



HOJA DE RUTA DEL HIDRÓGENO VERDE EN ECUADOR

Ministerio de
Energía y Minas

 **Gobierno
del Ecuador**

GUILLERMO LASSO
PRESIDENTE

PRESIDENTE DE LA REPUBLICA
Guillermo Lasso Mendoza

MINISTRO DE ENERGÍA Y MINAS
Fernando Santos Alvite

**VICEMINISTRO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA
RENOVABLE**
Marcelo Jaramillo Carrera

**DIRECCIÓN DE ANÁLISIS Y PROSPECTIVA
ELÉCTRICA**
Ángel Echeverría Zambrano
Cristian Ligña Cumbal

EQUIPO BID
José Ramón Gómez
Kenol Thys
María Julia Molina

AGRADECIMIENTO ESPECIAL

Ministerio del Ambiente, Agua y Transición
Ecológica

Ministerio de Producción, Comercio Exterior,
Inversiones y Pesca

Ministerio de Transporte y Obras Públicas

Operador Nacional de Electricidad, CENACE

Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP

Empresa Eléctrica Pública Estratégica
Corporación Nacional de Electricidad, CNEL EP

EP PETROECUADOR

Universidad Yachay Tech

Universidad Central del Ecuador

Asociación Ecuatoriana de Hidrógeno H2
Ecuador

Asociación Ecuatoriana de Energía Renovable y
Eficiencia Energética

Asociación de Atuneros del Ecuador

Cámara de Industrias de Manta

Fichtner GmbH & Co. KG

DISEÑO
La Ince S.A.

IMPRESIÓN
La Ince S.A.

Primera Edición, Julio, 2023

© Ministerio de Energía y Minas

Av. República de El Salvador N36-64 y
Suecia 170135

La reproducción parcial o total de esta
publicación, en cualquier forma y por
cualquier medio mecánico o electrónico,
está permitida siempre y cuando sea
autorizada por los editores y se cite
correctamente la fuente.



DISTRIBUCIÓN GRATUITA
PROHIBIDA SU VENTA

Ministerio de Energía y Minas



**Gobierno
del Ecuador**

**GUILLERMO LASSO
PRESIDENTE**

Índice

1	Resumen Ejecutivo.....	8
2	Economía del hidrógeno verde en el mundo y en Ecuador.....	12
3	Oportunidades para Ecuador con la implementación de una economía del hidrógeno verde.....	17
3.1	Cumplimiento de los compromisos de descarbonización.....	17
3.2	Despliegue de las energías renovables.....	18
3.3	Impulso a la industrialización y el desarrollo tecnológico.....	19
3.4	Generación de capacidades técnicas, tecnológicas y de I+D+i.....	20
3.5	Beneficios sociales y ambientales.....	20
3.6	Fortalecimiento institucional.....	21
3.7	Oportunidades en el mercado regional.....	21
4	Ventajas competitivas de Ecuador para la producción de hidrógeno verde.....	24
4.1	Recursos energéticos renovables.....	24
4.2	Disponibilidad de tierras y recursos hídricos.....	28
4.3	Logística.....	30
5	Competitividad del hidrógeno verde y sus derivados producidos en Ecuador.....	31
5.1	Costos nivelados de producción de hidrógeno y sus derivados.....	31
5.2	Potenciales centros de producción.....	36
5.3	Costos totales para exportación.....	41
6	Potencial del mercado doméstico y de exportación.....	44
6.1	Mercado doméstico.....	46
6.2	Mercado de exportación.....	51
6.3	Capacidad de electrólisis.....	54
6.4	Reducción de emisiones de GEI.....	54
7	Visión: Metas, hitos y acciones prioritizadas.....	56
7.1	Fases de la Hoja de Ruta.....	56
7.2	Metas e hitos de las fases de la Hoja de Ruta.....	60
7.3	Acciones prioritizadas para la implementación de la Hoja de Ruta.....	62
8	Riesgos de desarrollo del hidrógeno verde en Ecuador.....	69
8.1	Riesgos tecnológicos.....	69
8.2	Riesgos sociales y ambientales.....	70
8.3	Riesgos de infraestructura y logística.....	71
8.4	Riesgos políticos.....	72
8.5	Clasificación y evaluación de los riesgos principales.....	74
9	Cierre de brechas y política de estado.....	75
9.1	Aspectos económicos y de mercado.....	75
9.2	Aspectos técnicos y tecnológicos.....	77
9.3	Aspectos relacionados con la infraestructura.....	78
9.4	Aspectos socioambientales.....	79
9.5	Políticas públicas para el despliegue del hidrógeno.....	81
10	Apoyo a proyectos piloto.....	89
10.1	Lineamientos para el desarrollo de proyectos piloto.....	89
10.2	Identificación de proyectos clave.....	91
11	Anexo 1: Especificaciones de proyectos piloto y de demostración.....	96
12	Referencias.....	112

1. Resumen Ejecutivo

Ecuador, consciente de la necesidad global de descarbonización de la economía, de los cambios apremiantes que esto implica y de la responsabilidad para con su gente, presenta esta Hoja de Ruta y estrategia nacional para la producción y el uso de hidrógeno verde como uno de los puntos de partida determinantes para impulsar una transición energética justa.

El hidrógeno verde, producido por procesos de electrólisis a partir de electricidad generada con fuentes renovables de energía y agua, se ha venido afianzando a nivel mundial como un factor clave para alcanzar la neutralidad de carbono al 2050. Ecuador cuenta con un potencial relevante de una variedad de fuentes de energía renovables que incluyen la energía hidráulica, solar, eólica, geotérmica y de biomasa y con recursos hídricos adecuados, condiciones que representan la base para su participación en la cadena de valor global del hidrógeno verde y sus derivados.

Con una matriz eléctrica con una alta participación de energía renovable hidráulica (aprox. 60 % de la capacidad total instalada y aprox. 78 % de la generación eléctrica en 2021), la implementación de una economía del hidrógeno verde le permitirá a Ecuador impulsar el despliegue de las energías renovables, de manera que se continúen los esfuerzos de descarbonización de la matriz energética del país, haciendo un uso eficiente de los recursos renovables inexplorados disponibles en el país.

Como complemento a estos recursos necesarios para la producción de hidrógeno verde, Ecuador cuenta además con una infraestructura adecuada para comenzar con el desarrollo de este sector económico, incluyendo redes de transmisión eléctrica, redes de transporte terrestre e infraestructura portuaria, entre otros. El acceso a yacimientos agotados podría ofrecer, además, una solución a futuro para el almacenamiento geológico de grandes volúmenes de hidrógeno verde.

Asimismo, y como factor diferenciador con algunos países de la región, Ecuador tiene acceso a biomasa residual, la que será fundamental como fuente sostenible de CO₂ para la producción de derivados del hidrógeno verde como el metanol y los combustibles sintéticos.

Considerando la cadena de valor completa para el hidrógeno verde y sus derivados se identifica, por tanto, una gran oportunidad para una industrialización verde de Ecuador y la reducción de su dependencia actual de combustibles fósiles, que fomente el desarrollo económico y social en armonía con el medio ambiente. Este desarrollo sostenible le permitirá, adicionalmente, acceder a nuevos mercados internacionales con la exportación de productos con un alto valor agregado. Todo esto se verá reflejado, entre otros aspectos, en la creación de empleos a lo largo de la cadena productiva y en la generación de nuevas capacidades técnicas, tecnológicas y de investigación y desarrollo en el país.

La velocidad que logre dársele a este desarrollo dependerá, sin embargo, en gran medida, de la creación de un marco regulatorio, normativo y de fomento que impulse la implementación de proyectos a lo largo de la cadena de valor del hidrógeno y que atraiga inversiones nacionales e internacionales. Si bien los costos nivelados de

producción del hidrógeno verde estimados son más elevados que los presentados para otros mercados regionales, estos pueden reducirse con un esquema de incentivos y beneficios tributarios adecuado, permitiéndole a Ecuador aprovechar los recursos de energía renovable no convencional disponibles, los cuales quedarían, de otra manera, parcialmente inexplorados. Para esto se requerirá, de manera complementaria, trabajar de manera conjunta a nivel regional (Latinoamérica) y global para desarrollar alianzas estratégicas que permitan la transferencia tecnológica y de conocimientos y el acceso a fuentes internacionales de financiación. Se hace indispensable que el marco regulatorio que se desarrolle sea claro, transparente y estable, de manera que sea resiliente a cambios políticos de corto plazo y ofrezca una seguridad de inversión a todos aquellos interesados en participar. El hidrógeno verde debe ser reconocido por las entidades gubernamentales como factor clave para alcanzar los compromisos de descarbonización y transición energética adquiridos por Ecuador y para situar al país en un puesto relevante en el nuevo panorama energético mundial.

Solo un trabajo coordinado entre los diferentes actores públicos y privados, a través de un modelo de gobernanza adecuado, y un desarrollo armonizado de planes de expansión de infraestructura permitirán alcanzar las metas de

capacidad de electrólisis planteadas en la Hoja de Ruta: 1 GW a 2030, 3 GW a 2040 y 6 GW a 2050.

Tras reconocer el papel fundamental que deberán jugar el hidrógeno verde y sus derivados en el proceso de transición energética que permita alcanzar la neutralidad de carbono a 2050, el compromiso siguiente es implementar las recomendaciones y acciones priorizadas que se identifican en esta Hoja de Ruta, así como facilitar, a corto plazo, la implementación de proyectos piloto y de demostración. Las metas y acciones priorizadas que se han definido en esta Hoja de Ruta se presentan de manera resumida en la siguiente **Figura 1**.

	Fase 1 2023-2025	Fase 2 2025-2030	Fase 3 Mas allá del 2030	
Metas	Capacidades 	· Energías renovables: 0,2 MW · Electrólisis: 0,1 MW	· Energías renovables: 2 GW · Electrólisis: 1 GW	· Energías renovables: 6 GW · Electrólisis: 3 GW
	Inversiones 	· Energías renovables: 170.000 - 440.000 USD · Electrólisis: 400.000 USD	· Energías renovables: 1.714 - 4.400 M USD · Electrólisis: 1.271 M USD	· Energías renovables: 2.605 - 24.000 M USD · Electrólisis: 2.102 M USD
	Ingresos por exportaciones 	· N/A	· 51 M USD por año al 2030	· 1.242 M USD por año al 2040
	Reduccion de emisiones 	· N/A	· 15,7% al 2030	· 36% al 2040
Acciones priorizadas	I + D + i y capacitación 	1. Capacitar personal técnico. 2. Desarrollar programas de formación a nivel universitario.	3. Capacitar las industrias. 4. Continuar con la capacitación en la educación técnica y universitaria. 5. Crear de grupos de I+D.	6. Consolidar los programas de capacitación. 7. Fortalecer las labores de investigación.
	Normativa y regulación 	8. Desarrollar el marco normativo. 9. Establecer definiciones de FERNC. 10. Establecer responsabilidades. 11. Establecer políticas para el despliegue de las FERNC. 12. Establecer condiciones de producción de H ₂ para que sea considerado verde. 13. Desarrollar mecanismos de financiación. 14. Establecer reglas de uso de electricidad.	15. Establecer un esquema de garantías de origen para electricidad, H ₂ verde y sus derivados. 16. Establecer normativa para el desarrollo de infraestructura. 17. Establecer normativa para usos del H ₂ en el sector transporte.	18. Fortalecer el sistema de mercados de carbono. 19. Evaluar el retiro progresivo de subsidios a los combustibles fósiles. 20. Establecer un marco normativo para los derivados del hidrógeno.
	Infraestructura 	21. Evaluar las capacidades actuales y requerimientos a futuro. 22. Evaluar el uso de la red de gas natural. 23. Llevar a cabo la planeación nacional de la infraestructura.	24. Establecer planes de expansión y producción. 25. Desarrollar infraestructura portuaria.	26. Continuar con la implementación de la expansión de infraestructura. 27. Evaluar continuamente los planes de expansión.
	Cooperación internacional 	28. Establecer alianzas a nivel mundial. 29. Establecer alianzas regionales.	30. Afianzar y expandir las alianzas internacionales.	31. Establecer nuevos acuerdos cooperación y financiación.

Figura 1: Metas y acciones priorizadas de la Hoja de Ruta.
Fuente: Elaboración Propia MEM

2. Economía del hidrógeno verde en el mundo y en Ecuador

En la búsqueda global de soluciones sostenibles que permitan limitar los efectos del cambio climático y alcanzar una neutralidad de carbono al año 2050, se ha hecho uso general del término transición energética, en la cual el hidrógeno juega un papel determinante.

La transición energética es un proceso que se da gracias a la convergencia y combinación de diferentes factores, como se presenta en la **Figura 2**, y que tiene como objetivo alcanzar la neutralidad de carbono en una economía específica. Un incremento en el uso de energías renovables para la generación de electricidad, impulsar los procesos de electrificación (toda energía final que pueda ser suplida por electricidad, debe ser suplida por electricidad) y fomentar la implementación de medidas de eficiencia

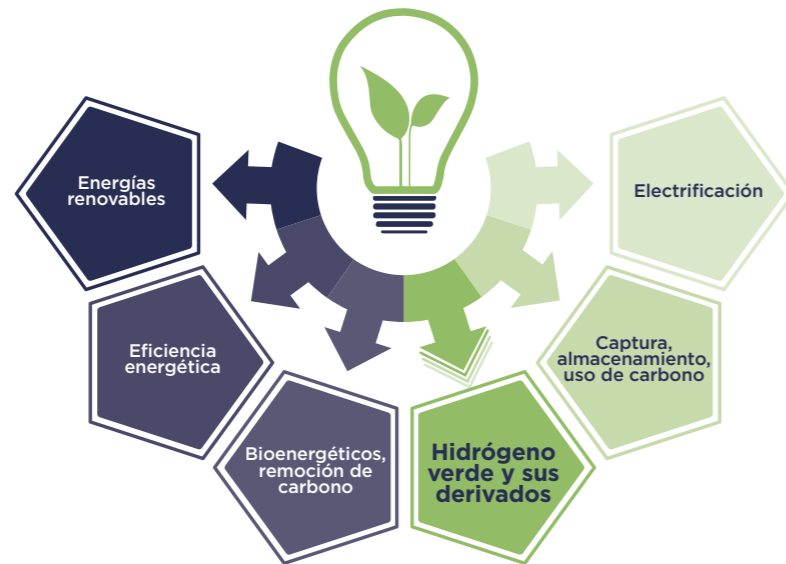


Figura 2: Áreas que se deben considerar en la transición energética.
Fuente: Elaboración Propia MEM.

energética que reduzcan el uso final de energía en todos los sectores consumidores hacen parte de las primeras áreas de acción que se deben considerar en la implementación de un proceso de transición energética. Una vez se ha reducido el uso final de energía (a través de eficiencia energética) y este se ha suplido, en la manera de lo posible, a través de electricidad generada a partir de energías renovables, queda un uso final de energía remanente que requiere de otras soluciones para su descarbonización. Es aquí donde se ha identificado un papel relevante para el hidrógeno verde y sus derivados a futuro.

