** y los 3 departamentos con mayor potencial, son los más poblados (Cortés, Francisco Morazán y Yoro) (Tabla 7). No obstante, la capacidad de aprovechamiento de residuos dependerá de la efectividad de la gestión de estos.

Tabla 7. Producción potencial de biometano (desechos sólidos urbanos y aguas residuales) e hidrógeno por departamento.

Departamentos	Población (2025)	Biometano ( $\text{Nm}^3/\text{año}$ )			Hidrógeno ( $\text{t}/\text{año}$ )
		Desechos sólidos urbanos	Aguas residuales	Total	
Atlántida	522,996	6,188,530	1,446,782	7,635,312	1,701
Choluteca	502,226	5,942,762	1,389,325	7,332,087	1,634
Colón	370,601	4,385,264	1,025,207	5,410,470	1,206
Comayagua	615,197	7,279,530	1,701,841	8,981,371	2,001
Copán	443,126	5,243,441	1,225,835	6,469,276	1,441
Cortés	1,954,736	23,130,086	5,407,455	28,537,540	6,359
El Paraíso	533,123	6,308,361	1,474,797	7,783,158	1,734

Francisco Morazán	1,797,179	21,265,738	4,971,599	26,237,337	5,846
Gracias a Dios	114,359	1,353,192	316,355	1,669,547	372
Intibucá	288,606	3,415,030	798,381	4,213,411	939
Islas de la Bahía	84,266	997,106	233,108	1,230,214	274
La Paz	243,014	2,875,547	672,258	3,547,805	791
Lempira	394,989	4,673,843	1,092,672	5,766,515	1,285
Ocotepeque	180,090	2,130,977	498,189	2,629,166	586
Olancho	618,658	7,320,483	1,711,415	9,031,899	2,012
Santa Bárbara	503,869	5,962,203	1,393,870	7,356,074	1,639
Valle	200,886	2,377,053	555,718	2,932,771	653
Yoro	671,941	7,950,973	1,858,814	9,809,787	2,186
<b>Total</b>	<b>10,039,862</b>	<b>118,800,118</b>	<b>27,773,622</b>	<b>146,573,740</b>	<b>32,659</b>

Fuente: elaboración propia.

## H. Estiércol de ganado bovino y porcino para producción de biometano e hidrógeno verde

El estiércol de la producción ganadera también tiene un importante potencial para producir biometano e hidrógeno. Las estimaciones indican que la producción potencial de biometano a través del estiércol del ganado bovino y porcino totalizaría cerca de **167.4 millones de m<sup>3</sup>/año** (Ver Anexo A.6); producción que inclusive podría ser superior a la producción de biometano con residuos sólidos urbanos y aguas residuales.

Este biometano proveniente de estiércol bovino y porcino podría ser utilizado para una producción anual de **37,307 toneladas de hidrógeno**. Los departamentos de mayor relevancia ganadera bovina son Cortés, Yoro y Olancho, los que totalizarían el 70% de la producción potencial de hidrógeno verde del país usando estos desechos animales. En el caso de la ganadería porcina, esta se encuentra distribuida más homogéneamente que la bovina, pero el departamento de mayor potencial es Comayagua [11].

Tabla 8: Producción potencial de biometano (estiércol bovino y porcino) e hidrógeno verde.

Tipo de ganado	Cabezas de ganado	Estiércol recolectado (t/año)	Biometano (m <sup>3</sup> /año)	Hidrógeno (t/año)
Bovino	1,700,000	6,205,000	161,330,000	35,947
Porcino	457,444	375,676	6,104,733	1,360
<b>Total</b>	<b>2,157,444</b>	<b>6,580,676</b>	<b>167,434,733</b>	<b>37,307</b>

Fuente: Elaboración propia

### I. Pulpa de café para producción de biometano e hidrógeno verde

El café es el principal producto agrícola de exportación, aportando más del 3% al PIB Nacional y cerca de 30% al PIB Agrícola [12]. La pulpa de café tiene un potencial energético importante y también puede ser utilizada para producir biometano e hidrógeno. La Tabla 10 presenta la producción de pulpa de café y su correspondiente potencial para producción de biometano e hidrógeno por departamento. Los resultados indican que la producción potencial de biometano sería de **66.2 millones de m<sup>3</sup>/año con la producción nacional de café actual** (Ver Anexo A.7), lo que equivale a una producción de hidrógeno de cerca de **14,757 t/año**. Los 3 departamentos con mayor potencial energético serían Comayagua, El Paraíso y Lempira.

Tabla 10. Producción de biometano (pulpa de café) e hidrógeno verde por departamentos.

Departamentos	Área cultivada en producción (ha/año)	Pulpa anual (t/año)	Biometano (m <sup>3</sup> /año)	Hidrógeno (t/año)
Comayagua	46,285	89,259	10,443,309	2,327
El Paraíso	44,754	86,305	10,097,732	2,250
Lempira	40,096	77,323	9,046,838	2,016
Copán	35,792	69,023	8,075,672	1,799
Santa Bárbara	28,968	55,863	6,535,980	1,456
Ocatepeque	26,870	51,818	6,062,657	1,351
La Paz	22,741	43,854	5,130,929	1,143
Intibucá	16,576	31,966	3,740,036	833
Yoro	11,498	22,173	2,594,184	578

Olancho	8,513	16,417	1,920,785	428
Francisco Morazán	7,717	14,881	1,741,089	388
Cortés	2,958	5,704	667,371	149
Choluteca	310	598	69,928	16
Atlántida	258	497	58,136	13
Colón	204	394	46,139	10
<b>Total</b>	<b>293,539</b>	<b>566,075</b>	<b>66,230,785</b>	<b>14,757</b>

Fuente: elaboración propia.

#### J. Potencial Total Nacional

La Tabla 11 presenta el potencial consolidado de producción de hidrógeno verde por tipo de producción y por tipo de fuente de energía. Honduras tendría un potencial total de 2,303 kt/año o 2.3 Mt/año de producción de hidrógeno verde con su potencial de fuentes de energía renovable (electrólisis + biometano)<sup>3</sup>. Este potencial estimado equivale al 2.4% de la demanda mundial de hidrógeno registrada en 2022 (95 Mt) [1]. La ilustración 9 muestra el mapa de potencial total por departamentos.

<sup>3</sup> Es importante destacar que en este estudio no fue considerado el potencial eólico *offshore*, ni el potencial con sistemas fotovoltaicos flotantes, ni la producción de hidrógeno usando otros desechos de la agricultura (además de la pulpa de café), por lo que el potencial total es mayor que el presentado aquí.

Tabla 11. Producción de hidrógeno verde por tipo de producción y por tipo de fuente de energía

Tipo de producción	Fuente	kt/año
<b>Electrólisis</b>	Eólico	174
	Solar	1,893
	Geotérmico	36
	Hidroeléctrico	116
<b>Reformado de metano con captura de carbono</b>	Desechos humanos	33
	Estiércol bovino	36
	Estiércol porcino	1
	Pulpa de café	15
<b>TOTAL</b>		<b>2,303</b>

Fuente: elaboración propia

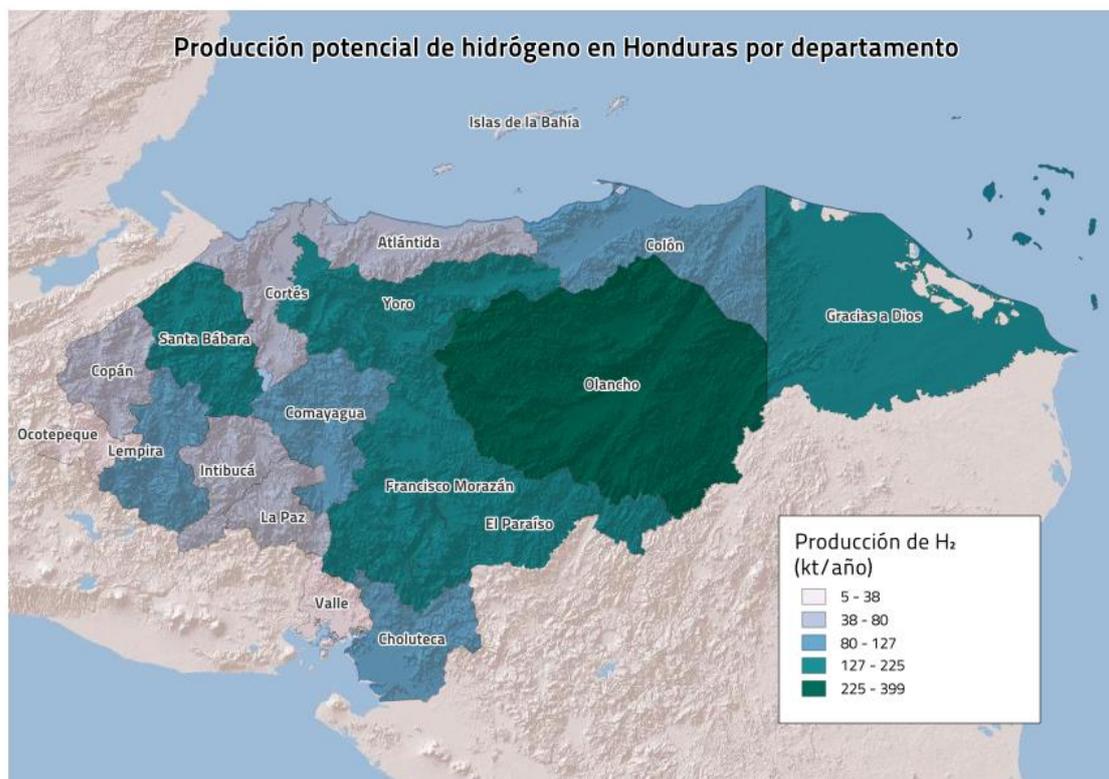


Ilustración 9. Mapa de la producción potencial de hidrógeno en Honduras por departamento (kt/año).