El hidrógeno es la molécula más común en el universo y se ha venido usando desde hace décadas en la industria (refinerías, química y petroquímica), pero su potencial como vector energético ha estado reducido hasta hace unos años, principalmente a aplicaciones aeroespaciales. El renovado interés en el hidrógeno como vector energético para descarbonizar sectores de difícil electrificación (como el transporte marítimo y aéreo y algunos sectores industriales) ha llevado a enfocarse en maneras de producción de este que tengan un bajo impacto ambiental (bajas emisiones de CO₂) y ha impulsado un sistema de clasificación por colores.

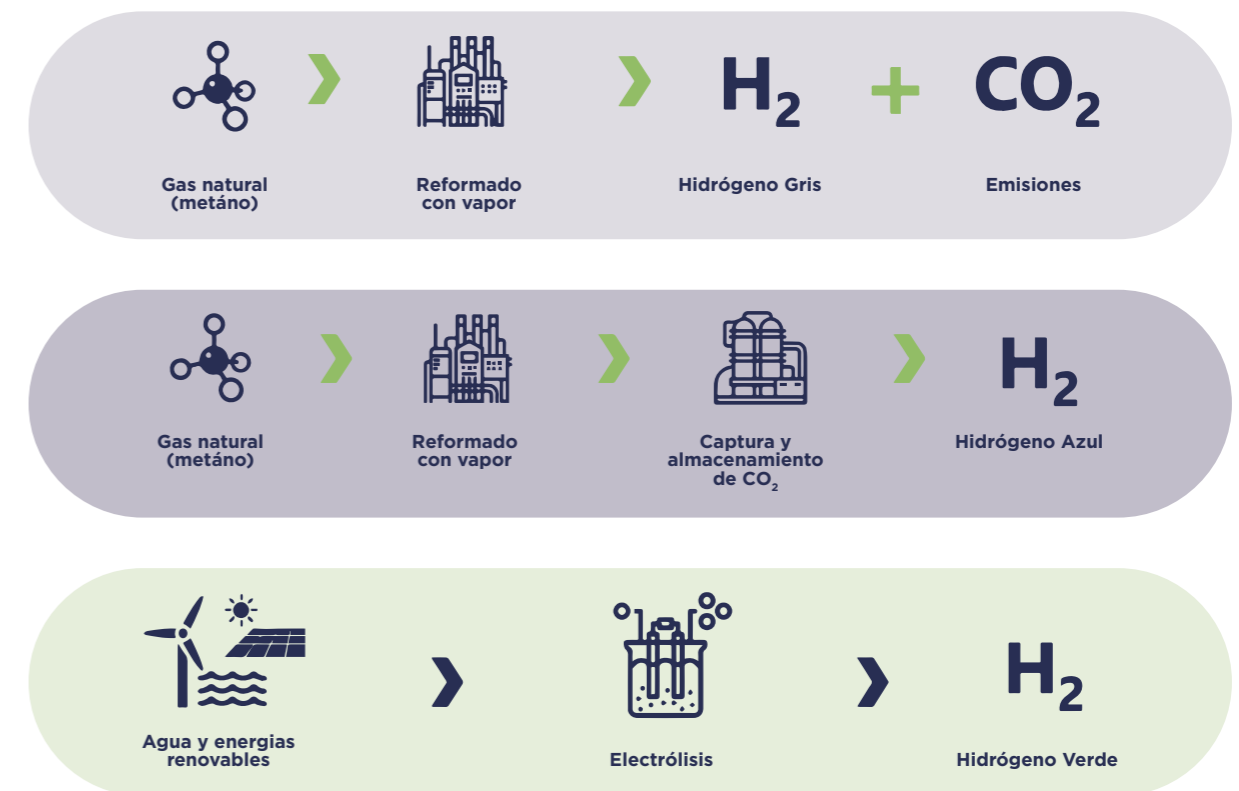


Figura 3: Principales formas de producción de hidrógeno y su clasificación por colores.
Fuente: Adaptado de Schlegel [1].

Los colores que convencionalmente se otorgan al hidrógeno hacen parte de una clasificación que se ha impuesto en los últimos años y que indica las materias primas usadas para su producción y su impacto en el medio ambiente. En la actualidad, la mayoría del hidrógeno requerido se produce a partir de combustibles fósiles, por ejemplo, a través de procesos de reformado de gas natural (teniendo como resultado el llamado hidrógeno gris) y son procesos con altas emisiones asociadas de CO₂. El hidrógeno azul, por su parte es aquel que se

produce a partir de combustibles fósiles pero que cuenta con un sistema de captura y almacenamiento del CO₂ generado en su producción, con lo cual se reducen significativamente las emisiones asociadas. Finalmente, el hidrógeno verde se refiere, de manera general, a aquel producido por procesos de electrólisis alimentados con electricidad renovable sin emisiones asociadas a su producción. Estos tres colores principales se presentan en la **Figura 3**.

El renovado interés en el hidrógeno como vector energético para descarbonizar sectores de difícil electrificación, como el transporte marítimo y aéreo o algunas actividades industriales, ha llevado a la definición de políticas energéticas a nivel mundial, que se enfocan en la sustitución del hidrógeno en sus usos actuales y la ampliación de su uso a aplicaciones nuevas (p.ej. en movilidad), considerando para esto al hidrógeno verde (o de bajas emisiones) y a sus derivados (como el amoníaco y el metanol).

hidrógeno concentrada en las refinerías y algunos sectores industriales y su producción a partir de combustibles fósiles como el carbón y el gas natural, ha hecho que hasta la actualidad estos requerimientos sean cubiertos por producción directa en los sitios en que se requieren; sin embargo, el enfoque futuro en hidrógeno verde y su elevada demanda proyectada para usos tradicionales y para usos nuevos hacen necesario la implementación de una cadena de valor global para el hidrógeno (ver **Figura 5**), considerando que hay un desfase geográfico entre las demandas elevadas y los potenciales de producción y que se deberán, por tanto, producir y transportar grandes volúmenes de hidrógeno y sus derivados.

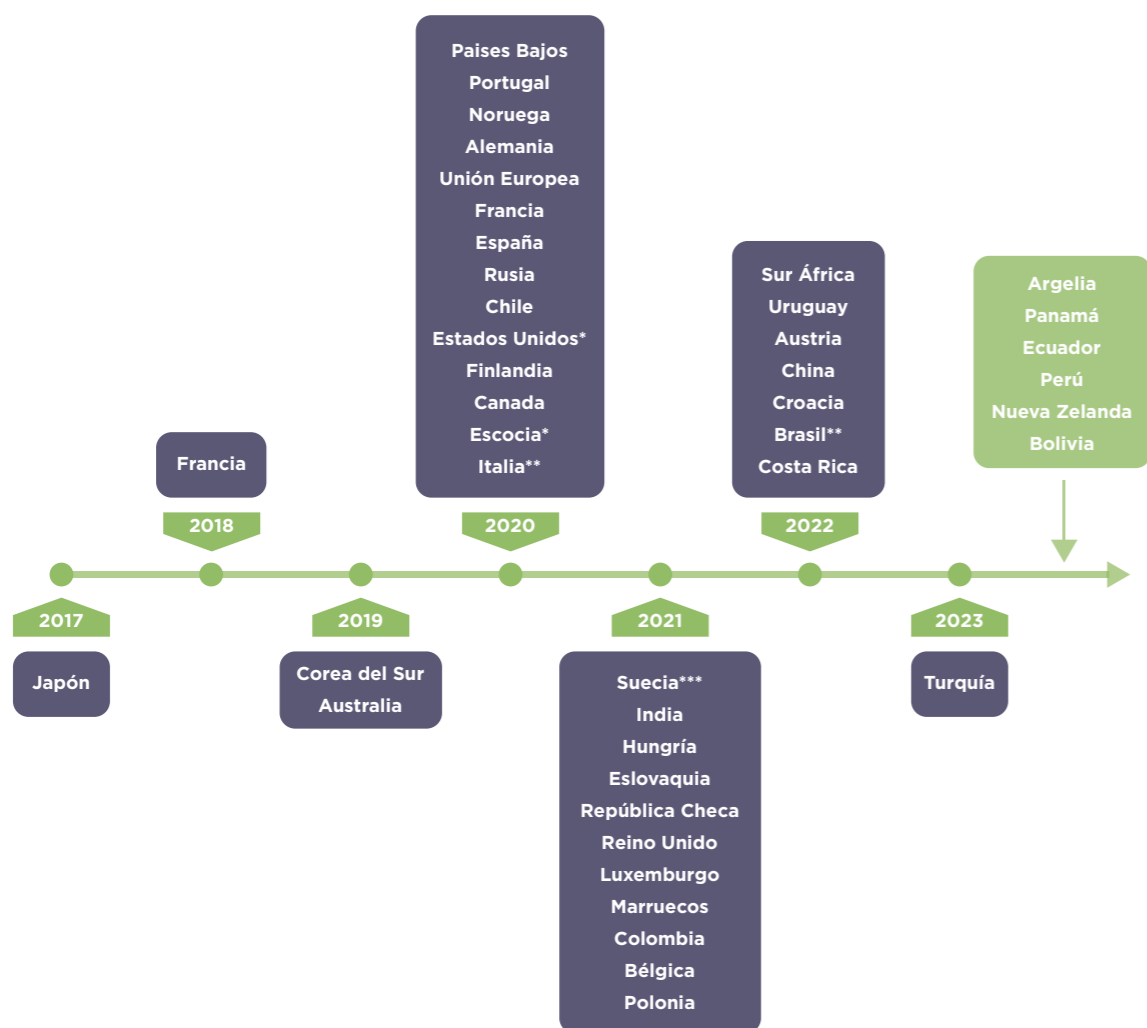
Con la definición de estrategias de hidrógeno, los países buscan aprovechar sus ventajas competitivas propias, de acuerdo con el papel que jugarán en esta cadena de valor global (p.ej. como productores o como consumidores). Las condiciones específicas de cada país hacen, por tanto, que las motivaciones para el desarrollo de una estrategia de hidrógeno sean diversas, pero, en general, estas abarcan la reducción de emisiones, la diversificación del suministro energético y de insumos, el aceleramiento del crecimiento económico, el apoyo al desarrollo tecnológico, la integración de energías renovables en las matrices energéticas y la exportación de productos con valor agregado. De manera general se puede diferenciar entre países que identifican su fortaleza en su potencial de exportación de hidrógeno como, por ejemplo, Australia, España, Colombia, Chile y Uruguay y países con altos consumos potenciales de hidrógeno que no podrán autoabastecerse y que requerirán de importaciones de hidrógeno como, por ejemplo, Japón, Corea del Sur y Alemania.

En este sentido y partiendo de los compromisos de descarbonización adquiridos en el Acuerdo de París en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP-21), diferentes países alrededor del mundo han definido estrategias para impulsar y fomentar el desarrollo de la economía del hidrógeno, en las que se incluyen programas y metas de acuerdo con proyecciones de consumo, infraestructura de producción, transporte y uso final y desarrollo de costos, entre otros.

En la **Figura 4** se muestra la línea del tiempo de la emisión de estrategias u hojas de ruta de hidrógeno, incluyendo los países que están trabajando en su desarrollo y esperan publicar sus respectivas estrategias en el corto plazo.

Las estrategias se han definido, de manera general, en un horizonte de tiempo que se extiende hasta el año 2050, año en el que se debería alcanzar la meta de emisiones netas nulas de CO₂ equivalente (también llamada neutralidad de carbono). Esto conlleva a un incremento significativo en la demanda global de hidrógeno¹, la cual podría casi duplicarse a 2030 y alcanzar 7 veces la demanda actual en el 2050. La demanda actual de

¹ Aproximadamente 94 millones de toneladas de hidrógeno en 2021, de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA).



*Aún no es un plan nacional ** países con lineamientos para el plan nacional *** sin obligación legislativa.

Figura 4: Línea del tiempo de publicación de estrategias de hidrógeno

Fuente: Elaboración Propia MEM.

Ecuador, con sus diversas fuentes de energías renovables (solar, hidráulica, geotérmica, eólica, biomasa), la disponibilidad de recursos hídricos, tierras y fuentes de CO₂ sostenible a partir de residuos de biomasa², cuenta con los requerimientos necesarios para desplegar una economía del hidrógeno verde y sus derivados, que le permita descarbonizar su economía, a la vez que le abre oportunidades nuevas de comercio exterior, con todos los beneficios sociales, ambientales y económicos que esto conlleva.

Ecuador da, con esta estrategia nacional de hidrógeno verde, un paso importante en su integración en la implementación de la cadena global de hidrógeno, reforzando su compromiso con la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel nacional y con la transición energética que permita alcanzar la neutralidad de carbono a nivel mundial.

3. Oportunidades para Ecuador con la implementación de una economía del hidrógeno verde

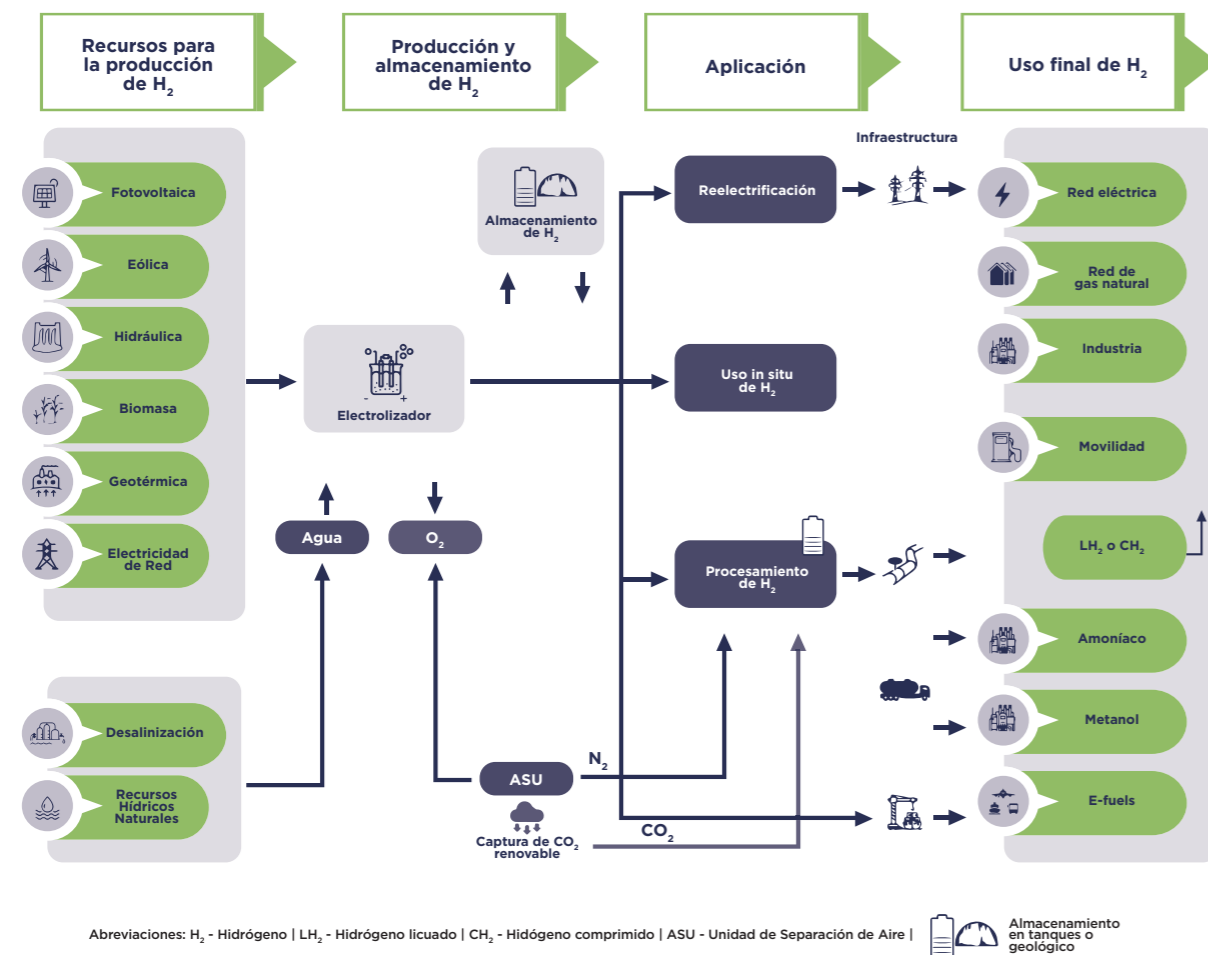


Figura 5: Cadena de valor del hidrógeno verde y sus derivados.
Fuente: Elaboración Propia MEM.