Fuente: elaboración propia.

La ilustración 10 presenta el análisis del potencial total, pero esta vez por área disponible y por fuente de energía. Los resultados nos muestran que la mayor intensidad energética potencial para producir hidrógeno verde la encontramos en Santa Bárbara, debido a su notable concentración de potencial hidroeléctrico nacional. No obstante, cuando dejamos de lado la hidroelectricidad, y nos enfocamos en fuentes renovables modernas como la solar fotovoltaico y la eólica, los departamentos de Choluteca, La Paz y Lempira son los de mayor potencial por área disponible. Estos resultados se representan cartográficamente en la ilustración 11.

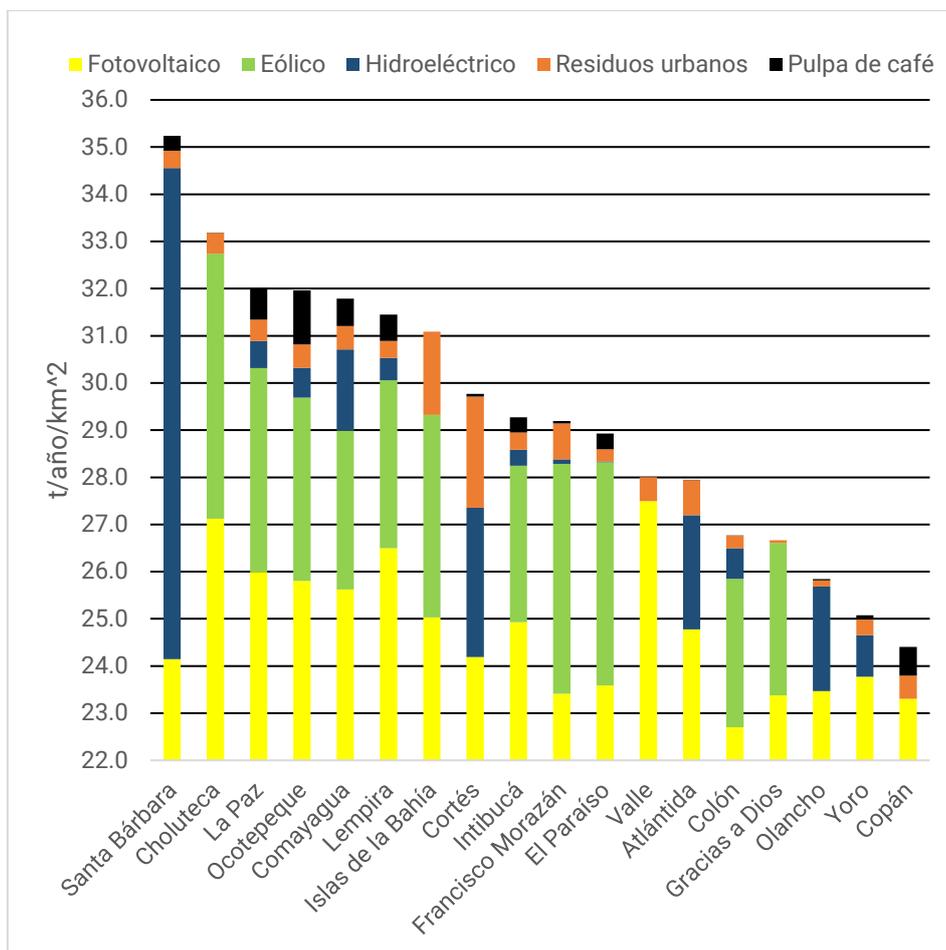


Ilustración 10. Producción potencial anual de hidrógeno por departamento, área disponible (km<sup>2</sup>) y por tipo de fuente energética.

Fuente: elaboración propia.

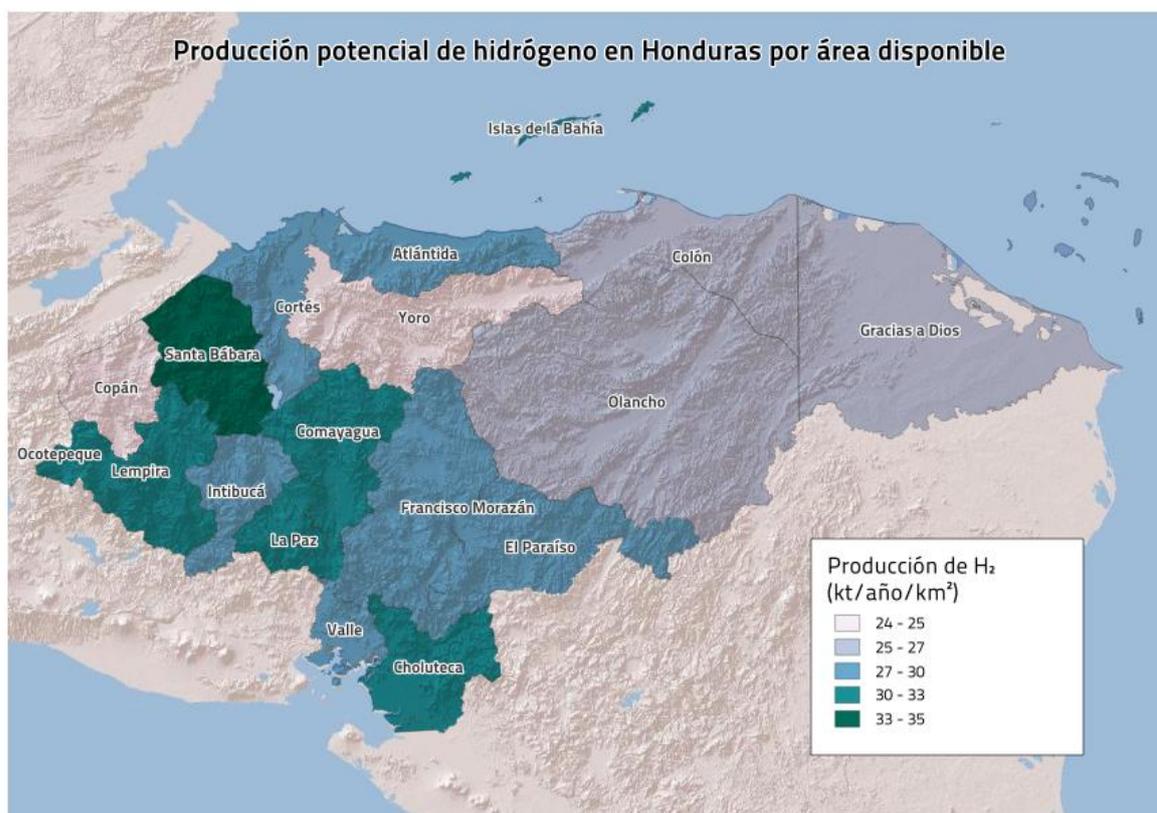


Ilustración 11. Mapa de la producción potencial de hidrógeno en Honduras por departamento (kt/año/km<sup>2</sup>).

Fuente: elaboración propia.

## V. Demanda Potencial (Interna) de Hidrógeno Verde

Luego de haber examinado el potencial técnico de producción es necesario analizar la demanda potencial interna de hidrógeno verde. Para esto analizaremos 4 segmentos de demanda interna potencial: transporte, fertilizantes, incremento de la cobertura de energía eléctrica y producción de cemento.

### A. Transporte

La demanda creciente de energía para el sector transporte y las emisiones asociadas configuran un escenario en el cual el hidrógeno verde puede, gradualmente, ser utilizado como sustituto del diésel en vehículos con células a combustibles o con combustión interna de hidrógeno. La movilidad eléctrica es una potencial solución para la descarbonización del transporte en Honduras [13], pero los vehículos de carga (e.g., camiones) enfrentan dificultades para usar baterías eléctricas, pues requieren de baterías pesadas y grandes que reducen la viabilidad de la movilidad eléctrica con baterías. De

manera que el hidrógeno es una opción interesante por su alta densidad energética, bajo peso, cero emisiones, versatilidad y capacidad de recarga rápida.

La literatura científica indica que 1 tonelada de hidrógeno equivale a 2.84 toneladas de diésel [14]. La Tabla 12 presenta los resultados de la sustitución del diésel vendido en 2023 por el hidrógeno verde. Los resultados muestran que, en el escenario hipotético de sustitución de casi el millón de barriles de diésel vendidos en 2023, se requeriría de 330,280 toneladas anuales de hidrógeno verde o cerca del 15% del potencial total del país estimado.

Tabla 12. Sustitución del diésel por H<sub>2</sub> en el transporte nacional por departamentos.