Es esencial considerar la serie de oportunidades y beneficios a nivel ambiental, económico y social, entre otros, que ofrece para Ecuador el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde y sus derivados. A continuación, se presentan las principales oportunidades que podrían resultar de la implementación de una economía del hidrógeno a nivel nacional.

3.1 Cumplimiento de los compromisos de descarbonización

Ecuador ha demostrado un firme compromiso con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) como parte de su responsabilidad global en la lucha contra el cambio climático. Reconociendo los desafíos ambientales y sociales asociados con el aumento de las emisiones, el país ha implementado una serie de medidas y ha asumido compromisos significativos para abordar este problema apremiante.

En primer lugar, Ecuador es signatario del Acuerdo de París, un hito internacional que busca limitar el calentamiento global por debajo de los 2 °C y, preferiblemente, a 1.5 °C. Como parte de este acuerdo, Ecuador se ha comprometido a presentar Contribuciones

Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) que establezcan acciones y metas concretas para reducir sus emisiones de GEI. En su NDC, Ecuador ha fijado la meta de “reducir sus emisiones de GEI en los sectores energía, procesos industriales, residuos y agricultura en un 9 % de manera incondicional o en un 20,9 % condicionado al apoyo de cooperación internacional para el año 2025. Adicionalmente establece un compromiso incondicional de disminución de 4 % de GEI en el sector de cambio y uso de suelo o de 20 % sujeto al apoyo de la cooperación internacional. Las reducciones se establecen tomando como base un escenario tendencial de generación de emisiones proyectado desde el año 2010”. Para cumplir sus compromisos

² Estas fuentes sostenibles de CO₂ ofrecen una ventaja competitiva para la producción de derivados de hidrógeno verde que requieren una fuente de carbono, como es el caso del metanol y los combustibles sintéticos, de manera que todo el proceso de producción pueda ser calificado como sostenible. La alternativa cuando no se cuenta con estas fuentes es extraer el CO₂ requerido del aire, lo cual resulta en costos de producción más elevados.

el país se está enfocando en diversas áreas clave, como la transición hacia una matriz energética más limpia y sostenible, el fomento de la movilidad eléctrica, la promoción de la eficiencia energética y la conservación de sus ecosistemas.

En cuanto a la matriz energética, en los últimos años Ecuador ha realizado importantes inversiones en el aprovechamiento de fuentes renovables de energía, como la hidroeléctrica, la eólica y la solar, alcanzando una participación de fuentes renovables de energía del 60% en cuanto a capacidad instalada para la generación de energía eléctrica. Otra de las medidas tomadas fue la publicación del Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035 (PLANEE) mediante el cual se espera reducir el uso de combustibles fósiles especialmente en el sector transporte.

3.2 Despliegue de las energías renovables

Ecuador cuenta con una variedad de fuentes de energías renovables que le permiten diversificar y, al mismo tiempo, descarbonizar su matriz energética de una manera eficiente. Se debe considerar, sin embargo, que el establecimiento de una economía del hidrógeno verde impulsa el despliegue masivo de las energías renovables, siempre y cuando se tengan en cuenta restricciones de adicionalidad a las mismas. Esto significa que las políticas emitidas deben asegurar que la producción de hidrógeno verde vaya de la mano con un incremento en la capacidad instalada de energías renovables; de lo contrario se

Estas medidas han permitido que las emisiones de dióxido de carbono causadas por la generación eléctrica en Ecuador se redujeran de 5.922 kilotoneladas de CO₂ en 2014 a 1.204 kilotoneladas de CO₂ en 2021, de acuerdo con el informe 2021 de la Comisión Técnica de determinación de factores de emisión de GEI. Esta reducción se ve favorecida por la integración de fuentes de energía renovables como los grandes proyectos hidroeléctricos que empezaron a operar en el año 2016.

Con el fin de mantener la tendencia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de manera continua, Ecuador considera el despliegue de una economía del hidrógeno verde a nivel nacional que contribuya al cumplimiento de sus objetivos a través de la implementación masiva de las energías renovables, en línea con el plan de descarbonización del país.

estaría usando energía ya comprometida para la producción de hidrógeno, lo que podría impedir la descarbonización efectiva de la matriz energética.

Un caso especial que se debe considerar para Ecuador es la posibilidad de utilizar excedentes de electricidad generada a partir de energía hidráulica para la producción de hidrógeno verde, lo que permitiría, por ejemplo, un uso eficiente de grandes recursos hidráulicos que pueden presentar amplias variaciones temporales y se verían desperdiciados de otra manera. El hidrógeno se puede almacenar

y transportar de manera eficiente, lo que resuelve uno de los desafíos clave de las energías renovables: la intermitencia y la variabilidad de la generación. Se puede, por tanto, utilizar el hidrógeno como una forma de almacenamiento de energía a gran escala y por largos periodos de tiempo, permitiendo la disponibilidad constante de energía limpia incluso cuando las fuentes de energía renovables no se encuentran disponibles. Además, la economía del hidrógeno junto con sus derivados amplía la posibilidad de aprovechar al máximo las energías renovables

3.3 Impulso a la industrialización y el desarrollo tecnológico

El despliegue de una economía del hidrógeno verde representa una oportunidad para la industrialización y el desarrollo tecnológico del país. Considerando que la implementación de las distintas etapas de la cadena de valor del hidrógeno verde requerirá de un trabajo conjunto entre entidades públicas y privadas, se promoverá el surgimiento de nuevas áreas productivas que impulsen el avance tecnológico e industrial de Ecuador al mismo tiempo que se cumplen con las metas de descarbonización establecidas.

Ecuador, de manera similar a otros países de Latinoamérica, ha tenido históricamente una producción centrada en el sector primario y las exportaciones se enfocan principalmente en productos como el banano y los camarones. El establecimiento de la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados a escala comercial implicará una transición de este enfoque a

al facilitar su integración en sectores clave de la economía que sean de difícil electrificación como el transporte marítimo y aéreo y algunos procesos industriales que requieren alta temperatura.

En resumen, la economía del hidrógeno brinda una solución versátil y sostenible para impulsar el despliegue de las energías renovables al proporcionar un almacenamiento eficiente y una forma de aprovechar la energía limpia en diversos sectores de la economía.

la producción, uso interno y exportación de insumos con alto valor agregado.

El desarrollo industrial asociado a una economía del hidrógeno trae consigo, además de nuevas áreas productivas, avances necesarios en sistemas energéticos sostenibles y en la infraestructura asociada a estos, lo cual incluye redes de transmisión de electricidad, redes de transporte terrestre, infraestructura portuaria y sistemas de almacenamiento a gran escala, entre otros.

De esta manera, la economía del hidrógeno verde permitirá a Ecuador contar con nuevas áreas productivas, una infraestructura moderna y acorde con los requerimientos de la transición energética y le permitirá expandir sus mercados de exportación actuales, no sólo respecto a los destinos sino también a los productos que se exportan.

3.4 Generación de capacidades técnicas, tecnológicas y de I+D+i

La implementación de proyectos de hidrógeno verde y sus derivados implica el establecimiento y operación de infraestructura de producción, almacenamiento, transporte, distribución y uso final que requieren del desarrollo de habilidades técnicas especializadas. Esto impulsará, por un lado, la generación de capacidades profesionales en diferentes áreas de la ingeniería, como la ingeniería química, la ingeniería mecánica y la ingeniería eléctrica, entre otras, y de la gestión de proyectos. Por otro lado, en todas las etapas de la cadena de valor se deberá contar con personal capacitado por lo que se fomentará el desarrollo de capacidades técnicas básicas a nivel de producción, mantenimiento y construcción, entre otros. De manera complementaria se debe considerar la generación de capacidades en el desarrollo de políticas y regulación en hidrógeno verde.

Adicionalmente, la constante evolución de las tecnologías relacionadas con el hidrógeno y con las energías renovables requiere de investigación y desarrollo para mejorar la eficiencia de los procesos de generación, el almacenamiento seguro y la aplicación del hidrógeno en diferentes sectores. La inversión en investigación, desarrollo e innovación (I+D+i) relacionada con el hidrógeno permitirá la creación de centros de investigación y laboratorios especializados, donde científicos y expertos ecuatorianos podrán desarrollar tecnologías, componentes y soluciones innovadoras en esta área. Esto fomentará la colaboración entre universidades, empresas y el Gobierno Nacional, y promoverá la transferencia de conocimientos y tecnologías avanzadas, fortaleciendo así el sistema de innovación amigable con el medio ambiente en Ecuador.

3.5 Beneficios sociales y ambientales

El despliegue de la economía del hidrógeno busca un desarrollo sostenible que incluya el crecimiento de la economía y la productividad con carácter innovativo. Esta economía fomentará la creación de empleo en los distintos sectores relacionados con la cadena de valor, que a su vez creará condiciones que aseguren el acceso generalizado de las comunidades a los servicios básicos y construirá la base, con la integración con las demás políticas gubernamentales, para la disminución de la desigualdad y el mejoramiento de la calidad de vida de la población.

Complementando estos beneficios sociales, la producción sostenible de hidrógeno verde y sus derivados trae consigo beneficios

ambientales al reducir las emisiones de GEI e impulsar procesos de producción limpios, al permitir el acceso de la población a energéticos limpios a cambio de, por ejemplo, combustibles convencionales que presentan graves efectos en la salud humana.

Estos beneficios pueden incluso maximizarse, si las regulaciones requeridas implementan un enfoque de economía circular que se centra en la sostenibilidad mediante el uso eficiente de los recursos a través de su utilización, reutilización y reciclaje, lo que resulta en una extensión de su vida útil y en impactos negativos menores para el medio ambiente y las comunidades.

3.6 Fortalecimiento institucional

El desarrollo de proyectos de hidrógeno requiere que se fortalezcan capacidades del sector público y privado. La implementación de un modelo de gobernanza para definir un marco regulatorio, normativo y de fomento permite a las instituciones responsables expandir y adaptar sus competencias y capacidades para abarcar desarrollos globales con implicaciones locales e ir a la par con los procesos mundiales de transición energética.

El propósito de desarrollar una economía del hidrógeno en Ecuador está enmarcado en los objetivos de la transición energética y la descarbonización y se debe apoyar en la experiencia institucional en materia de definición de competencias por parte de las diferentes entidades, en el desarrollo de modelos de regulación innovadores para impulsar tecnologías emergentes y en la adaptación de reglamentación técnica para

habilitar nuevos proyectos estratégicos; estas son capacidades que pueden ser adoptadas para promover otros sectores fortaleciendo la institucionalidad y la interrelación entre las partes.

La definición conjunta, por parte de las entidades gubernamentales, del marco regulatorio y normativo que se requiere para el despliegue de la economía del hidrógeno les permitirá actuar de manera sincronizada, con una clara delineación de las funciones que debe cumplir cada uno, haciendo un uso eficiente de los recursos disponibles y evitando una sobre-regulación del sector que frene los desarrollos requeridos. Esto le permitirá a Ecuador contar con la flexibilidad indispensable para el desarrollo de sectores innovativos como la cadena de valor del hidrógeno.

3.7 Oportunidades en el mercado regional

En general, se percibe a Latinoamérica como una región con potencial de producción de hidrógeno verde y sus derivados debido a la diversidad de sus fuentes renovables que permitirían una generación a costos competitivos. Algunos países de la región como Colombia, Chile, Costa Rica y Uruguay cuentan actualmente con hojas de ruta o estrategias nacionales establecidas, marcos regulatorios para la aplicación de incentivos tributarios, proyectos piloto para generación de hidrógeno verde y, en el caso de Chile, con proyectos de producción de derivados. Esto favorecerá a la totalidad de la región si se impulsa un trabajo conjunto para el despliegue

de las economías nacionales del hidrógeno. El establecimiento de alianzas de cooperación con otros países debe considerarse como un paso prioritario con el propósito de generar conocimiento apalancado de las experiencias adquiridas en estas fases iniciales de desarrollo de la economía del hidrógeno. La creación de alianzas regionales debe ir acompañada de una campaña de diplomacia internacional que en la fase inicial de despliegue será fundamental para contar con compradores dispuestos a pagar costos más elevados. La necesidad creciente de energéticos e insumos renovables por parte de países industrializados, que dependerán de importaciones para cubrir sus demandas,

ofrece una oportunidad para todos los países que estén en capacidad de generar hidrógeno y sus derivados a corto plazo; oportunidad que no está necesariamente ligada a los costos de producción de estos.

De esta manera, Ecuador debe enfocarse en la creación de alianzas estratégicas con potenciales países importadores y en la rápida implementación de proyectos de producción a escala comercial que le permitan posicionarse como uno de los pioneros en el suministro de energéticos e insumos renovables a los mercados que los requieren.

Ecuador cuenta con una serie de ventajas que incluye:

- La diversidad de fuentes energéticas renovables (solar, eólica, hidráulica, biomasa, geotérmica) que resulta en un elevado potencial energético específico y que le permite además aprovechar la complementariedad de estas fuentes de energía para los procesos de producción de hidrógeno. El potencial identificado para energía geotérmica le permitiría a Ecuador convertirse en líder regional en el desarrollo de estos proyectos en toda Latinoamérica.
- La disponibilidad de recursos hídricos suficientes y el acceso potencial a procesos de desalinización de agua de mar en la región costera.