Departamentos	Venta de diésel (Bb-Acumulado 2023)	Venta de diésel (t)	Hidrógeno (t/año)
Atlántida	299,404	39,821	14,021
Choluteca	462,565	61,521	21,662
Colón	237,246	31,554	11,110
Comayagua	442,324	58,829	20,714
Copán	259,854	34,561	12,169
Cortés	2,111,887	280,881	98,902
El Paraíso	241,991	32,185	11,333
Francisco Morazán	1,142,580	151,963	53,508
Gracias a Dios	20,913	2,781	979
Intibucá	115,172	15,318	5,394
Islas de la Bahía	427,233	56,822	20,008
La Paz	58,773	7,817	2,752
Lempira	65,695	8,737	3,077
Ocotepeque	97,576	12,978	4,570
Olancho	294,310	39,143	13,783
Santa Bárbara	212,663	28,284	9,959
Valle	245,058	32,593	11,476
Yoro	317,350	42,208	14,862
<b>Total</b>	<b>7,052,594</b>	<b>937,995</b>	<b>330,280</b>

Fuente: elaboración propia basado en datos recolectados de la Ref. [15]

## B. Fertilizantes

En el caso de los fertilizantes, la industria depende del abastecimiento de hidrógeno para la producción de sus productos, los cuales son cruciales para la producción de alimentos. Actualmente, casi la totalidad de la producción de fertilizantes utiliza hidrógeno convencional producido con combustibles fósiles (gas natural y/o carbón mineral). Honduras importó 8.7 millones de quintales de fertilizantes en 2022, siendo los fertilizantes dependientes de hidrógeno convencional los que tienen mayor peso en las importaciones (Tabla 13).

Tabla 13. Importaciones de fertilizantes por tipo (2022)

Tipo de fertilizante	Importaciones nacionales (%)	Importaciones nacionales (qq)
Urea	29%	2,523,000
Nitrato de amonio	5%	435,000
Sulfato de amonio	6%	522,000
Hidrógeno fosfato de amonio	18%	1,566,000
Cloruro de potasio	25%	2,175,000
Otros	17%	1,479,000
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>8,700,000</b>

Fuente: Ref. [16]

En este análisis se estimará los requerimientos de hidrógeno verde que serían necesarios en caso de sustituir el hidrógeno convencional contenido en los fertilizantes que importa Honduras. Este análisis es relevante en la medida en que orienta los potenciales impactos energéticos y ambientales que podría tener una política nacional de industrialización en este segmento de la industria. La Tabla 14 presenta el consumo específico de hidrógeno para cada proceso de producción.

Tabla 14. Consumo específico de hidrógeno para los procesos de producción de fertilizantes.

Proceso	Consumo específico (kgH <sub>2</sub> /kgProducto)
Haber-Bosch (HB) - Amoníaco	0.18 [17]
Bosch-Meiser (BM) - Urea	0.10 [17]
Nitrato de Amonio	0.04 [18]
Sulfato de Amonio	0.05
Hidrógeno fosfato de amonio	0.03

A partir de los volúmenes de importación de fertilizantes (Tabla 13) y los consumos específicos de hidrógeno (Tabla 14), se estimó que la producción de hidrógeno verde requerida para sustituir los fertilizantes dependientes de hidrógeno sería de 15,784 t/año, y la mayor demanda sería para la producción de urea (11,928 t/año) (Fig. 9). Estos resultados indican que, en el hipotético caso de abastecer la demanda interna de fertilizantes, sería posible alcanzar este objetivo con menos del 1% de la producción potencial nacional de hidrogeno verde.

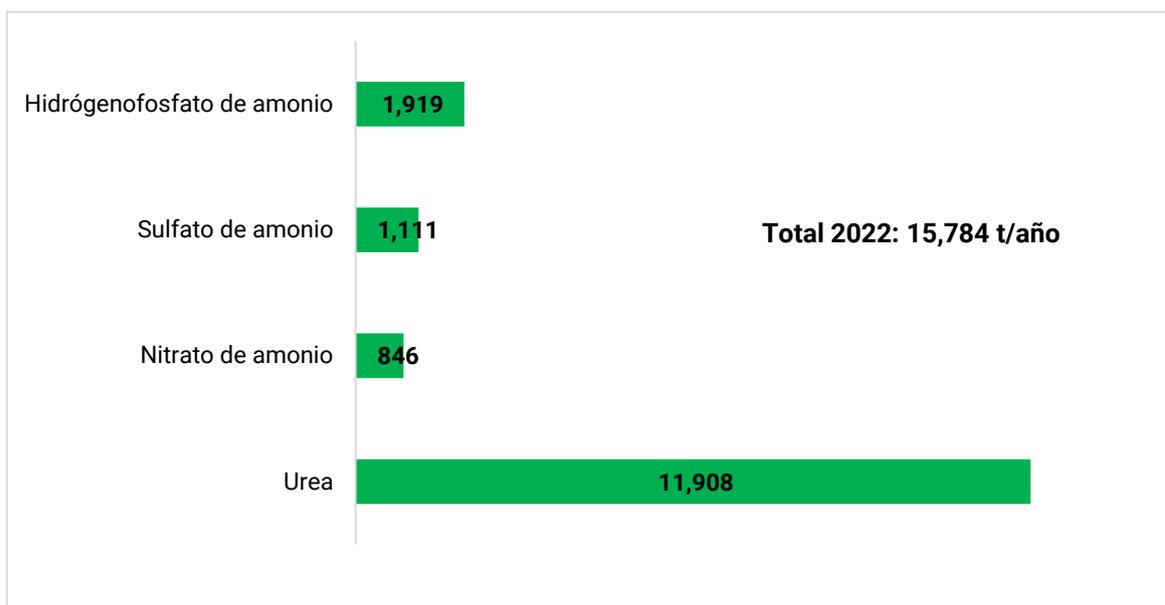


Ilustración 9. Toneladas de hidrógeno verde requerido para abastecer la demanda de fertilizantes importados dependientes de hidrógeno convencional.

Fuente: elaboración propia.

## C. Electrificación rural

Otra actividad clave para el desarrollo nacional en la que podría tener participación el hidrógeno verde, es en el incremento de la cobertura eléctrica nacional. Las células a combustibles de hidrógeno verde podrían utilizarse para producir electricidad en hogares y/o comunidades con bajas probabilidades de tener acceso a la red nacional, debido a factores como el costo, condiciones geográficas adversas u otras razones. Actualmente, el país tiene un índice de cobertura eléctrica urbano y rural del 90.3% y 72%, respectivamente. La Tabla 15 presenta la cantidad de viviendas sin acceso a la electricidad en 2022.

Tabla 15. Índices de electrificación, viviendas totales y viviendas sin acceso a la electricidad, 2022.

Departamentos	Índice de electrificación		Viviendas totales			Viviendas sin electricidad		
	Urbano	Rural	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total
Atlántida	97.0%	74.5%	62975	81358	144333	1902	20722	22624
Choluteca	94.8%	70.9%	74957	57384	132341	3890	16676	20566
Colón	95.6%	73.6%	48585	45708	94293	2152	12081	14233
Comayagua	89.8%	68.5%	83377	90235	173612	8513	28415	36928
Copán	95.1%	75.5%	49932	76128	126060	2432	18659	21091
Cortés	99.0%	88.2%	364647	125449	490096	3646	14816	18462
El Paraíso	79.5%	72.0%	62130	53384	115514	12730	14953	27683
Francisco Morazán	98.6%	79.1%	319878	126959	446837	4510	26522	31032
Gracias a Dios	57.4%	0.0%	4640	16428	21068	1978	16428	18406
Intibucá	82.0%	54.3%	31028	40986	72014	5582	18718	24300
Islas de la Bahía	99.2%	97.3%	14111	8327	22438	119	228	347
La Paz	86.4%	60.5%	28777	27308	56085	3914	10787	14700
Lempira	86.9%	65.7%	25149	77264	102413	3305	26502	29806
Ocotepeque	96.4%	84.8%	21253	32369	53622	774	4910	5684
Olancho	84.8%	73.5%	74375	70236	144611	11283	18613	29895
Santa Bárbara	94.0%	74.4%	53807	102053	155860	3255	26105	29360

Valle	93.9%	86.8%	31591	20776	52367	1927	2738	4665
Yoro	95.5%	94.9%	83733	87718	171451	3810	4447	8257
<b>TOTAL</b>			<b>1,434,945</b>	<b>1,140,070</b>	<b>2,575,015</b>	<b>75,721</b>	<b>282,319</b>	<b>358,040</b>

Fuente: Ref. [19]

Para estimar la demanda de hidrógeno para electrificación se utilizó la ecuación (C1) y los parámetros y supuestos en la Tabla C1 (Anexo D). Los resultados indican que se requería una producción de 18,248 t/año de hidrógeno verde para electrificar el 100% de las viviendas que actualmente no cuentan con electrificación en el país. Este requerimiento representaría una demanda menor al 1% del potencial total nacional de producción de hidrógeno verde. La mayor parte de este hidrógeno debería producirse en las zonas rurales (13,455 t/año) (Tabla 16), lo que sugiere que el biometano asociado a la producción bovina, porcina y al café podría asumir un rol prioritario. Sin embargo, es necesaria mayor investigación técnica-económica en este sentido.

Tabla 16. Viviendas sin electricidad y requerimientos de hidrógeno para electrificar por departamentos.