- El acceso a biomasa residual de actividades agrícolas, como fuente potencial de dióxido de carbono biogénico para la producción de derivados como el metanol y los combustibles sintéticos, ofrece costos de captura hasta 4 veces menores que los asociados a la captura directa del aire. La oferta de productos agrícolas en Ecuador da como resultado una disponibilidad de biomasa residual que permitiría al país posicionarse dentro del mercado del CO₂ biogénico que irá en línea con el incremento de la demanda.
- La infraestructura existente de transmisión de electricidad, transporte y portuaria, así como el potencial para almacenamiento en formaciones geológicas.
- Las distancias relativamente cortas entre los centros de producción y de consumo o de exportación, lo que permite tener menores costos de transporte y una integración óptima de regiones con potenciales de generación eléctrica renovable, otras con disponibilidad de recursos hídricos y estas con demandas potenciales locales.

Si bien los costos nivelados de producción de hidrógeno y sus derivados son elevados en la actualidad - comparados con los de otros países de la región - estos costos pueden reducirse a través de la implementación de incentivos para los desarrolladores de proyectos. De esta manera se puede alcanzar una competitividad regional en cuanto a costos en plazos menores de tiempo.

Finalmente, es necesaria la unificación de esfuerzos regionales con el fin de establecer y armonizar regulaciones en torno a la cadena de valor del hidrógeno verde y sus derivados, de manera que se favorezca la adopción de medidas que faciliten su despliegue y penetración. A través de acuerdos bilaterales establecidos con otros países de la región se puede incentivar el desarrollo de infraestructura conjunta, el establecimiento y armonización de regulaciones, así como el intercambio de conocimientos y experiencias adquiridas.

Considerando los desarrollos regionales que se están dando con respecto a la economía del hidrógeno y las barreras que se están encontrando en su implementación queda claro que Ecuador debe apostarle a la formulación de una política energética estable que sea coordinada por los diferentes actores gubernamentales pertinentes (ministerios, instituciones educativas, universidades, gobernaciones, entre otros), por el sector privado, que será el encargado de realizar la mayoría de las cuantiosas inversiones requeridas, y por la comunidad. Esta política energética participativa permitirá que todos los actores tengan confianza e interés en el proceso y de esta manera impulsen su implementación.

4. Ventajas competitivas de Ecuador para la producción de hidrógeno verde

Ecuador cuenta con tres componentes fundamentales para el establecimiento de procesos de producción de hidrógeno verde y sus derivados: Fuentes de energía renovable, disponibilidad de recursos hídricos para el proceso de electrólisis y disponibilidad de tierras. Adicionalmente, para el caso de la producción de derivados como el metanol y los combustibles sintéticos que requieren de una fuente de carbono sostenible, Ecuador cuenta con biomasa residual proveniente de su actividad agroindustrial.

El país cuenta además con un sistema de interconexión eléctrica, de carreteras y de infraestructura portuaria adecuado, lo que permite impulsar el despliegue en sus fases iniciales, facilitando el transporte de insumos y productos desde los centros de producción hasta el lugar de uso. Esta infraestructura existente requerirá de adaptaciones y expansiones que le permitan ir a la par con los desarrollos en la cadena de valor del hidrógeno a escala comercial en etapas posteriores.

Su ubicación geográfica facilita el intercambio comercial hacia Asia y Australia a través de Océano Pacífico y hacia Europa, por su cercanía al Océano Atlántico a través del canal de Panamá.

4.1 Recursos energéticos renovables

Ecuador dispone de recursos de energía eólica, solar, hidráulica, de biomasa y geotérmica, que se encuentran distribuidos en el territorio nacional. La disponibilidad de estas fuentes de energía renovable, los altos

factores de planta que se pueden alcanzar para fuentes como la hidráulica, la geotérmica y la biomasa, y la complementariedad que se da con las fuentes de energía solar y eólica, son las que le permiten a Ecuador tener la base

requerida para generar electricidad renovable que pueda ser usada en procesos de electrólisis para la generación de hidrógeno verde. Al contar además con volúmenes importantes de biomasa residual de sus actividades agrícolas, se tiene una fuente sostenible de carbono para la transformación de este hidrógeno en derivados como el metanol y combustibles sintéticos.

A continuación, se presentan las características más relevantes de cada una de las fuentes de energía que habilitan la producción de hidrógeno en el país. En la **Figura 6** se presentan los mapas de potenciales de energías eólica, solar, de la biomasa, hidráulica y geotérmica en Ecuador.

Energía solar

El mayor potencial de energía solar se encuentra en las provincias de Galápagos, Loja, Guayas y Manabí. En estas provincias se tienen niveles de radiación promedio cercanos a los 5 kWh/m²/día y factores de planta de hasta el 24 % para solar fotovoltaico. El costo nivelado de producción de energía eléctrica (LCOE) a partir de esta fuente se estima en un rango entre 55 USD/MWh y 67 USD/MWh en 2023. Estos valores concuerdan con los adjudicados en la licitación del Primer Bloque de Energías Renovables No Convencionales (Bloque ERNC) de Ecuador en 2023 que se encuentran entre 49,9 USD/MWh y 67,0 USD/MWh. La penetración tecnológica proyectada y la disminución del capex asociada a esta posibilitan una reducción en este costo a 15 USD/MWh en 2040.

Energía eólica

Si bien este recurso renovable es más limitado en Ecuador, de manera generalizada, existen en el país regiones con potenciales aprovechables. Los mejores potenciales de energía eólica en Ecuador se encuentran en la región de la Sierra, principalmente en las provincias de Loja y Pichincha, donde se tienen áreas con velocidades medias del viento superiores a los 9 m/s. En estas zonas se establecen factores de planta altos, como, por ejemplo, el 59 % actual para la central eólica de Villonaco ubicada en la provincia de Loja.

El costo nivelado de la energía eléctrica a partir de energía eólica se encuentra en un rango entre 37 USD/MWh (en las ubicaciones con mejor potencial) y 56 USD/MWh en 2023 y se espera una reducción a 27 USD/MWh en 2040. En el Primer Bloque de Energías Renovables No Convencionales (Bloque ERNC) de Ecuador se adjudicó un proyecto de energía eólica con un LCOE de 60,6 USD/MWh³.

Energía a partir de biomasa

De acuerdo con el Atlas Bioenergético del Ecuador [2], el potencial energético de la biomasa residual de los principales productos agrícolas en Ecuador asciende a 224.500 TJ en el año 2014. Los residuos de arroz, cacao, caña de azúcar y palma africana presentan las mejores características para la producción de energía eléctrica sostenible por medio de combustión en ciclos de generación de potencia (incluida la cogeneración). Su producción se concentra en las provincias de Esmeraldas, Guayas, los Ríos, Sucumbíos y Pichincha.

Se debe tener en cuenta que, debido a su baja densidad a granel y a su alto contenido de humedad, el transporte de biomasa a grandes distancias resulta desfavorable desde el punto de vista económico, por lo que las plantas de generación eléctrica a partir de biomasa se ubican, generalmente, cerca de los centros agrícolas donde se generan estos residuos. Es esto lo que permite alcanzar elevados factores de

³ Este LCOE es un 8 % más elevado que el estimado para Pichincha, considerándose un rango normal de variación para las estimaciones.

planta de aproximadamente 70 %, que reflejan la disponibilidad continua de biomasa en todas las épocas del año.

El costo nivelado de la energía eléctrica a partir de esta fuente está alrededor de 45 USD/MWh a 2023. Si bien se prevé una reducción en el costo nivelado de energía eléctrica a futuro, para esta tecnología se esperan, hasta ahora, bajas tasas de aprendizaje que resultan en una reducción mínima en los costos de generación a futuro. Aunque para esta fuente de energía no hubo ningún proyecto adjudicado en la licitación del Primer Bloque de Energías Renovables No Convencionales (Bloque ERNC) de Ecuador el valor máximo establecido por el Gobierno Nacional fue de 45,59 USD/MWh, estando en línea con las estimaciones realizadas.

La biomasa es, adicionalmente, fuente de carbono sostenible para la transformación de hidrógeno verde en derivados verdes como metanol o combustibles sintéticos. Su disponibilidad favorece la viabilidad de proyectos de generación de estos derivados de hidrógeno comparado con opciones en las que se tenga que hacer captura de carbono del aire. Este es un factor diferencial de Ecuador respecto a otros países del sur del continente que no cuentan con estos potenciales.

Energía hidráulica

Esta es la fuente de energía renovable más usada en el Ecuador con una capacidad instalada de 5,1 GW y una participación de aproximadamente el 78 % de la generación de energía eléctrica en el 2021 [3]. El potencial instalable de generación de energía eléctrica a partir de energía hidráulica para el país asciende a 35,5 GW. De estos el 65,6 % (23,3 GW) corresponde a potencial de instalación de centrales hidroeléctricas con una capacidad menor a 25 MW concentradas principalmente en las provincias de Napo, Pichincha e Imbabura [4].

En centrales hidroeléctricas con capacidades de 10 MW y 100 MW es posible obtener factores de

planta del 60 % y 68 %, respectivamente. Debido al alto grado de madurez de las tecnologías de generación de energía eléctrica a partir de esta fuente y al hecho de que las mejores ubicaciones disponibles para estos emplazamientos se van reduciendo, se establecen costos nivelados de la energía eléctrica relativamente constantes entre 2023 y 2040 de 56 USD/MWh para centrales de 10 MW, de aproximadamente 45 USD/MWh para centrales de 50 MW y de 36 USD/MWh para centrales de 100 MW. En la licitación del Primer Bloque de Energías Renovables No Convencionales (Bloque ERNC) de Ecuador se adjudicaron proyectos con LCOE entre 45,5 USD/MWh y 52,22 USD/MWh para capacidades de 49,5 MW y 49,9 MW, respectivamente, mostrando que las estimaciones realizadas están en línea con estos proyectos adjudicados.

Dependiendo de la regulación que desarrolle el país para el hidrógeno verde se puede pensar en aprovechar los excedentes de generación eléctrica hidráulica que se da en temporadas de lluvia, por ejemplo, en las centrales hidroeléctricas ubicadas en la cuenca del río Amazonas, para la generación de hidrógeno que puede ser usado posteriormente en temporadas de estiaje, permitiendo de esta manera un uso eficiente de los recursos renovables disponibles.

Energía geotérmica

Al tener una amplia región montañosa con numerosos volcanes, Ecuador se encuentra en una situación geográfica que ofrece un elevado potencial de energía geotérmica. La Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP tiene un portafolio de proyectos entre los cuales se encuentra estudiando 4 proyectos de alta temperatura (>150 °C) con un potencial geotérmico hipotético de 952 MW en las provincias de Carchi, Imbabura, Napo-Cotopaxi y Pichincha- Napo [5].

La energía geotérmica, a diferencia de otras, no

se ve afectada por variables climáticas, lo que le permite contar con factores de planta cercanos al 85 %. Para esta tecnología se espera tener reducciones considerables por el aumento en el grado de penetración y la consecuente disminución en el capex. El costo nivelado de la energía

eléctrica producida por geotermia asciende a 71 USD/MWh para el 2023 y se reduce a 43 USD/MWh en 2040. Esta fuente de energía no tuvo participación en la licitación del Primer Bloque de Energías Renovables No Convencionales (Bloque ERNC) de Ecuador.

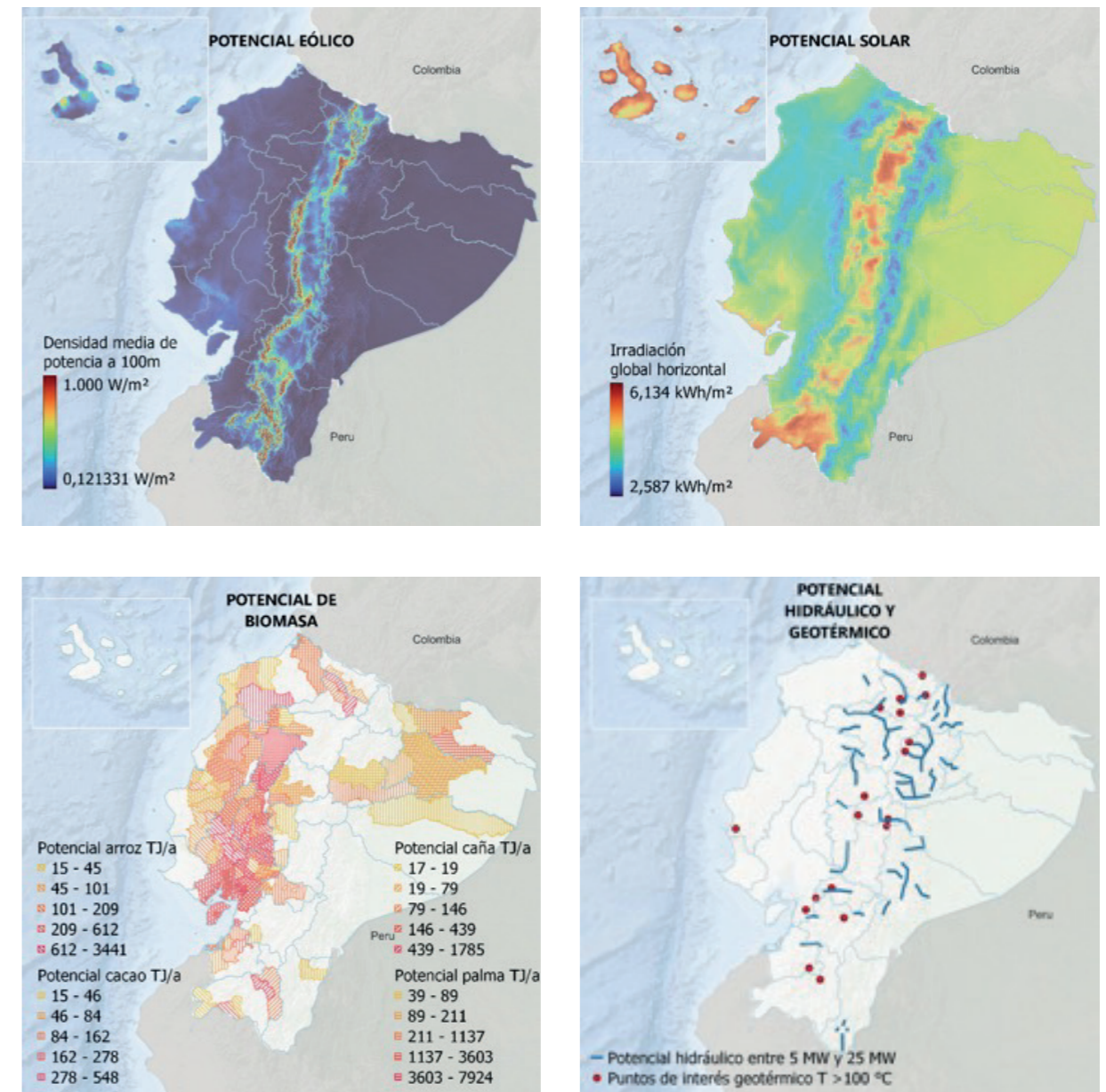


Figura 6: Mapas de distribución de potencial de energías renovables en Ecuador. Fuente: Elaboración Propia MEM.

4.2 Disponibilidad de tierras y recursos hídricos

Las áreas requeridas para la implementación de proyectos de hidrógeno verde están principalmente relacionadas con la producción de energía eléctrica, es decir, áreas para la instalación de paneles fotovoltaicos, turbinas eólicas, etc. La selección de sitios potenciales para la implementación de proyectos de generación eléctrica y de producción de hidrógeno verde debe realizarse teniendo en cuenta las restricciones a nivel de protección de ecosistemas por la presencia de zonas protegidas y territorios de vida de pueblos indígenas y comunidades locales. En la **Figura 7** (izquierda) se muestra el mapa de ubicación de estas zonas en Ecuador.

El Sistema Nacional de Áreas Protegidas del Ecuador (SNAP) abarca aproximadamente 26.100.800 hectáreas (ha) que corresponden a un 19,41 % del territorio nacional terrestre y marítimo de Ecuador [6]. En las áreas del SNAP se le da prioridad a la construcción de proyectos relacionados con actividades de turismo comunitario, producción agroecológica, investigación aplicada, uso sostenible de la biodiversidad y pesca sostenible [7], cualquier tipo de construcción con una funcionalidad diferente debe ser aprobado por las autoridades ambientales respectivas de la región.

Los “Territorios de Vida” de Ecuador tienen una extensión de 1.790.600 ha, correspondientes al 1,33 % del territorio nacional. Cualquier medida, proyecto, obra o actividad a ser implementada en estas áreas está sujeta a un proceso de consulta previa que busca proteger la integridad y el derecho a participación de estos grupos.

Para Ecuador se identifica que, aunque se presenten restricciones geográficas específicas en cuanto a disponibilidad de tierras para la implementación de proyectos, el país dispone de áreas adecuadas suficientes, repartidas a lo largo del país, de manera que esta no se considera una limitante al desarrollo de proyectos que tengan como finalidad la producción de hidrógeno verde o sus derivados.

Por otra parte, respecto a los recursos hídricos, Ecuador cuenta con más de 600 ríos y 75 lagos de una superficie mayor a 0,4 km² distribuidos a lo largo de su territorio. Los ríos de mayor caudal son los ríos Esmeraldas, Guayas, Napo, Pastaza y Santiago y los tres lagos más grandes son la Laguna el Cancón en Guayas, la Laguna de San Pablo en Mira y la Laguna Cubillín en Pastaza [7]. Se tiene además una línea costera continental amplia, que ofrece la posibilidad de acceder a los recursos hídricos necesarios a través de la desalinización de agua de mar.

A pesar de contarse con recursos hídricos, el aprovechamiento de estos puede verse limitado en zonas del territorio que se ven afectadas por sequías. Estas zonas se encuentran localizadas en la llanura costera occidental y la meseta montañosa de los Andes, con un área correspondiente al 24 % del territorio nacional. Las regiones que más podrían verse afectadas por sequía excesiva se encuentran principalmente en las provincias de Guayas, Santa Elena, Manabí y Loja. Se debe considerar, para las zonas costeras con escasez de agua o limitantes en su uso, la desalinización de agua como opción técnica viable y como solución primaria para proyectos

de producción de hidrógeno verde y sus derivados para solventar estas restricciones. En el mapa de la **Figura 7** (derecha) se presenta la ubicación de los principales ríos en Ecuador y las áreas propensas a sequías.

Se debe considerar además que, de acuerdo con la constitución del Ecuador, el aprovechamiento del agua con fines

productivos en los sectores público, privado y de la economía popular y solidaria requiere de autorización del Estado. Será, por tanto, necesario ampliar la ley orgánica de recursos hídricos, usos y aprovechamiento del agua de manera que se definan los criterios a aplicar para que los proyectos de producción de hidrógeno verde puedan aplicar a y obtener su dictamen de prioridad.

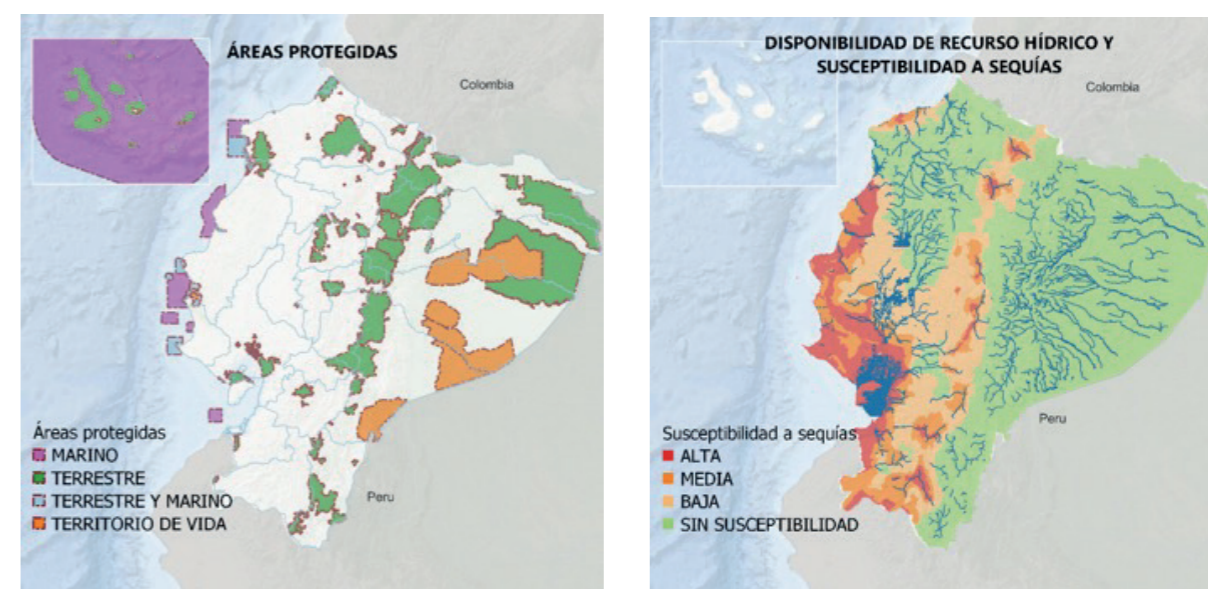


Figura 7: Mapas de distribución de áreas protegidas y de disponibilidad del recurso hídrico y susceptibilidad a sequías en Ecuador. Fuente: Elaboración Propia MEM.

En general, para el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno verde y sus derivados es necesario, por tanto:

- cumplir la priorización estricta al acceso de recursos hídricos de acuerdo con lo establecido en la Constitución, en la que el consumo humano tiene prioridad, seguido por el uso agrícola que garantice la soberanía alimentaria y el caudal ecológico y, finalmente, el uso industrial.

- considerar las restricciones potenciales de disponibilidad a nivel regional y los requerimientos especiales de acceso y uso en áreas SNAP y Territorios de Vida y
- cumplir con criterios estrictos de sostenibilidad al explotar los recursos hídricos disponibles (utilización, reutilización, minimización de efluentes, etc.).

4.3 Logística

En cuanto a logística terrestre, Ecuador tiene una red de carreteras moderna que le permite transportar material e insumos para la implementación de proyectos y transportar los productos finales hasta el lugar de consumo o despacho internacional de manera rápida y segura.

Respecto a la logística marítima, Ecuador está en una posición geográfica con salida al Océano Pacífico lo cual le permite tener conexión directa con Asia, Oceanía, la costa Oeste de los Estados Unidos, Centroamérica y parte de Suramérica (Argentina, Chile, Perú y Colombia). Adicionalmente, se encuentra cerca del canal de Panamá, lo que le permite conectarse con Europa, la costa Este de los Estados Unidos y el Caribe.

Ecuador cuenta adicionalmente con un sistema desarrollado de transmisión de energía eléctrica que tiene la capacidad de llevar la energía eléctrica renovable desde donde esta se produzca hasta los puntos donde se establezcan los centros de producción de hidrógeno verde y sus derivados, permitiendo un uso eficiente de todos los potenciales de

energías renovables disponibles en el país.

Por esto se puede concluir que Ecuador cuenta con una infraestructura básica adecuada para comenzar a desplegar la cadena de valor del hidrógeno a nivel nacional. A futuro, sin embargo, se hará necesario hacer expansiones de esta infraestructura, principalmente en las redes de transmisión eléctrica que permitan un uso eficiente de los recursos renovables concentrados en algunas regiones del país (por ejemplo, energía eólica en Loja) y en infraestructura portuaria para que se adecúe a mayores volúmenes de exportación, incluyendo sistemas de almacenamiento directamente en los puertos.

En caso de considerarse el aprovechamiento de la energía hidráulica en exceso para la producción de hidrógeno verde se hará necesario además el desarrollo de infraestructura de almacenamiento estacional de hidrógeno (grandes volúmenes) en formaciones geológicas.

5. Competitividad del hidrógeno verde y sus derivados producidos en Ecuador

Con referencia a los costos que alcanzarán el hidrógeno verde y sus derivados producidos en Ecuador, se presenta a continuación una síntesis de los costos nivelados de producción del hidrógeno (LCOH, por sus siglas en inglés) y de sus derivados (LCO-X, donde X es un derivado específico); los cuales varían de acuerdo con la fuente de energía renovable que se considere para la generación de electricidad que suplirá el proceso de electrólisis y su disponibilidad en las diferentes regiones del país. Con base en los costos obtenidos y un análisis de demanda potencial e infraestructura se realiza una selección de las provincias que se pueden priorizar como potenciales centros de hidrógeno verde o derivados en Ecuador, de manera que se aprovechen sus ventajas competitivas actuales.

5.1 Costos nivelados de producción de hidrógeno y sus derivados

El LCOH depende en gran medida de los costos de electricidad y el factor de planta (o factor de carga) de la generación eléctrica y del electrolizador. El factor de planta o de uso de una planta de generación eléctrica es la relación entre la energía eléctrica producida durante un periodo de tiempo considerado y la energía eléctrica que podría haberse producido en funcionamiento continuo a plena potencia durante el mismo periodo. Los factores de planta para energías renovables son dependientes de los potenciales identificados

para estas fuentes y pueden presentar variaciones geográficas y climatológicas. Para el caso de la energía eólica y la energía solar el factor de planta es altamente dependiente de las condiciones climáticas en una ubicación específica. Para otras energías renovables como la hidráulica, la biomasa y la geotermia, los factores de planta se pueden considerar independientes de la ubicación. Considerando costos actuales específicos para cada una de las tecnologías de generación eléctrica y los factores de planta correspondientes a

las diferentes ubicaciones se obtienen los LCOE actuales (como se presentaron en la sección 4.1). Estas estimaciones de LCOE son consideradas para el cálculo posterior de los LCOH correspondientes.

El cálculo de los LCOH estimados se realiza considerando que las plantas de generación eléctrica son dedicadas completamente a la producción del hidrógeno verde⁴. El LCOH para 2023 se calcula con los costos específicos de las tecnologías de energía renovable y de electrólisis de 2023, siendo estos los costos base. Los costos de generación eléctrica y de producción del hidrógeno para los años posteriores se obtienen al emplear los costos base y proyectarlos empleando suposiciones técnico-económicas basadas en las observaciones de organizaciones internacionales como IEA, IRENA y de literatura especializada.

Los valores más bajos de LCOH actuales que se obtienen para Ecuador a partir de las diferentes

fuentes de energías renovables disponibles se presentan en la **Figura 8**, considerando las ubicaciones con mejores potenciales (o más altos factores de planta) para la energía eólica y solar. El menor LCOH es el que resulta de la generación hidroeléctrica con una capacidad de 100 MW; si bien esta capacidad de generación hidroeléctrica no califica como energía renovable no convencional, se incluyó esta estimación como punto de referencia representativo del amplio potencial hidroeléctrico del país. El siguiente LCOH más bajo es el que se obtiene a partir de energía eólica en Loja, lo cual refleja el alto potencial disponible en la región.

Los LCOH resultantes a partir de biomasa, pequeñas hidroeléctricas de hasta 10 MW y geotermia se ubican en el rango intermedio. El LCOH a partir de energía solar es actualmente el más elevado, alcanzando valores superiores a 6 USD/kg, para el cual se muestran dos opciones, una en las Islas Galápagos y otra en territorio continental en la provincia de Guayas.

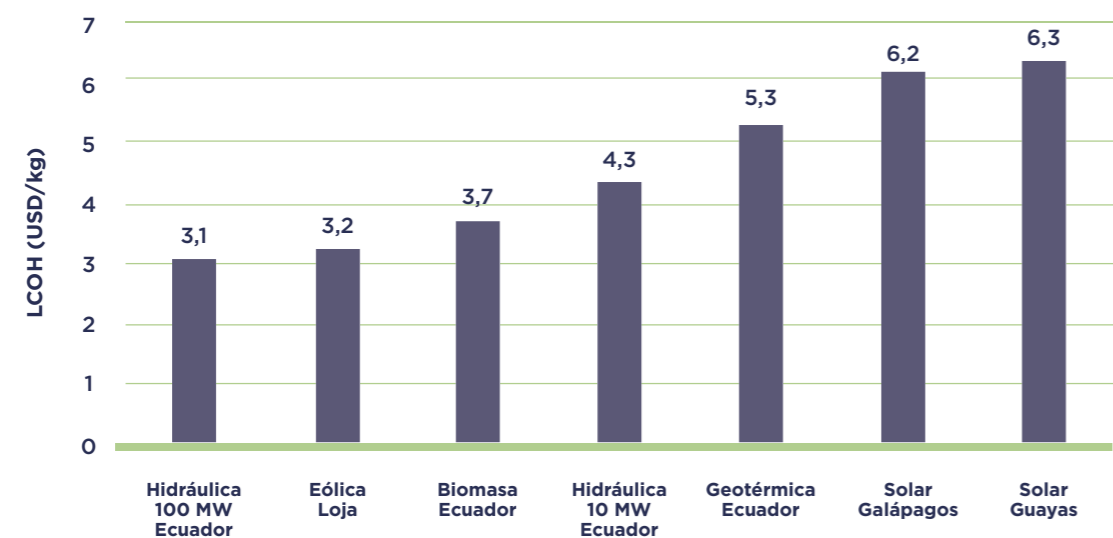


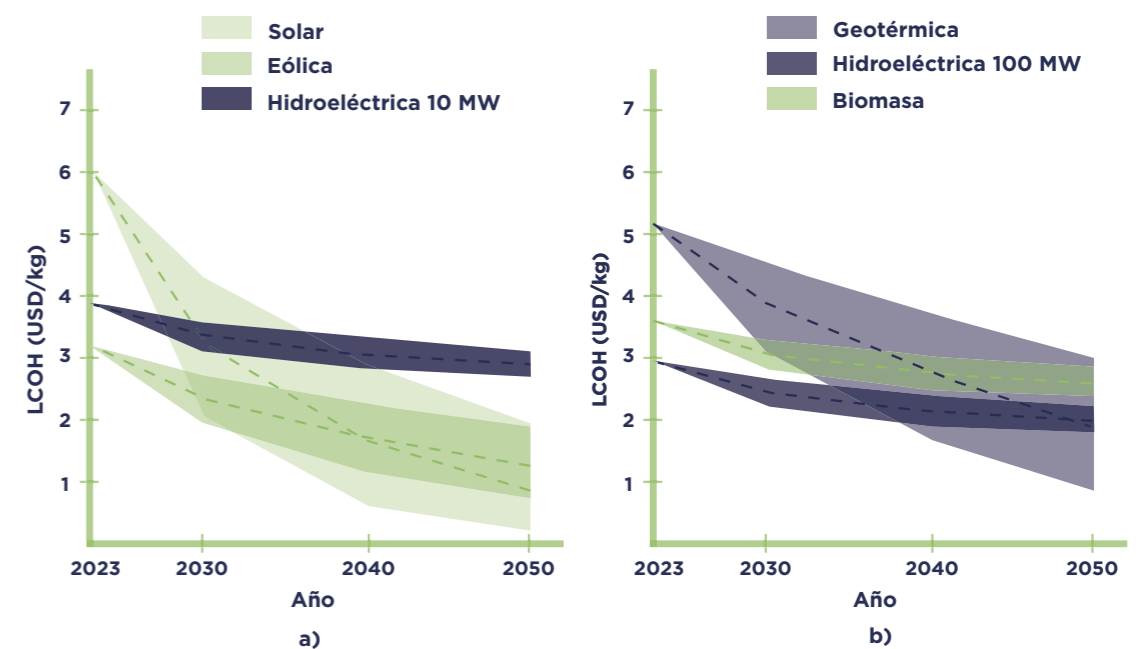
Figura 8: Resumen de los LCOH obtenidos para ubicaciones seleccionadas y para las diferentes tecnologías en 2023. Fuente: Elaboración Propia MEM.