Departamentos	Viviendas sin electricidad			Hidrógeno (t)		
	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total
Atlántida	1902	20722	<b>22624</b>	125	988	<b>1,112</b>
Choluteca	3890	16676	<b>20566</b>	255	795	<b>1,050</b>
Colón	2152	12081	<b>14233</b>	141	576	<b>717</b>
Comayagua	8513	28415	<b>36928</b>	559	1,354	<b>1,913</b>
Copán	2432	18659	<b>21091</b>	160	889	<b>1,049</b>
Cortés	3646	14816	<b>18462</b>	239	706	<b>946</b>
El Paraíso	12730	14953	<b>27683</b>	836	713	<b>1,549</b>
Francisco Morazán	4510	26522	<b>31032</b>	296	1,264	<b>1,560</b>
Gracias a Dios	1978	16428	<b>18406</b>	130	783	<b>913</b>
Intibucá	5582	18718	<b>24300</b>	367	892	<b>1,259</b>
Islas de la Bahía	119	228	<b>347</b>	8	11	<b>19</b>

La Paz	3914	10787	<b>14700</b>	257	514	<b>771</b>
Lempira	3305	26502	<b>29806</b>	217	1,263	<b>1,480</b>
Ocotepeque	774	4910	<b>5684</b>	51	234	<b>285</b>
Olancho	11283	18613	<b>29895</b>	741	887	<b>1,628</b>
Santa Bárbara	3255	26105	<b>29360</b>	214	1,244	<b>1,458</b>
Valle	1927	2738	<b>4665</b>	127	131	<b>257</b>
Yoro	3810	4447	<b>8257</b>	250	212	<b>462</b>
<b>TOTAL</b>	<b>75,721</b>	<b>282,319</b>	<b>358,040</b>	<b>4,972</b>	<b>13,455</b>	<b>18,428</b>

Fuente: elaboración propia.

#### D. Producción de Cemento Portland

La industria cementera mundial requiere de alta cantidades de energía térmica y eléctrica para la producción de cemento y tiene un peso importante en las emisiones del sector industrial del país. El clínker o clínker Portland es el principal componente del cemento Portland y se forma tras calcinar caliza y arcilla a una temperatura que está entre 1350 y 1450 °C. De modo que para alcanzar estas temperaturas –y en general para todo el proceso de producción de cemento– se requieren altas cantidades de energía térmica y eléctrica. Generalmente, se utiliza gas natural y otros derivados de petróleo como combustibles para generar calor en los procesos de fabricación del cemento, pero el hidrógeno verde se perfila como un combustible que puede sustituir parcialmente los combustibles fósiles para el proceso de producción de cemento en América Latina y el mundo [20].

De hecho, como se mencionó anteriormente, en Honduras se ya se han realizado algunas pruebas para inyectar el hidrógeno verde en la producción del cemento [7]. Por lo expuesto anteriormente, en esta sección estimaremos la demanda de hidrógeno verde para sustituir parcialmente el uso de combustible fósil en la producción de cemento en Honduras.

Lo primero es indicar que Honduras produjo entre 1.53 y 2.1 millones de toneladas de cemento en el período de 2017 y 2021 [21]. Como referencia para los análisis, se utilizó la producción anual de 2 millones de toneladas. Usando la Eq. (D1) y la Tabla D1 (Ver Anexo D), estimamos algunos escenarios de inyección de hidrógeno en el proceso de producción de clínker. Los resultados indican que para un escenario de inyección de hidrógeno verde de entre 2.5% y 20% del total de energía térmica utilizada actualmente, serían requeridos

entre 133 y 1,066 t/año de hidrógeno verde (Ilustración 10); cantidad que podría ser atendida holgadamente con el potencial nacional existente de producción de H<sub>2</sub> [22].

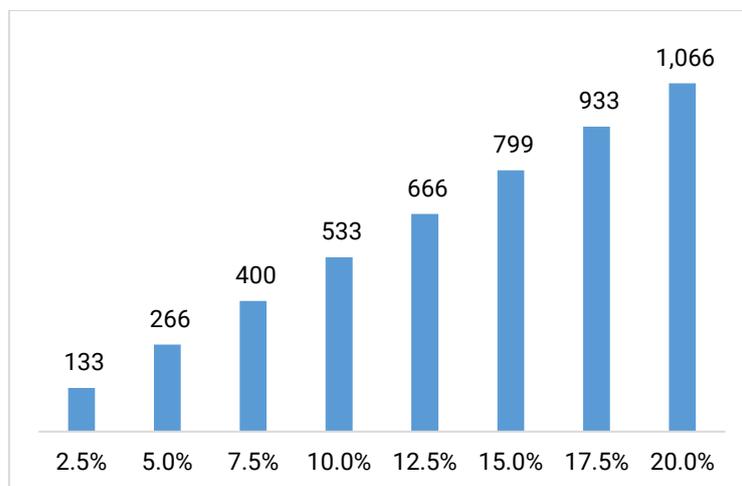


Ilustración 10. Escenarios de demanda anual de hidrógeno verde requerido para sustituir energía térmica para producción de cemento.

*Fuente: elaboración propia.*

## VI. Impacto Ambiental y Social

### Potencial de emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas

Las emisiones evitadas de CO<sub>2</sub> derivadas del uso de hidrógeno verde están vinculados con la demanda interna que este puede atender y al tipo de combustible fósil que esté sustituyendo. En el caso de los fertilizantes, todos los productos son importados y producirlos internamente con hidrógeno verde evitaría emisiones en los países productores (y en el transporte) de donde provienen las importaciones, no en Honduras. En el caso de la electrificación rural usando hidrógeno verde, no es fácilmente estimable la reducción (o incremento) de emisiones comparando con la red nacional o sistemas fotovoltaicos. De manera que en dos potenciales usos es clara la reducción de emisiones: transporte y producción de cemento.

En el caso del transporte, los 7.05 millones de barriles de diésel vendidos en 2023 equivaldrían –de ser sustituidos por hidrógeno verde– a 330, 280 de toneladas anuales de hidrógeno verde. Se estima que cada galón de diésel utilizado implica una emisión de 0.01018 toneladas métricas de CO<sub>2</sub> [23], por lo que la sustitución total del diésel equivaldría a una reducción de cerca de 3 millones de toneladas anuales de CO<sub>2</sub>.

En el caso de la producción de cemento, la reducción dependería del escenario de sustitución (i.e., porcentaje de inyección en el total de energía térmica requerida) y las

configuraciones técnicas de las opciones propuestas. Algunos ensayos, sin embargo, indican que uso del hidrogeno limpio podría lograr una reducción potencial de hasta 310 kgCO<sub>2</sub>/t de clínker [20]. Así, con una producción de 2 millones de toneladas de cemento, la reducción anual de emisiones sería de entre 0.5 y 0.6 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> por año.

### Uso de agua y consideraciones ambientales

El sector energético es el mayor usuario de agua de todos los sectores industriales. Se requiere agua en muchos de sus procesos, desde la extracción de combustibles hasta la generación de electricidad. Todas las tecnologías de producción de hidrógeno requieren agua como insumo. En promedio, la electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM) tiene la menor intensidad de consumo de agua, con alrededor de 17.5 litros por kilogramo de hidrógeno (L/kg). La electrólisis alcalina sigue a la electrólisis PEM, con una intensidad de consumo de agua de 22.3 L/kg [24].

La Tabla 17 presenta la demanda de agua por tipo de potencial total eléctrico para generación de electricidad y la demanda de agua por tipo de electrolizador. Los resultados solo reflejan un orden de grandeza, lo más importante es transmitir la necesidad de acoplar la producción de hidrógeno verdeo también con la disponibilidad, usos prioritarios y calidad del agua.

Tabla 17. Demanda de agua total en relación con el potencial total de producción de hidrógeno verde. Fuente: elaboración propia.

Tipo	Generación potencial (MWh)	Potencial H2 (t/año) - PEM	Potencial H2 (t/año) - ALK	Demanda de agua (m <sup>3</sup> ) - PEM	Demanda de agua (m <sup>3</sup> ) - ALK
<b>Solar Fotovoltaica</b>	103,733,246	1,661,327	1,759,980	29,073,219	39,247,564
<b>Hidroeléctrica</b>	6,334,461	101,449	107,473	2,396,649	1,733,885
<b>Geotérmico</b>	1,988,636	31,849	33,740	557,353	752,402
<b>Eólico</b>	9,515,961	152,402	161,452	2,667,029	3,600,372
<b>Total</b>	<b>121,572,305</b>	<b>1,947,026</b>	<b>2,062,645</b>	<b>34,694,251</b>	<b>45,334,223</b>

## VII. Viabilidad Económica

Luego de haber estimado los potenciales de producción y demanda y analizado algunos impactos ambientales, este capítulo se enfocará en el análisis económico. La metodología utilizada para estimar la viabilidad económica de la producción de hidrógeno verde está

explicada en el Anexo E. El costo del hidrógeno verde (a menudo denominado costo nivelado de hidrógeno, en USD/kg) depende principalmente de cuatro factores:

- El componente de CAPEX, que depende del costo de los electrolizadores y todas las inversiones iniciales.
- El costo promedio ponderado del capital.
- El costo de la electricidad para alimentar la producción de hidrógeno.
- El factor de capacidad: cuanto más tiempo se utiliza un electrolizador, más ampliamente se distribuye el componente de CAPEX.

En este trabajo se estimó el costo del hidrógeno verde actual con 6 cotizaciones reales disponibles en la Ref. [25]. La metodología seguida fue la siguiente: Primero, se estimó el costo nivelado de la electricidad actual y futuro. Segundo, se estimó el costo nivelado del hidrógeno verde actual (con los costos de la electricidad actuales) y proyectado a futuro, incorporando la reducción del costo nivelado de la electricidad para el período 2030-2050 y la reducción del precio de los electrolizadores proyectadas en la literatura especializada en prospección tecnológica.

Los resultados se muestran en la Figura 11. El costo del hidrógeno verde actual se estima entre 7- 10 USD/kg. Este costo es superior al costo del hidrógeno convencional usando gas natural o carbón mineral. Sin embargo, cuando se realiza el cálculo a futuro, considerando la reducción de los precios de los electrolizadores<sup>4</sup> y, principalmente, la reducción de los costos nivelados de la electricidad renovable fotovoltaica (i.e., con un CAPEX menor a los USD 500/kW en 2030-2040), el costo nivelado del hidrógeno verde se reduce a 2.4-3 USD/kg.

Estos resultados sugieren que la prioridad para proyectos de hidrógeno verde en Honduras debe ser a través de sistemas fotovoltaicos, específicamente en la región con mayor factor de capacidad (e.g., Choluteca). Esto permitiría un costo del hidrógeno más competitivo. Sin embargo, este análisis preliminar debe complementarse con otros criterios de selección (e.g., infraestructura para la demanda interna o la exportación) y no excluir tecnologías como la geotermia, las cual sus costos de capital dependen del sitio de generación y, por lo tanto, con costos de capital relativamente bajos, puede ser económicamente interesante por su alto factor de capacidad, su capacidad firme y la no intermitencia.

---

<sup>4</sup> Debido a la curva de aprendizaje y el incremento de la escala de producción esperado.

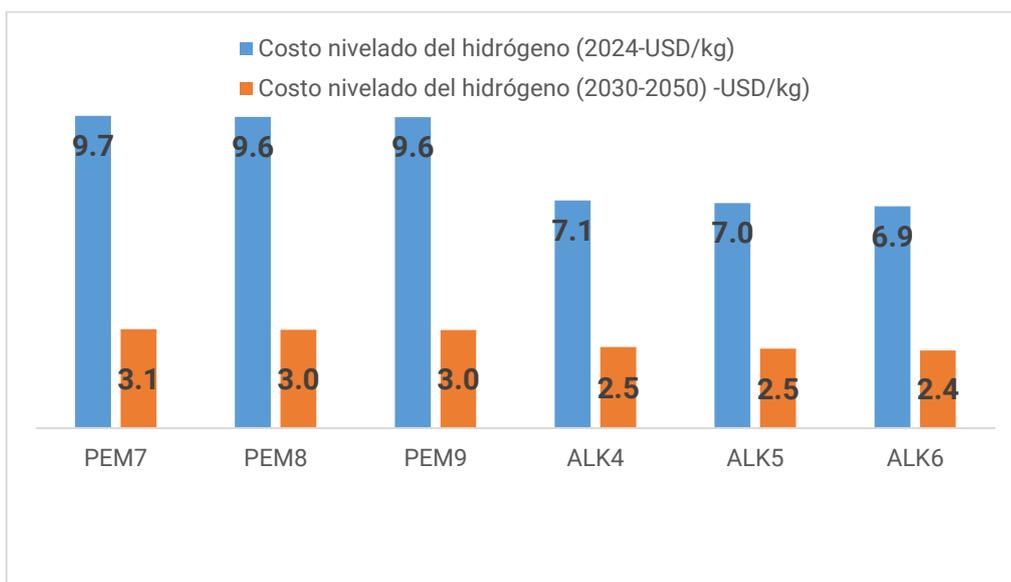


Ilustración 11. Costo del hidrógeno verde actual y futuro para 6 tipos de electrolizadores.  
Fuente: elaboración propia.

## VIII. CONCLUSIONES

Los resultados del estudio de potencial indican que, usando el 1% del área disponible por departamento, el potencial técnico para instalación de plantas fotovoltaicas es de 68,123 MW a nivel nacional, lo que permitiría producir unos 103 GWh/año. Los 3 departamentos que más se destacan por su irradiación solar son Valle, Choluteca y Lempira. Sin embargo, Olancho dispone de mayor área (km<sup>2</sup>), por lo que la capacidad instalada y la generación eléctrica potencial es la más elevada del país (19,875 GWh/año).

Actualmente, el potencial técnico para producción de hidrógeno verde con sistemas fotovoltaicos en el país es de 1.66-1.76 Mt/año, siendo Olancho, Francisco Morazán y El Paraíso, los departamentos con mayor potencial estimado total. Para 2050 se estima que el potencial de producción de hidrógeno verde con sistemas fotovoltaicos se acerque a las 1.9 Mt/año. Sin embargo, es importante enfatizar que los departamentos con mayor irradiación solar por área de superficie son Valle, Choluteca y Lempira.

El potencial técnico eólico estimado asciende a 3,024 MW a nivel nacional, equivalente a una generación eléctrica anual cercana a los 9,515 GWh/año. Los departamentos que más se destacan por sus velocidades de viento y el potencial de generación eléctrica son Francisco Morazán, El Paraíso y Choluteca. El potencial para producción de hidrógeno verde es de 0.15-0.16 Mt/año, siendo Francisco Morazán, El Paraíso y Choluteca, los departamentos con mayor potencial estimado. Para 2050, este potencial podría aumentar a 0.17 Mt/año.

El potencial hidroeléctrico nacional considerado fue 1,820 MW con una generación hidroeléctrica potencial de 6,377 GWh/año. Con esta electricidad sería posible producir 0.10-0.11 Mt/año y 0.12 Mt/año de hidrógeno verde en 2050; destacándose los departamentos de Santa Bárbara, Olancho y Cortés

El potencial geotérmico se estimó en 250 MW y aún no es posible delimitarlo por departamentos por falta de estudios detallados. La producción de electricidad sería de cerca de 2000 GWh/año y la producción potencial de hidrógeno verde con esta energía sería de 0.032-0.034 Mt/año y alcanzaría 0.36 Mt/año para 2050. Vale destacar en este punto, que el elevado factor de capacidad de las plantas geotérmicas, su capacidad firme y su no intermitencia, hacen atractiva y necesaria la continuidad de los estudios que vinculen el potencial existente, con sitios con costos de producción de electricidad relativamente bajos que favorezcan la producción de hidrógeno.

Los departamentos donde existe un mayor potencial por área de superficie disponible son Santa Bárbara (34.6 t/km<sup>2</sup>/año), Choluteca (32.7 t/km<sup>2</sup>/año) y La Paz (30.9 t/km<sup>2</sup>/año). Santa Bárbara está en primer lugar debido a su ostensible concentración de potencial hidroeléctrico, superior inclusive al fotovoltaico. No es el caso de Choluteca y de la Paz, donde el mayor potencial sería vía el recurso solar y eólico.

La producción potencial de hidrógeno usando residuos sólidos y aguas residuales sería de aproximadamente 32,659 toneladas/año y los 3 departamentos con mayor potencial, son los más poblados (Cortés, Francisco Morazán y Yoro). Es importante, sin embargo, señalar que la capacidad de aprovechamiento de residuos dependerá de la efectividad de la gestión de estos.

El estiércol de la producción ganadera también tiene un potencial relevante para producir biometano e hidrógeno verde. El biometano proveniente de estiércol bovino y porcino podría ser utilizado para una producción anual de 37,307 toneladas de hidrógeno. En el caso de la pulpa de café, los resultados indican que la producción potencial de biometano sería de 66.2 millones de m<sup>3</sup>/año con la producción nacional de café actual, lo que equivale a una producción de hidrógeno verde de cerca de 14,757 t/año. Los 3 departamentos con mayor potencial energético serían Comayagua, El Paraíso y Lempira.

Honduras tendría un potencial total de 2,303 kt/año o 2.3 Mt/año de producción de hidrógeno verde con su potencial de fuentes de energía renovable (electrólisis +

biometano). Este potencial estimado equivale al 2.4% de la demanda mundial de hidrógeno registrada en 2022 (95 Mt) [1].

Se analizó la demanda interna de hidrógeno en 4 segmentos de la industria: transporte, fertilizantes, incremento de la cobertura de energía eléctrica y producción de cemento. La conclusión general es que la producción potencial de hidrógeno verde es muy superior a la demanda potencial interna. Por lo tanto, si se crean las condiciones habilitantes en materia legal y de infraestructura, existe potencial exportar hidrógeno verde o productos como fertilizantes o cemento de bajas emisiones al mercado internacional.

Cuando se analizan las emisiones evitadas, dos potenciales actividades económicas demanda destacan: transporte y producción de cemento. Sin embargo, desde el punto de vista ambiental, todo proyecto de hidrógeno verde debe considerar el consumo de agua requerido para la electrólisis o para la transformación del biometano.

Finalmente, el costo del hidrógeno verde actual se estimó entre 7- 10 USD/kg. Este costo es muy superior al costo del hidrógeno convencional usando gas natural o carbón mineral. Sin embargo, la reducción de los precios de los electrolizadores y, principalmente, de los costos nivelados de la electricidad renovable fotovoltaica, permitirán una reducción del costo nivelado del hidrógeno verde a 2.4-3 USD/kg.