La evolución de los costos nivelados del hidrógeno al 2050, presentada en la **Figura 9**, prevé una disminución principalmente para las tecnologías de generación de energía solar fotovoltaica y eólica. Aunque los costos de producción a partir de energía solar son los más elevados en la actualidad, estos son también los que presentan una reducción más pronunciada a futuro. Para el 2030, 2040 y 2050 se puede concluir lo siguiente:

- En 2030 se espera un LCOH promedio entre 2,36 USD/kg y 3,26 USD/kg (con base en el costo medio de la proyección mostrada en la **Figura 9** a partir de energía eólica y solar, respectivamente).
- Para 2040 los costos promedio de producción de hidrógeno se encontrarán

alrededor de 1,71 USD/kg y 1,66 USD/kg para energía eólica y solar, respectivamente. Se esperan LCOH competitivos a partir de energía solar como producto de la evolución de costos para la tecnología de paneles fotovoltaicos.

- A 2050, la disminución de costos le permitirá a Ecuador producir hidrógeno a partir de energía eólica y solar con LCOH de 1,27 USD/kg y 0,89 USD/kg, respectivamente. La energía geotérmica y la obtenida a partir de la biomasa residual suponen costos mayores, pero permiten un aprovechamiento del potencial con el que cuenta Ecuador.



Las franjas representan la variación en los costos proyectados para cada tecnología a través del tiempo. Los resultados del H₂ generado a partir de energía solar son obtenidos para Guayas, mientras que para energía eólica son los obtenidos en Loja.

Figura 9: Evolución de costos nivelados de producción de hidrógeno verde en Ecuador. Fuente: Elaboración Propia MEM.

⁴ Es necesario aclarar que, si bien existe una correlación entre el LCOE y el LCOH, debido a otros factores adicionales como los factores de planta y el sobredimensionamiento requerido para las plantas de generación eléctrica (el cual varía de acuerdo con la fuente seleccionada), los menores LCOE no siempre resultan en los menores LCOH.

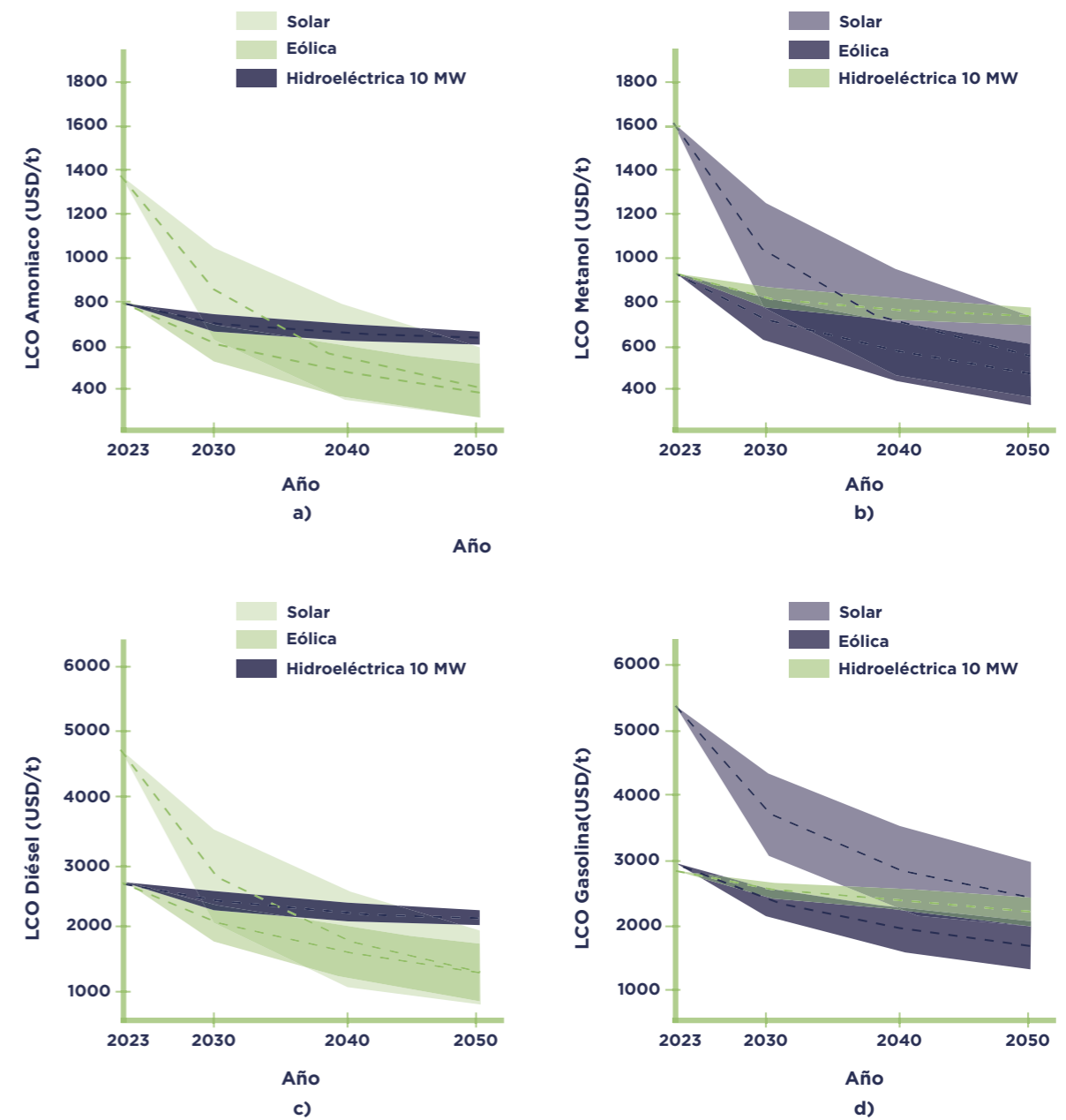
A partir de los LCOH obtenidos para energía solar, eólica y de centrales hidroeléctricas (tomando como valor representativo una PCH de 10 MW), se proyectan los costos nivelados de producción de derivados: amoníaco, metanol, gasolina y diésel sintéticos. A excepción del amoníaco, para los demás derivados es necesaria una fuente de CO₂ renovable. Para los costos calculados en 2023, el costo asociado a la captura de CO₂ aumenta entre un 3 % y un 6 % el costo nivelado de producción, si se obtiene a partir de procesos de combustión de biomasa, mientras que, de obtenerse a partir de la captura directa del aire, el costo nivelado aumentaría entre un 15 % y un 18 %. La evolución porcentual del aumento en el costo asociado a esta captura dependerá tanto de la evolución en las tecnologías de captura como de las tecnologías de producción de hidrógeno y sus derivados. En la **Figura 10** se muestran los LCO-X sin considerar los costos de captura de carbono. Para el 2030, 2040 y 2050 se observa lo siguiente:

- Para 2030 se estima el costo de amoníaco entre 528 USD/t y 1.050 USD/t, el costo del metanol entre 667 USD/t y 1.246 USD/t, el costo del diésel sintético entre 1.912 USD/t y 3.520 USD/t y, finalmente, el costo de la gasolina sintética entre 2.215 USD/t y 4.316 USD/t.
- Para 2040 se estima el costo del amoníaco entre 356 USD/t y 782 USD/t, el costo del metanol entre 430 USD/t y 942 USD/t, el costo del diésel sintético entre 1.181 USD/t y 2.567 USD/t y, finalmente, el costo de la gasolina sintética entre 1.609 USD/t y 3.530 USD/t.

- Para 2050 se estima el costo de amoníaco entre 267 USD/t y 668 USD/t, el costo del metanol entre 325 USD/t y 771 USD/t, el costo del diésel sintético entre 802 USD/t y 2.256 USD/t y, finalmente, el costo de la gasolina sintética entre 1.329 USD/t y 2.966 USD/t.

Los costos nivelados de producción presentados anteriormente consideran, como su nombre lo indica, sólo la etapa de producción; los costos totales se obtienen a partir de estos costos de producción y los costos asociados al almacenamiento y transporte, en los casos en que sea necesario. Por ejemplo, en el caso específico en que se quieran usar excedentes de electricidad renovable para la producción de hidrógeno verde y sus derivados, se requerirá de facilidades de almacenamiento para grandes volúmenes. En este caso, el uso de formaciones geológicas se presenta como una alternativa.

Si bien el número de proyectos en operación para el almacenamiento de hidrógeno en formaciones geológicas son escasos, la mayoría de las fuentes coinciden en que los yacimientos de gas agotados presentan los menores costos específicos, estimados en alrededor de 1 USD/kg de hidrógeno. Debido a la escasa información del uso de yacimientos agotados como almacenamiento de hidrógeno, es recomendable la realización de proyectos piloto en Ecuador, que permitan determinar la viabilidad de esta opción conforme con los requerimientos del país. De esta forma, se determinará una base más adecuada para la estimación de los costos asociados en condiciones locales.



Los costos nivelados de producción no incluyen los costos asociados a la captura de CO₂. Las franjas representan la variación en los costos proyectados para cada tecnología a través del tiempo.

Figura 10: Costos nivelados de producción de derivados (LCO-X) a partir de hidrógeno verde en Ecuador. Fuente: Elaboración Propia MEM.

5.2 Potenciales centros de producción

La adecuada distribución de diferentes fuentes de energía renovable en el territorio le permite a Ecuador contar con potenciales de generación de hidrógeno verde y sus derivados en diferentes regiones por lo cual se recomienda priorizar estos lugares óptimos de manera que se aprovechen las ventajas competitivas que ofrecen algunos de ellos en la actualidad.

La selección de los lugares óptimos a priorizar para la implementación de centros de producción de hidrógeno verde y sus derivados tiene en cuenta el potencial de producción de energía eléctrica renovable,

el valor asociado del LCOH y aspectos adicionales como el potencial de oferta y demanda y la existencia de infraestructura básica adecuada para la implementación de proyectos. De manera complementaria, la implementación de centros de producción dependerá del desarrollo de un marco regulatorio y de fomento a nivel nacional y del apoyo al desarrollo de capacidades técnicas, tecnológicas y de investigación relacionados con toda la cadena de valor del hidrógeno verde y sus derivados.

En el mapa de la **Figura 11** se presentan los valores de LCOH estimados para el 2023 en

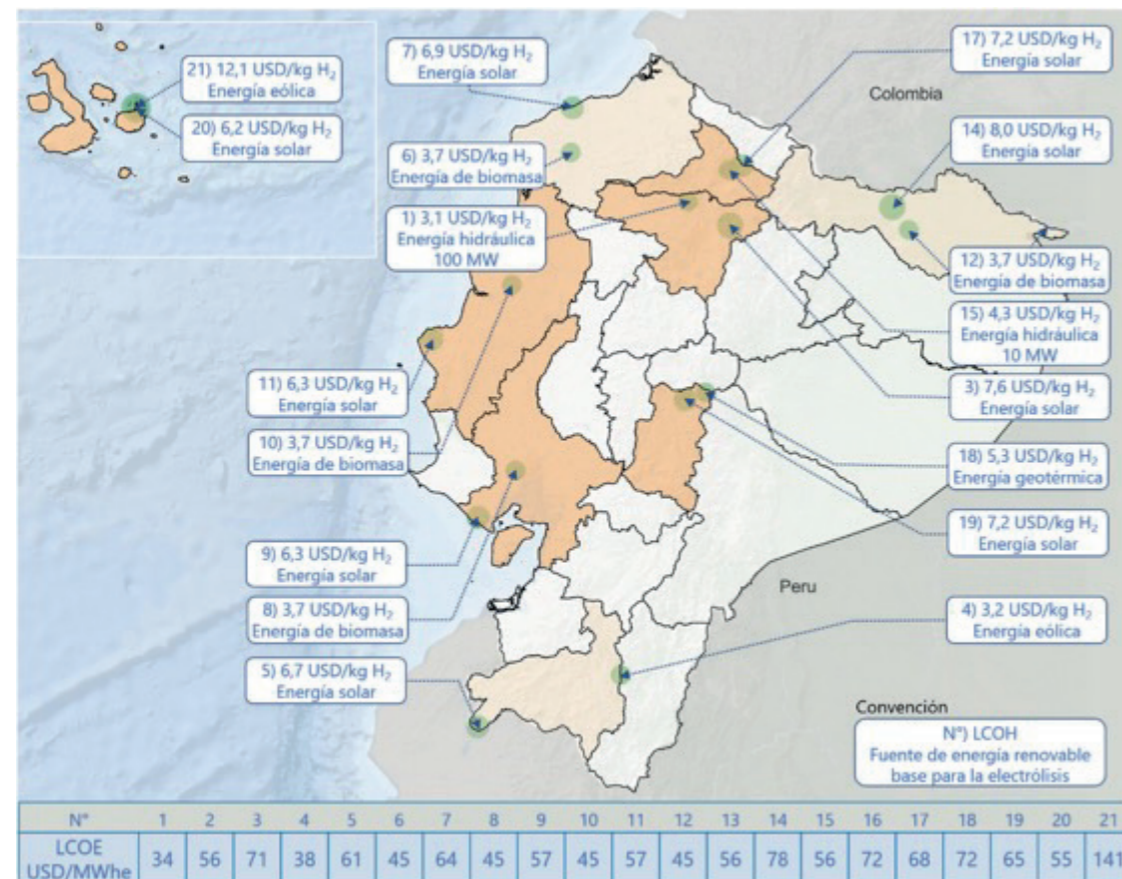


Figura 11: LCOH y LCOE correspondiente para ubicaciones seleccionadas⁵.
Fuente: Elaboración Propia MEM.

diferentes lugares seleccionados con base en su alto potencial de recursos renovables para la generación de electricidad. Para el caso de Pichincha (ubicación 1), se considera el LCOH a partir de una central hidroeléctrica de 100 MW de acuerdo con el potencial de la provincia, de esta forma se obtiene el LCOH más competitivo actualmente para Ecuador de 3,1 USD/kg. En la provincia de Loja (ubicación 4), el potencial eólico da como resultado un LCOH de 3,2 USD/kg mientras que en Esmeraldas (ubicación 6) se obtiene un LCOH de 3,7 USD/kg empleando biomasa residual.