Esto nos señala que la prioridad para proyectos de hidrógeno verde en Honduras debe ser a través de sistemas fotovoltaicos, específicamente en las regiones con mayor factor de capacidad (e.g., Choluteca). Esto permitiría un costo del hidrógeno más competitivo. Sin embargo, las regiones con mayor potencial solar tienden a ser las regiones más secas. Por lo tanto, es importante considerar la suficiente oferta de agua para desarrollar los procesos de producción. Es posible utilizar fuentes de agua salada y desalinizar para utilizar una fuente abundante de agua. Sin embargo, esto incrementa los costos de producción del hidrógeno verde y debe considerarse en los análisis.

Adicionalmente, estos análisis preliminares deben complementarse con otros criterios de selección y/o priorización (e.g., infraestructura para transporte y proximidad de los núcleos de demanda interna o para la exportación). En este sentido, es importante no excluir tecnologías como la geotermia, la cual tiene costos de capital dependientes del sitio de generación y previstos a reducirse en el mediano plazo [26]. Por lo tanto, con costos de capital relativamente bajos, puede ser económicamente interesante por su alto factor de capacidad, su capacidad firme y la no intermitencia.

## IX. Anexos Metodológicos

### A. Potencial Energético Renovable en Honduras

#### A.1. Estimar el Área Disponible por Departamento

La estimación del potencial eólico y fotovoltaico exige el cálculo del área disponible para instalar plantas eólicas y fotovoltaicas. Los análisis fueron realizados por departamentos y para cada departamento se estimó el área disponible. Para estimar el área disponible se utilizó un sistema de información geográfico (SIG) con informaciones geográficas proporcionadas por la SEN, por el Sistema Nacional de Información Territorial y Google Street. El área disponible se calculó de la siguiente manera:

$$AD_i = \text{Área total}_i - \text{Área ocupada}_i (\text{viviendas} + \text{áreas protegidas} + \text{carreteras y caminos}) \quad \text{Eq. (A1)}$$

Para poder estimar el área disponible utilizada fue necesario:

- ✓ Descontar las áreas protegidas, cuerpos de agua y viviendas.
- ✓ Adquirir y revisar datos de la red vial de Honduras de varias fuentes; se seleccionaron datos de *OpenStreetMap* por la mayor facilidad para trabajar con ellos.
- ✓ Investigación de las características de la red vial de Honduras, para estimar el ancho del derecho de vía.
- ✓ Asignación de valores estimados de derecho de vía a las diferentes categorías de caminos y carreteras en los datos obtenidos. Se asignó un derecho de vía de 50 m a las carreteras troncales y de la red primaria; 30 m a las carreteras de la red secundaria y 12 m a los caminos terciarios; se ignoraron los caminos de mulas y similares.
- ✓ Creación de las correspondientes capas geoespaciales de derecho de vía.
- ✓ Cálculo de la superficie disponible en cada departamento después de realizadas todas las operaciones de diferencia o resta.

La Tabla A1. presenta los resultados de las estimaciones de las áreas disponibles.

Tabla A1. Áreas estimadas disponibles por departamentos en Honduras.

Número	Departamentos	Superficie (km <sup>2</sup> )	Áreas disponibles (%)
1	Atlántida	4,362	52%
2	Choluteca	4,398	85%
3	Colón	8,238	55%
4	Comayagua	5,121	78%
5	Copán	3,240	91%
6	Cortés	3,911	69%
7	El Paraíso	7,384	91%
8	Francisco Morazán	8,581	90%
9	Gracias a Dios	16,156	40%
10	Intibucá	3,127	82%
11	Islas de la Bahía	230	68%
12	La Paz	2,535	70%
13	Lempira	4,286	84%
14	Ocotepeque	1,639	72%
15	Olancho	23,997	64%
16	Santa Bárbara	5,013	90%
17	Valle	1,618	79%
18	Yoro	7,828	84%

## A.2. Potencial Fotovoltaico

**Paso 1.** Establecer el área disponible para plantas fotovoltaicas (ADPF) (km<sup>2</sup>) por departamento. Se asumió un 1% del área disponible como área disponible específicamente para plantas fotovoltaicas (ADPF).

$$ADPF_i = AD_i * 1\% \text{ Eq.(A2)}$$

**Paso 2.** Seleccionar de la literatura científica, la capacidad nominal instalada (CNI) promedio por área disponible para plantas fotovoltaicas (km<sup>2</sup>) por departamento [27].

$$\text{CNI} = 87 \text{ MW/km}^2$$

**Paso 3.** Calcular la potencia instalada fotovoltaica potencial ( $I_{PV(MW)}$ ) por departamento usando los resultados del paso 1 y paso 2.

$$I_{PV(MW)} = \text{CNI} * \text{ADPFi} \text{ Eq. (A3)}$$

**Paso 4.** Calcular el factor de capacidad promedio ( $CF_{PV}$ ) por departamento

$$CF_{PV} = \frac{\text{GHI}}{24\text{h}} * \text{PR} \text{ Eq. (A4)}$$

$CF_{PV}$ : Factor de capacidad (%)

GHI: Irradiación solar horizontal en kWh/m<sup>2</sup>/día de cada departamento [28].

PR: Performance ratio asumido de 76.5% [29], el cual está dentro del rango de países tropicales.

**Paso 5.** Calcular la generación eléctrica potencial anual por departamento (MWh).

Cálculo resultante del producto de la Eq.(A3) y Eq.(A4) multiplicado por 8760 h/año.

### A.3. Potencial Eólico

**Paso 1.** Descargar la velocidad de viento promedio (m/s) por departamento a 100 metros [30].

**Paso 2.** Establecer un rango de 0 a 35 m/s (intervalos de 1 m/s) y estimar la función de distribución de Weibull <sup>5</sup> de las velocidades de viento (horas por año) usando la velocidad promedio del paso 1 y los parámetros de Weibull. El parámetro de forma (k) fue asumido con un valor de 2 y el parámetro de escala ( $\lambda$ ) fue calculado usando el método empírico de Justus [31].

**Paso 3.** Seleccionar una turbina referencia (en este caso la V-90) y usar la curva de potencia de la turbina [32] para la generación eléctrica en cada rango de velocidad de viento. La Tabla A2 presenta los parámetros de la turbina seleccionada.

---

<sup>5</sup> Expresa la frecuencia con que sopla el viento en un rango de velocidad determinado.

Tabla A2. Parámetros de la turbina V-90

Supuestos y parámetros eólicos	
Modelo	Vestas (V90)
Potencia nominal (MW)	2
Velocidad de entrada en operación (m/s)	4
Velocidad de salida de operación (m/s)	25
Diámetro de la hélice (m)	90
Área de rotor (m <sup>2</sup> )	6362
Densidad de potencia por superficie (MW/km <sup>2</sup> )	7.05

**Paso 4.** Calcular la generación anual y factor de capacidad anual.

**Paso 5.** Calcular la densidad de potencia por superficie (MW<sub>posiblesdeinstalar</sub>/km<sup>2</sup>) para la turbina V-90.

**Paso 6.** Calcular la potencia instalada potencial usando la densidad de potencia (MW<sub>posiblesdeinstalar</sub>/km<sup>2</sup>) y el 1% del área disponible en cada departamento.

**Paso 7.** Calcular la producción de electricidad eólica potencial (MWh) usando el factor de capacidad y la potencia instalada del paso anterior.

#### A.4. Potencial de Biometano Usando Residuos Sólidos Municipales

$$B_{RSM} = \left( \frac{Pob * Prsm * Ps * 365 \text{ días}}{1000 \text{ kg}} \right) * Bp * CM \text{ Eq. (A5)}$$

B<sub>RMS</sub>: biometano producido por residuos sólidos municipales (m<sub>3</sub>/año)

Pob: población de cada departamento

Prsm: producción de residuos sólidos municipales (0.48 kg/per cápita/día) [33].

Ps: Porcentaje de la población con servicio de recolección (asumido en 70% de la población).

Bp: producción de biogás por tonelada de residuo sólido (150 m<sup>3</sup>/ton) [34].

CM: Contenido de metano en el biogás (65%).

#### A.5. Potencial De Biometano Usando Aguas Residuales Urbanas

$$B_{AR} = \left( \frac{Pob * Pbp * Par * 365 \text{ días}}{1000 \text{ L}} \right) * CM \text{ Eq. (A6)}$$

$B_{AR}$ : biometano producido por aguas residuales ( $m^3/año$ )

Pob: población de cada departamento

Pbp: producción de biogás (22 L/per cápita/día) [35].

Par: Porcentaje de la población con servicio de aguas residuales [36].

CM: Contenido de metano en el biogás (65%)

#### A.6. Potencial de Biometano Usando Estiércol De Ganado (bovino y porcino)

$$PMA_{(i,j)} = Ncg_{(i,j)} * Pe_{(i,j)} * Tr_{(i,j)} * Cma_{(i,j)} * CM \text{ Eq. (A7)}$$

$PMA_{(i,j)}$ : Producción de metano ( $m^3/año$ ) de ganado bovino (i) o porcino (j).

$Ncg_{(i,j)}$ : Número de cabezas de ganado bovino (i) [37] o porcino (j) [38].

$Pe_{(i,j)}$ : Estiércol producido por cabeza de ganado bovino (i) o porcino (j) (3650 y 821 ton/año, respectivamente) [39].

$Tr_{(i,j)}$ : Tasa de recuperación estimada del estiércol (asumida en 50% para bovinos y 85% para porcinos).

$Cma_{(i,j)}$ : Coeficiente de conversión del estiércol del ganado bovino (i) o porcino (j) a biogás (40  $m^3/ton$  y 25  $m^3/ton$ , respectivamente) [35].

CM: Contenido de metano en el biogás (65%).

#### A.7. Potencial de Biometano Usando Pulpa de Café

$$Pmpc = \left( \frac{Ac * Cpc}{1000kg} \right) * Cbp * CM \text{ Eq. (A8)}$$

Pmpc: producción de metano ( $m^3$ )

Ac: área cultivada de café (ha) [40].

Cpc: coeficiente de producción de pulpa de café (1928.45 kg/ha/año) [41].

Cbp: producción de biogás (180  $m^3/ton$  de pulpa de café) [42].

CM: Contenido de metano en el biogás (65%)

### B. Producción de Hidrógeno Verde

$$P_{H2,i,n} = \frac{I_{i,n} * CF_i * 8760 h}{\alpha_{i,n,k}} \text{ Eq. (B1)}$$

Donde:

$P_{H_2,i,n}$  : Producción anual de hidrógeno verde (toneladas) por tipo de tecnología (i) en el año (n)

$I_{i,n}$ : Capacidad instalada potencial por tipo de tecnología (i) en el año (n) en MW.

$CF_i$  : Factor de capacidad de cada planta de generación eléctrica renovable.

$\alpha$ : Consumo específico de electricidad por tipo de electrolizador (i,n,k) (kWh/kg). Se utilizaron 3 tipos de electrolizadores, un PEM (i) con consumo específico de electricidad de 62.44 kWh/kg de H<sub>2</sub> [25], un ALK (n) (58.94 kWh/kg de H<sub>2</sub>) [25] y uno proyectado a 2050 (k) (54.8 kWh/kg de H<sub>2</sub>) [43].

### C. Requerimientos de Hidrógeno para Electrificación Nacional

$$Ph = \frac{Ce(i,j)*Nv(i,j)}{Epem*Fu*Pch} \text{ Eq. (C1)}$$

Donde:

Ph: Hidrógeno requerido

Ce: consumo promedio anual de electricidad por vivienda urbana (100 kWh/mes) y rural (72.6 kWh/mes).

Nv: número de viviendas sin cobertura de energía de eléctrica en la zona urbana (i) y rural (j).

Epem: eficiencia del electrolizador-PEM

Fu: Factor de conversión

Pch: Poder calorífico superior del hidrógeno

Los parámetros y supuestos para calcular la Eq. (C1) se presentan en la Tabla C1.

Tabla C1. Parámetros y supuestos para estimar la demanda de hidrógeno para electrificación.

Parámetros y supuestos	
Consumo de electricidad mensual (kWh) -Rural (Escenario V)	72.6 [19]
Consumo de electricidad mensual (kWh) - Urbano	100
Poder calorífico superior (kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> )	3.54 [14]

Eficiencia del electrolizador – PEM	0.58 [14]
Factor de conversión del H <sub>2</sub>	0.8 [14]
1 nm <sup>3</sup> = kg	0.08988

#### D. Requerimientos de hidrógeno verde para la industria cementera

Tabla D1. Parámetros y supuestos para estimar el uso de hidrógeno verde en la industria cementera

Parámetros y supuestos	
Conversión de clínker a cemento	0.72 [44]
Consumo específico de energía térmica para producir cemento (kWh/t)	105 [21]
Poder calorífico superior del H <sub>2</sub> (kWh/kg)	39.4
Producción de cemento (toneladas por año)	2,000,000

La Ecuación D1 y la Tabla D1 fueron utilizadas para estimar la demanda de hidrógeno verde necesario para sustituir el combustible fósil en el proceso directo de producción de cemento.

$$CemH = \frac{(P_{cem} * Cec * PuH_2)}{H_2HHV} \text{ Eq. (D1)}$$

Donde:

CemH: Requerimientos de hidrógeno verde (t/año)

P<sub>cem</sub>: Producción anual de cemento (t)

Cec: Consumo específico de energía térmica para producir cemento (kWh/t)

PuH<sub>2</sub>: Porcentaje de inyección de hidrógeno verde (e.g., 2.5%, 5%, etc.).

H<sub>2</sub>HHV: poder calorífico superior del hidrógeno (kWh/kg)

## E. Análisis Económico de la Producción de Hidrógeno Verde

**Paso 1.** Se estimó el **costo nivelado de la electricidad actual y futuro**. La fórmula del costo nivelado de la electricidad usada fue la siguiente:

$$LCOE = \frac{CAPEX * FRC + Fc}{8760 h * CF} \text{ Eq. (E1)}$$

Donde:

LCOE: Costo nivelado de la electricidad de cada tecnología (USD/kWh)

CAPEX: Costo de capital de cada tecnología (USD/kW)

FRC: Factor de recuperación de capital

Fc: costos fijos (USD/kw-año)

CF: factor de capacidad de la tecnología

La fórmula del FRC (Factor de recuperación de capital) para anualizar las inversiones es la siguiente:

$$FRC = \frac{i}{[1 - (1+i)^{-N}]} \text{ Eq. (E2)}$$

Donde:

FRC: Factor de recuperación de capital

i= tasa de descuento anual (12% actual, 10% futuro)

N: vida del proyecto

Adicionalmente, se utilizaron los valores de la Tablas E1 y E2.

Tabla E1. Parámetros y supuestos para calcular el costo nivelado de la electricidad actual por tipo de tecnología.

Tipo	Factor de capacidad	Costo de capital (US\$/kW)	Vida del proyecto (años)	Costo de capital anualizado (US\$/kW)	Costo fijo (US\$/kW-año)
Hidroeléctricos	40%	2881	40	349	5.2
Eólico	50%	1694	25	216	30
Fotovoltaico	20%	876	25	112	7.4
Geotérmicos	90%	3478	25	443	110

\*Los valores de los costos de capital y costos fijos fueron tomados de la Ref. [45].

Tabla E2. Parámetros y supuestos para calcular el costo nivelado de la electricidad futuro por tipo de tecnología.

Tipo	Factor de capacidad	Costo de capital (US\$/kW)	Vida del proyecto (años)	Costo de capital anualizado (US\$/kW)	Costo fijo (US\$/kW-ano)
Hidroeléctricos	40%	2881	40	295	4.4
Eólico*	50%	800	25	88	25.5
Fotovoltaico**	20%	340	25	37	6.29
Geotérmicos	90%	3478	25	383	110

\*Los valores de los costos de capital y costos fijos fueron tomados de la Ref. [46].

\*\* Los valores de los costos de capital y costos fijos fueron tomados de la Ref. [47].

**Paso 2.** Estimar el costo nivelado del hidrógeno verde actual con los costos nivelados de la electricidad y los parámetros actuales. Para el costo nivelado actual se utilizaron los parámetros y supuesto de la Tabla E3. Para detalles de la metodología consultar la Ref. [25].

Tabla E3. Parámetros y supuestos para calcular el costo nivelado del hidrógeno verde actual.

Parámetros y supuestos	
Uso de electricidad del electrolizador alcalino (kWh/kg)	58.94
Uso de electricidad del electrolizador PEM (kWh/kg)	62.44
Eficiencia del electrolizador alcalino (%)	70.78%
Eficiencia del electrolizador PEM (%)	68.96%
Costo de mantenimiento del electrolizador alcalino (% of CAPEX)	3.68%
Costo de mantenimiento del electrolizador PEM (% of CAPEX)	2.97%
Costo estimado del contenedor (40*8 ft) (USD)	5000
Tarifa de envío del contenedor (USD)	20000
Vida útil de los electrolizadores (h de operación)	40000
Factor de planta	95%
Horas de operación (año)	8322
Vida útil por unidad (año)	4.8

Tasa de descuento (año)	12%
FRC	0.29

**Paso 3.** Estimar el costo nivelado del hidrógeno verde futuros con los costos nivelados de la electricidad futuros y una reducción del 50% en el CAPEX de los electrolizadores. Fueron utilizados los parámetros y supuesto de la Tabla E4. Para detalles de la metodología consultar la Ref. [25].

Tabla E4. Parámetros y supuestos para calcular el costo nivelado del hidrógeno verde futuro.