La **Tabla 1** presenta la proyección de costos al 2050 junto con los factores de planta empleados para el cálculo del LCOH para cada una de las fuentes de energía consideradas. Teniendo en cuenta que para la energía solar fotovoltaica se espera una reducción de costos significativa a mediano plazo, el valor del LCOH para esta tecnología se incluye en la **Tabla 1** para todas las provincias seleccionadas. Se

incluye adicionalmente el LCOH obtenido de energía eólica, hidroeléctrica de 10 MW y geotérmica para las provincias de Pichincha, Sucumbíos e Imbabura, respectivamente, debido al considerable potencial encontrado para estas fuentes.

Se observa, de forma general, en las provincias seleccionadas que para el año 2050 el hidrógeno producido a partir de la energía solar fotovoltaica se proyecta como el más competitivo y en provincias como Loja, Guayas, Manabí y Galápagos se estima un LCOH de 0,9 USD/kg.

La combinación de las diferentes fuentes de energía renovable favorecerá la competitividad del hidrógeno verde y sus derivados, por lo que se debe fomentar el despliegue de todas las energías renovables disponibles, incluyendo energía solar, eólica, geotérmica, hidroeléctrica y de biomasa.

Tabla 1: LCOH proyectado para ubicaciones seleccionadas.
Fuente: Elaboración Propia MEM.

N°	Provincia	Fuente de energía	Factor de planta (%)	LCOH 2023 (USD/kg)	LCOH 2030 (USD/kg)	LCOH 2040 (USD/kg)	LCOH 2050 (USD/kg)
1	Pichincha	Hidroeléctrica 100 MW	68	3,1	2,5	2,2	2,0
2		Eólica	40	4,8	3,8	2,5	1,9
3		Solar	19	7,6	4,0	2,0	1,1
4	Loja	Eólica	59	3,2	2,6	1,7	1,3
5		Solar	22	6,7	3,6	1,8	0,9
6	Esmeraldas	Biomasa	70	3,7	3,1	2,8	2,6
7		Solar	21	6,9	3,7	1,9	1,0
8	Guayas	Biomasa	70	3,7	3,1	2,8	2,6
9		Solar	24	6,3	3,4	1,7	0,9
10	Manabí	Biomasa	70	3,7	3,1	2,8	2,6
11		Solar	24	6,4	3,4	1,7	0,9

⁵ Para convertir el LCOH de USD/kgH₂ a USD/MWhH₂ puede emplear la siguiente conversión basada en el poder calorífico inferior del hidrógeno de 0,0333 MWh/kg:
LCOH (USD/MWh H₂) = LCOH (USD/kg H₂) · 30 (kg H₂/MWh H₂)

N°	Provincia	Fuente de energía	Factor de planta (%)	LCOH 2023 (USD/kg)	LCOH 2030 (USD/kg)	LCOH 2040 (USD/kg)	LCOH 2050 (USD/kg)
12	Sucumbíos	Biomasa	70	3,7	3,1	2,8	2,6
13		Hidroeléctrica 10 MW	60	4,3	3,4	3,1	2,9
14		Solar	17	8,0	4,2	2,2	1,1
15	Imbabura	Hidroeléctrica 10 MW	60	4,3	3,4	3,1	2,9
16		Geotérmica	85	5,3	4,0	2,8	2,0
17		Solar	20	7,4	3,9	2,0	1,0
18	Chimborazo	Geotérmica	85	5,3	4,0	2,8	2,0
19		Solar	21	7,2	3,8	1,9	1,0
20	Galápagos	Solar	25	6,2	3,2	1,7	0,9
21		Eólica	15,8	12,1	9,0	6,4	4,7

Considerando los parámetros adicionales mencionados anteriormente se pueden priorizar las regiones que cuentan con mayores potenciales en energías renovables para la producción de hidrógeno o sus derivados a menores costos y que tienen además una demanda potencial e infraestructura adecuada

para las etapas iniciales de desarrollo.

A continuación, se resumen las características principales de las diferentes provincias que permiten el desarrollo óptimo inicial de una economía del hidrógeno:

Tabla 2: Características principales para centro de producción en la provincia de Pichincha.
Fuente: Elaboración Propia MEM

Provincia de Pichincha	
Producción de hidrógeno y derivados:	Dispone de un buen potencial de energía solar, eólica, emplazamientos de centrales hidroeléctricas y con disponibilidad de recursos hídricos. Adicionalmente cuenta con una zona de interés geotérmico de elevada temperatura (con potencial para ser desarrollada).
Demanda potencial:	Demanda gran cantidad de combustibles y energía eléctrica para el sector transporte, residencial e industrial (principalmente manufacturero) ofreciendo un potencial de sustitución para el hidrógeno verde y sus derivados.
Infraestructura:	La región posee una infraestructura de carreteras desarrollada y poliductos para el transporte de hidrocarburos, los cuales podrían llegar a ser adaptados a futuro para el transporte de, por ejemplo, metanol o combustibles sintéticos.

Tabla 3: Características principales para centro de producción en la provincia de Guayas.
Fuente: Elaboración Propia MEM

Provincia de Guayas	
Producción de hidrógeno y derivados:	Se encuentran potenciales importantes de energía solar y con biomasa residual. Esta región dispone de recursos hídricos de agua de mar por lo que se debe considerar la desalinización de agua para la producción de hidrógeno.
Demanda potencial:	La provincia de Guayas en la zona de Guayaquil presenta una alta demanda energética para los sectores industrial (principalmente procesamiento de camarón, industria química, metalurgia y de bebidas), transporte y residencial creando un potencial de sustitución para el hidrógeno verde y sus derivados. La provincia presenta una oportunidad para la implementación de proyectos de producción de derivados como el amoníaco para sustituir importaciones actuales y para crear una industria nacional de fertilizantes nitrogenados y, a futuro, para el uso de derivados como combustible para el sector marítimo.
Infraestructura:	Existe una infraestructura adecuada de transporte por carreteras, puertos marítimos y fluviales; poliductos para el transporte de hidrocarburos y en su cercanía se encuentran pozos taponados y abandonados que podrían ser usados para el almacenamiento de hidrógeno a futuro. Es una ubicación adecuada para centros de producción para exportación y para cubrir la demanda interna.

Tabla 4: Características principales para centro de producción en la provincia de Manabí.
Fuente: Elaboración Propia MEM

Provincia de Manabí	
Producción de hidrógeno y derivados:	Es una región costera con alto potencial de energía solar y que dispone de biomasa residual. Tiene acceso al mar lo que asegura la disponibilidad de agua para la producción de hidrógeno verde a través de desalinización.
Demanda potencial:	En la ciudad de Manta y sus alrededores existe una importante demanda de energéticos para los sectores de transporte, industrial (principalmente procesamiento y conservación de pescados y camarones y elaboración de grasas y aceites que requieren hidrógeno para sus procesos de hidrogenación), agropecuario y residencial lo que ofrece un potencial de sustitución para el hidrógeno verde y sus derivados. En nuevos usos, se presenta la oportunidad de sustitución por los productos derivados como el metanol y el amoníaco como combustibles para el sector marítimo.
Infraestructura:	Posee infraestructura de transporte por carreteras y puertos marítimos, así como pozos petroleros que pueden representar un potencial uso en almacenamiento de hidrógeno a futuro. Es una ubicación adecuada para centros de producción para exportación pero también para cubrir la demanda interna.

Tabla 5: Características principales para centro de producción en la provincia de Imbabura.
Fuente: Elaboración Propia MEM

Provincia de Imbabura	
Producción de hidrógeno y derivados:	Es una región con potencial moderado de emplazamientos de pequeñas centrales hidroeléctricas, zonas de interés geotérmico (con potencial para ser desarrolladas), energía solar y energía eólica.
Demanda potencial:	Su principal demanda de energéticos es en el sector de transporte donde además del transporte terrestre se tiene demanda en el transporte fluvial con embarcaciones pequeñas y medianas debido al elevado número de lagos y lagunas con los que cuenta la provincia.
Infraestructura:	En la región se identifica infraestructura educativa e investigativa, que junto con la diversidad de potenciales de energías renovables permite el estudio de toda la cadena de valor del hidrógeno.
La infraestructura y la capacidad humana disponible en la provincia ofrecen condiciones ideales para fomentar y expandir las actividades de investigación, desarrollo e innovación y enfocarla a temas relacionados con la transición energética.	

Tabla 6: Características principales para centro de producción en la provincia de Chimborazo.
Fuente: Elaboración Propia MEM

Provincia de Chimborazo	
Producción de hidrógeno y derivados:	Se identifican potenciales de energía solar y zonas de interés geotérmico, adicionalmente dispone de un potencial moderado de energía eólica y una adecuada disponibilidad de recursos hídricos.
Demanda potencial:	Su principal demanda de energéticos se encuentra en el sector residencial y de transporte. Se identifica un potencial de sustitución para el hidrógeno verde y sus derivados principalmente en el sector transporte.
Infraestructura:	Existe una infraestructura de transporte por carretera desarrollada. No tiene salida directa al mar. Se considera una ubicación adecuada primeramente para el cubrimiento de la demanda interna pero se puede también considerar el transporte por carretera al puerto de Guayaquil, con lo que podría suplir volúmenes de exportación.

Tabla 7: Características principales para centro de producción en la provincia de Galápagos.
Fuente: Elaboración Propia MEM

Provincia de Galápagos	
Producción de hidrógeno y derivados:	Región insular con potencial de energía solar y eólica (por ejemplo, el parque eólico de San Cristóbal ya en operación). El requerimiento de agua para la electrólisis se puede suplir a través de la desalinización de agua de mar.
Demanda potencial:	Esta provincia requiere de energéticos en el sector de transporte marítimo (entre islas) y en generación de electricidad, principalmente.
Infraestructura:	Posee infraestructura para el transporte de carga marítima, transporte entre islas y transporte aéreo. Cuenta con infraestructura asociada al sector de servicios del turismo.
Esta provincia se debe considerar como un eje de desarrollo regional estratégico. Por su carácter de área protegida la implementación de sistemas de suministro de energía limpios que reemplacen los combustibles actuales de origen fósil se establece como un eslabón importante en su conservación y en alcanzar la neutralidad de carbono a corto plazo, permitiéndoles imponerse como destino turístico 100 % sostenible.	

Se considera relevante destacar el caso especial que se presenta en la provincia de Loja. Esta provincia cuenta con un adecuado potencial de energía solar, eólica y de biomasa residual para la producción de electricidad renovable. En esta región ya se encuentran operativos los proyectos del parque eólico de Villonaco y de Minas Huascachaca. Sin embargo, esta es una zona con restricciones en la disponibilidad de agua para la producción de hidrógeno, lo que limita su potencial para convertirse en un centro de producción. Este caso pone de relieve la importancia que tendrá el desarrollo y expansión de la infraestructura actual de la red de transmisión eléctrica para que se logre un aprovechamiento eficiente de los recursos renovables con los que cuenta el país.

Otros lugares de especial interés corresponden a las refinerías de Esmeraldas y Shushufindi, las cuales se encuentran ubicadas en zonas con potenciales de energía solar y biomasa residual moderados. En estas dos refinerías se pueden establecer proyectos de producción de hidrógeno verde para uso interno en sus procesos de desulfuración e hidrocrqueo. La implementación de proyectos en estas refinerías podría ser un factor acelerador en la masificación del uso del hidrógeno verde en el sector industrial de refinación y permitiría también reorientar su actividad económica a futuro, con la posibilidad de producir combustibles sintéticos verdes.

5.3 Costos totales para exportación

Para analizar la exportación de hidrógeno verde y sus derivados producidos en Ecuador, se seleccionan dos regiones principales como potenciales importadores: La región asiática, en la cual se consideran a Japón y Corea del Sur como puertos de destino a una distancia aproximada de 8.000 millas náuticas (NM) y la Unión Europea, en la cual los puertos de destino podrían ser Alemania, Bélgica y Países Bajos a una distancia aproximada de 6.000 NM.

Teniendo en consideración los costos nivelados de producción y los costos de transporte de hidrógeno líquido y derivados, en la **Figura 12** se presentan los costos totales para el año 2030 de dos productos derivados principales: amoníaco y metanol en los puertos de destino potenciales, mientras que la **Tabla 2** y la **Tabla 3** incluyen otros derivados adicionales (LH₂ y combustibles sintéticos) y proyecciones para 2040 y 2050:

- Se observa que el transporte del hidrógeno como amoníaco y metanol da como resultado costos totales más competitivos en comparación con los combustibles sintéticos y el hidrógeno licuado, lo cual resulta de la mayor madurez tecnológica de la cadena de valor asociada al amoníaco y al metanol.
- En el caso del hidrógeno licuado (LH₂), los principales factores que contribuyen a los elevados costos son el transporte y la baja densidad energética al compararla con los productos derivados. Se debe además resaltar que para este producto aún no se dispone de las tecnologías de transporte requeridas a escala comercial y no se espera que estas estén disponibles sino hacia finales de la década actual.

- En el caso de los combustibles sintéticos, los elevados costos de producción disminuyen su competitividad lo cual se presenta como la principal barrera a superar. Por otra parte, estos combustibles sintéticos tendrían bajos costos de transporte. Los elevados costos de este derivado son un reflejo

del desarrollo tecnológico incipiente en la actualidad para su producción a escala comercial, mientras que para su transporte ya se cuenta con una cadena bien desarrollada para combustibles fósiles que puede ser usada para estos productos.