Parámetros y supuestos	
Uso de electricidad del electrolizador alcalino (kWh/kg)	54.8
Uso de electricidad del electrolizador PEM (kWh/kg)	54.8
Eficiencia del electrolizador alcalino (%)	80%
Eficiencia del electrolizador PEM (%)	80%
Costo de mantenimiento del electrolizador alcalino (% of CAPEX)	3.68%
Costo de mantenimiento del electrolizador PEM (% of CAPEX)	2.97%
Costo estimado del contenedor (40*8 ft) (USD)	5000
Tarifa de envío del contenedor (USD)	20000
Vida útil de los electrolizadores (h de operación)	80,000
Factor de planta	95%
Horas de operación (año)	8322
Vida útil por unidad (año)	9.6
Tasa de descuento (año)	12%
FRC	0.18

## X. Referencias Bibliográficas

- [1] IEA, «Energy Systems/Low emission fuels/Hydrogen,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/hydrogen>. [Último acceso: 2024].
- [2] Centro Nacional del Hidrógeno, [En línea]. Available: <https://www.cnh2.es/el-hidrogeno/>.
- [3] IBERDROLA, [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/hidrogeno-verde>.
- [4] F. Vanoy, «El desarrollo de la industria del hidrógeno verde en América Latina,» Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe, 28 Julio 2023. [En línea]. Available: <https://www.caf.com/es/conocimiento/visiones/2023/07/el-desarrollo-de-la-industria-del-hidrogeno-verde-en-america-latina/>. [Último acceso: 2024].
- [5] World Economic Forum, «La UE aumenta su apoyo al hidrógeno renovable frente a la feroz competencia mundial,» Energy Transition, 2023 Julio 2023. [En línea]. Available: <https://es.weforum.org/agenda/2023/07/aumenta-el-apoyo-de-la-ue-al-hidrogeno-verde-en-europa-a-medida-que-se-intensifica-la-competencia-mundial/>. [Último acceso: 2024].
- [6] Apilados, «Tecnologías para la producción de hidrógeno – Los colores del hidrógeno,» [En línea]. Available: <https://apilados.com/blog/tecnologias-para-la-produccion-de-hidrogeno-los-colores-del-hidrogeno/>. [Último acceso: 2024].
- [7] Argos ONE, «Noticias y tendencias,» Sala de Prensa, 7 Septiembre 2022. [En línea]. Available: <https://argos.co/argos-implements-an-innovative-hydrogen-injection-process-at-its-honduran-oven-for-a-more-sustainable-operation/>. [Último acceso: 2024].
- [8] I. Pérez, Producción de Hidrógeno a Alta Temperatura, Sevilla: Trabajo Fin de Grado. Grado de Ingeniería de la Energía., 2020.
- [9] R. Casavázquez, Purificación de hidrógeno mediante un sistema PSA, Sevilla: Universidad de Sevilla. Grado en Ingeniería Química, 2020.
- [10] D. Nuevo, «eshidrógeno,» 2024 marzo 2024. [En línea]. Available: <https://eshidrogeno.com/reformado/>.
- [11] SEN, «Hoja de Ruta para la promoción del aprovechamiento del biogás en pequeña y mediana escala en los sectores priorizados en Honduras,» 2022.
- [12] Instituto Hondureño del Café, «Exportaciones,» 2022. [En línea]. Available: [www.ihcafe.hn/exportaciones](http://www.ihcafe.hn/exportaciones).
- [13] SEN, «Prospectiva Energética. Adopción de la Electromovilidad 2019-2050,» 2019.
- [14] F. P. A. A.-P. J. Posso, «Towards The Hydrogen Economy: Estimation of green hydrogen production potential and the impact of its uses in Ecuador as a case study,» *International Journal of Hydrogen Energy*, nº 48, pp. 922-942, 2023.

- [15] SEN, «INFORME ESTADÍSTICO MENSUAL DE COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS EN HONDURAS. ACUMULADO 2023.,» 2024.
- [16] INE, «Comportamiento de las importaciones y exportaciones de fertilizantes 2018-2022,» Octubre 2023. [En línea]. Available: <https://ine.gob.hn/v4/2023/10/31/comportamiento-de-las-importaciones-y-exportaciones-de-fertilizantes-2018-2022/>. [Último acceso: 2024].
- [17] Empresa de Pesquisa Energética, «Potencial Técnico de H<sub>2</sub> e de Urea do biogás de residuos. De quanto estamos falando?,» Publicações, 2023.
- [18] F. P. A. A. J. Posso, «Towards The Hydrogen Economy: Estimation of green hydrogen production potential and the impact of its uses in Ecuador as a case study,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48, n° 32, pp. 11922-11942, 2023.
- [19] SEN, «INFORME DE COBERTURA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD. Datos a Diciembre de 2022.,» 2023.
- [20] Banco Interamericano de Desarrollo, «Acelerando la descarbonización de la industria pesada en América Latina y el Caribe: nota introductoria,» 2023.
- [21] Federación Interamericana del Cemento, «Informe Estadístico,» 2021.
- [22] F. Y. A. R. D. Williams, «Decarbonisation pathways of the cement production process via hydrogen and oxy-combustion,» *Energy Conversation and Management*, vol. 300, 2024.
- [23] United States Environmental Protection Agency, «Energy and the Environment,» Greenhouse Gases Equivalencies Calculator - Calculations and References, [En línea]. Available: <https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gases-equivalencies-calculator-calculations-and-references>. [Último acceso: 2024].
- [24] International Renewable Energy Agency, «Water for hydrogen production,» 2023.
- [25] A. M. D. R. D. R. P. F. A. Henry, «Techno-economic analysis to identify the optimal conditions for green hydrogen production,» *Energy Conversion and Management*, n° 291, 2023.
- [26] A. S. A. A. M. M. B. C. Oyewo, «A novel geothermal-PV led energy system analysis on the case of the central American countries Guatemala, Honduras, and Costa Rica,» *Renewable Energy*, vol. 221, 2024.
- [27] M. B. G. Bolinger, «Land Requirements for Utility-Scale PV: An Empirical Update on Power and Energy Density,» *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 12, n° 2, pp. 589-594, 2022.
- [28] Solargis s.r.o. on behalf of the World Bank Group, «Global Solar Atlas 2.0,» 2024. [En línea]. Available: <https://globalsolaratlas.info/map?c=11.523088,8.173828,3..> [Último acceso: 2024].
- [29] C. G. R. C. Z. D. C. A. A. N. B. R. A. & S. I. L. Meza, «Toward a 100% renewable island: A case study of Ometepe's energy mix.,» *Renewable Energy*, n° 132, pp. 628-648, 2019.

- [30] N. Davis, J. Badger, A. Hahmann, B. Hansen, N. Mortensen y M. Kelly, «The Global Wind Atlas: A high-resolution dataset of climatologies and associated web-based application,» *Bulletin of the American Meteorological Society*, vol. 104, n° 8, pp. E1507-E1525, 2023.
- [31] C. H. W. M. A. G. D. Justus, «Methods for estimating wind speed frequency distributions,» *J. Appl. Meteorol.*, vol. 3, n° 17, pp. 350-353, 1978.
- [32] S. B. L. Matysik, «Wind-turbine-models.com,» 2024. [En línea]. Available: <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/16-vestas-v90> . [Último acceso: 2024].
- [33] N. C. D. R. R. Requena, «Generación y composición de residuos sólidos domiciliarios en Honduras durante la pandemia Covid-19,» *Ingeniería*, vol. 27, n° 3, 2022.
- [34] A. T.-G. A. R. M. J. A. Heidari-Maleni, «Biogas production and electrical power potential, challenges and barriers from municipal solid waste (MSW) for developing countries: A review study in Iran.,» *Journal of Agriculture and Food Research*, 2023.
- [35] World Biogas Association , «Global Potential of Biogas,» London, 2019.
- [36] Banco Mundial, «Datos,» People using safely managed sanitation services (% of population) - Honduras, 2024. [En línea]. Available: <https://datos.bancomundial.org/indicador/SH.STA.SMSS.ZS?end=2022&locations=HN&start=2000&view=chart>. [Último acceso: 2024].
- [37] SAG, «Presentan análisis de la ganadería de leche y carne de Honduras,» Sala de Prensa, 21 Julio 2023. [En línea]. Available: <https://www.prensa.sag.gob.hn/2023/07/21/presentan-analisis-de-la-ganaderia-de-leche-y-carne-de-honduras/#:~:text=El%20consultor%20detall%C3%B3%20que%20el,millones%20de%20hect%C3%A1reas%20de%20pasto>. [Último acceso: 2024].
- [38] FAO, «Existencias. Porcinos,» Cultivos y productos de ganadería, 2022. [En línea]. Available: <https://www.fao.org/faostat/es/#data/QCL>. [Último acceso: 2024].
- [39] M. Varnero, «Manual de Biogás,» Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), Chile, 2011.
- [40] I. H. d. Café, «Cantidad de Productores, Área cultivada, Producción de Café y Productividad Estratificada por Departamento y Municipio. Cosecha 2022-2023,» 2023.
- [41] F. Torres, «Evaluation of the Energy Potential of Waste Generated in Coffee Processing in Honduras,» *Summary Of The Final Master's Project. University of Zaragoza.* , 2011.
- [42] R. S.-R. C. M.-L. D. R. S.-S. F. G.-A. J. Ramos-Hernández, «Evaluation of bioenergy potential from coffee pulp trough System Dynamics,» *Renewable energy*, vol. 165, pp. 863-877, 2021.
- [43] J. D. R. P. R. E. R. A. R. H.-B. A. C. N. L. Yates, «Techno-economic Analysis of Hydrogen Electrolysis from Off-Grid Stand-Alone Photovoltaics Incorporating Uncertainty Analysis,» *Cell Reports Physical Science*, vol. 1, n° 10, 2020.

- [44] Y. Villagrán-Zaccardi, R. Pareja, L. Rojas, E. F. Irassar, A. Torres-Acosta, J. Tobón y V. John, «Overview of Cement and Concrete Production in Latin America and the Caribbean With a Focus on the Goals of Reaching Carbon Neutrality,» *RILEM Technical Letters*, vol. 7, pp. 30-46, 2022.
- [45] IRENA, «Renewable Power Generation Costs in 2022,» 2023.
- [46] IRENA, «Future of wind. Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects,» 2019.
- [47] IRENA, «Future of solar photovoltaic. Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. Executive Summary,» 2019.