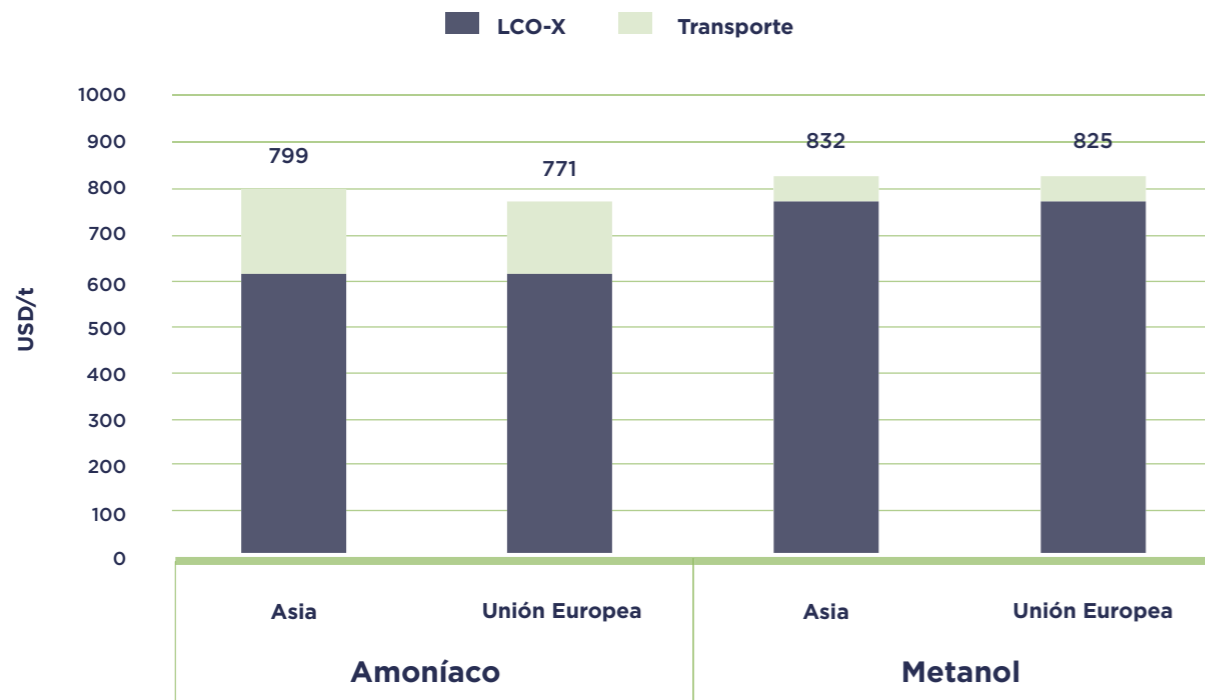


Figura 12: Costos totales de amoníaco y metanol verdes puestos en puerto de destino para el año 2030. Fuente: Elaboración Propia MEM.

Tabla 8: Costos totales de derivados puestos en puertos de destino en la Unión Europea. Fuente: Elaboración Propia MEM.

Puerto de destino:	Unión Europea (Alemania, Bélgica, Países Bajos)		
	2030	2040	2050
LCO-X (USD/t)			
Amoníaco	617	551	338
Metanol	770	679	480
LH ₂	2.360	1.660	870
Combustibles sintéticos	2.380	2.293	1.735
Costos de transporte (USD/t)			
Amoníaco	154	154	154
Metanol	56	56	56
LH ₂	3.142	3.142	3.142
Combustibles sintéticos	56	56	56
Costos totales (USD/t)			
Amoníaco	771	705	492
Metanol	825	735	536
LH ₂	5.502	4.802	4.012
Combustibles sintéticos	2.436	2.349	1.791

Tabla 9: Costos totales de derivados puestos en puertos de destino en la región asiática. Fuente: Elaboración Propia MEM.

Puerto de destino:	Región asiática (Corea del Sur, Japón)		
	2030	2040	2050
LCO-X (USD/t)			
Amoníaco	617	551	338
Metanol	770	679	480
LH ₂	2.360	1.660	870
Combustibles sintéticos	2.380	2.293	1.735
Costos de transporte (USD/t)			
Amoníaco	182	182	182
Metanol	62	62	62
LH ₂	3.752	3.752	3.752
Combustibles sintéticos	62	62	62
Costos totales (USD/t)			
Amoníaco	799	733	520
Metanol	832	741	542
LH ₂	6.112	5.412	4.622
Combustibles sintéticos	2.442	2.355	1.797

6. Potencial del mercado doméstico y de exportación

El potencial de mercado del hidrógeno verde y sus derivados se determina con base en el grado de reemplazo del uso actual del hidrógeno de origen no renovable y en su inserción en mercados potenciales por medio de nuevas aplicaciones. En la **Figura 13** se presentan los usos actuales y potenciales del hidrógeno para los diferentes sectores de la economía.

Los usos actuales del hidrógeno son limitados y se han concentrado históricamente en tres áreas industriales principales: las refinerías (43 %), la producción de amoníaco (36 %), la producción de metanol (16 %) y la industria siderúrgica (5 %) en el proceso de reducción directa (DRI, por sus siglas en inglés). De esta producción aproximadamente el 80 % del amoníaco se usa en la producción de fertilizantes, mientras que el 20 % restante se usa en diversas aplicaciones industriales.

Los usos potenciales para el hidrógeno y sus derivados incluyen aplicaciones a nivel industrial, en transporte, en edificaciones y en generación de energía eléctrica. A nivel industrial, el hidrógeno puede ser usado en aplicaciones con requerimientos elevados de energía a altas temperaturas. Algunas industrias con potencial de uso de hidrógeno a futuro son la industria metalúrgica y las industrias del vidrio, de la cerámica y del cemento.

Respecto al transporte, una de las nuevas aplicaciones que empieza a desplegarse con mayor velocidad son las celdas de combustible. En este sector se espera que el hidrógeno verde juegue un papel decisivo en la descarbonización de aplicaciones de difícil electrificación a través del uso de derivados como el amoníaco y el metanol para el transporte marítimo, y los combustibles sintéticos, específicamente queroseno sintético⁶, para el transporte aéreo.

En cuanto a los sectores residencial, comercial y público, se considera factible su uso para cubrir los requerimientos energéticos de edificaciones, tales como cocción, agua caliente y calefacción.

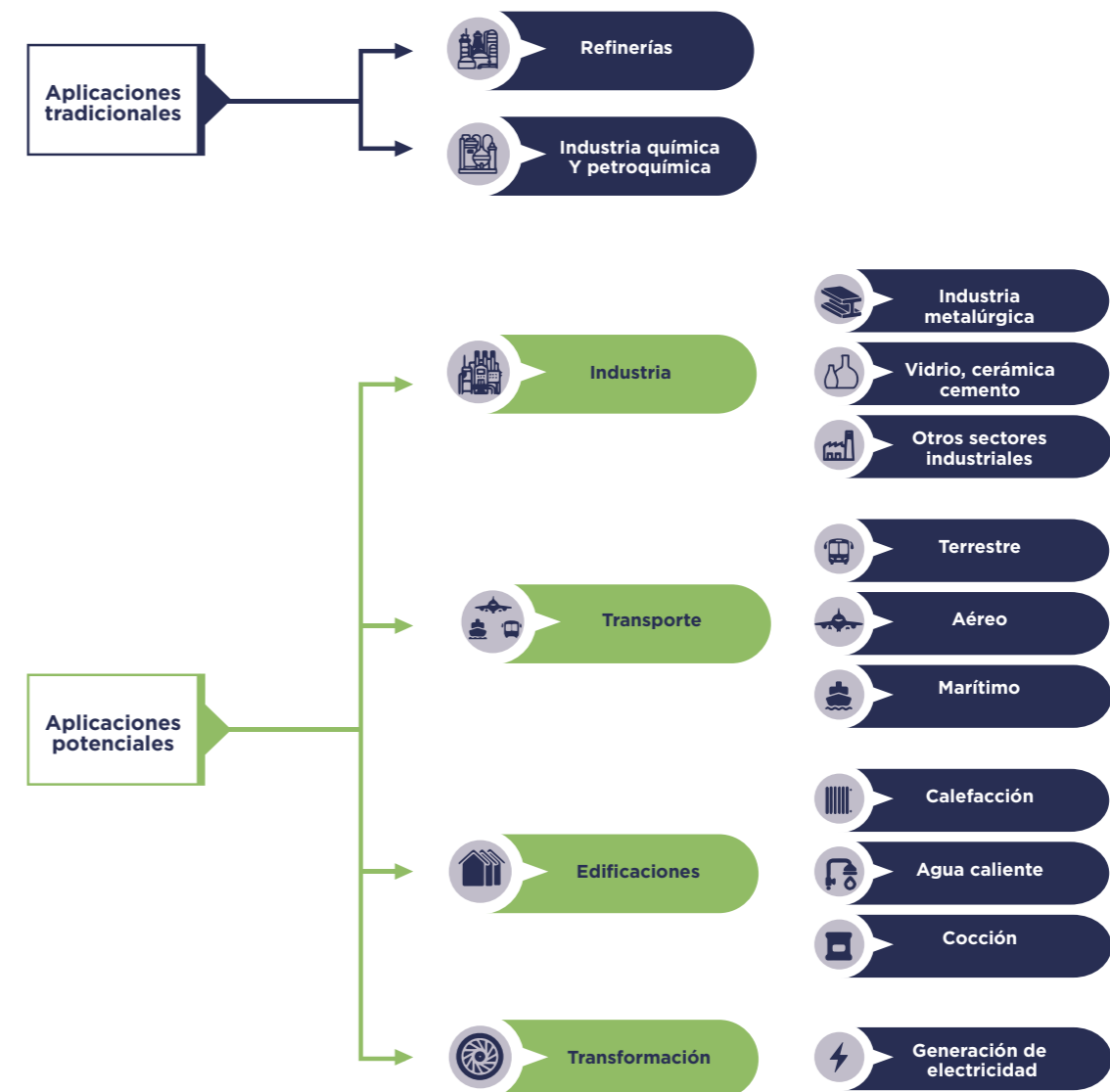


Figura 13: Usos actuales y potenciales del hidrógeno.
Fuente: Elaboración Propia MEM.

⁶ E-kerosene o combustible de aviación sostenible (Sustainable Aviation Fuel - SAF).

6.1 Mercado doméstico

Los requerimientos energéticos que tienen los diferentes sectores del mercado doméstico y la forma en que estos son suplidos (tecnologías e infraestructura específica) resultan en diferentes potenciales de penetración del hidrógeno en cada uno de ellos, que dependerán además de la implementación de medidas de eficiencia energética y de los grados de electrificación que se alcancen en cada uno.

Los sectores de transporte e industrial son los que tienen mayor potencial de

implementación de tecnologías de uso de hidrógeno verde y derivados, mientras que los sectores residencial y de servicios tienen un alto potencial de electrificación y son menos intensivos energéticamente por lo cual el uso de hidrógeno se dará en una menor proporción.

A continuación, se describe la oportunidad para el hidrógeno en los principales sectores del mercado doméstico, incluyendo la oportunidad para el reemplazo de usos actuales como material.

6.1.1 Caracterización de los sectores de la economía

Transporte

Según el Balance Energético Nacional para el 2021 [3], el sector transporte fue el de mayor consumo energético con una participación del 51 % del consumo total en el Ecuador⁷. En este sector el consumo energético se basa en combustibles de origen fósil (gasolina, diésel, combustible para aviación y *fuel oil*). Para el año 2050, se estima que el sector transporte pueda alcanzar un porcentaje de electrificación del 50 %, constituyéndose el restante 50 % en una oportunidad de sustitución para el hidrógeno verde y sus derivados. Las aplicaciones en el sector transporte pueden ir desde celdas de combustible y combustibles sintéticos en el transporte terrestre y aéreo hasta metanol y amoníaco en el transporte marítimo.

El incremento en la capacidad de producción a nivel mundial, junto con la madurez de las tecnologías relacionadas con el uso del

hidrógeno en el sector transporte como las celdas de combustible, tanques de vehículos y estaciones de servicio, permitirán tener en los próximos años costos mucho más competitivos que faciliten la transición tecnológica hacia el hidrógeno.

Industria

El sector industrial tuvo una participación del 15 % en el consumo energético en el año 2021 del cual el 55 % estaba basado en combustibles fósiles y el 45 % restante en electricidad. El grado de electrificación estimado para este sector es del 60 % para el 2050; el 40 % restante ofrece una oportunidad de sustitución para el hidrógeno y sus derivados.

Residencial, comercial y público

Los sectores residencial, comercial y público no tienen requerimientos energéticos altos

o de elevada temperatura, además el sector residencial en los centros urbanos puede cubrir sus requerimientos energéticos (calentamiento de agua, cocción y calefacción) con electricidad por lo cual se estima que para el año 2050 se puedan alcanzar niveles de electrificación entre el 85 % y el 90 % en estos sectores. Estos elevados niveles de electrificación hacen que el potencial de penetración para el hidrógeno sea mucho menor comparado con otros sectores.

Pesca, minería, agro, construcción y otros sectores

En estos sectores se tiene un bajo porcentaje de electrificación del 3 %, donde adicionalmente la gasolina es el combustible más usado con aproximadamente un 60 % del requerimiento energético total. Se estima que el reemplazo de equipos o maquinaria actual por equipos que usen electricidad es altamente viable y posible en la mayoría de los casos.

En esta área se incluyen los sectores de minería y construcción los cuales usan equipos y maquinaria que, aunque requerirán adaptaciones para trabajar con electricidad cuentan con tecnologías ya desarrolladas que permitirían una mayor electrificación de los dos sectores. Para esto se requiere, al igual que en

el sector del transporte, de la adecuación o la implementación de instalaciones de carga, redes eléctricas y desarrollo de planes piloto.

Debido a lo descrito anteriormente, se estima que para los años 2030 y 2040 se tendrá un crecimiento lento con porcentajes de electrificación de 10 % y 25 %, respectivamente y para 2050 el porcentaje de electrificación incrementará de una manera más rápida hasta el 60 %. Estos niveles de electrificación dejan, por tanto, un 40 % de potencial para el uso del hidrógeno y sus derivados en estos sectores.

Usos actuales como insumo en Ecuador

Ecuador importó en 2021 alrededor de 621.000 toneladas de fertilizantes nitrogenados entre urea, sulfato y nitrato de amonio principalmente, 450 toneladas de amoníaco y 14.700 toneladas de metanol [9]. Estos productos pueden fabricarse en el país a partir de hidrógeno verde. De forma adicional, el hidrógeno que se usa actualmente en las refinerías, así como usos menores en otras industrias, podría reemplazarse a corto plazo por hidrógeno verde.

⁷ El porcentaje se calcula incluyendo el consumo energético de los sectores transporte, industrial, residencial, comercial y servicios y otros. No se tienen en cuenta los valores asignados a consumo propio.

6.1.2 Escenarios de demanda

En la definición de los escenarios de demanda del hidrógeno se consideran criterios relacionados con la implementación de medidas eficiencia energética y, adicionalmente, se establecen los valores proyectados de electrificación para los diferentes sectores. Estos factores junto con el grado de penetración del hidrógeno verde determinan la demanda potencial para cada sector. Con respecto a la eficiencia energética, se ha considerado para este análisis el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE) [10] emitido por Ecuador en 2016 y en el cual

se establecen un conjunto de acciones que permitirán reducir el consumo energético final en aproximadamente un 40 % para el año 2035.

Se establecen dos escenarios de penetración del hidrógeno verde que definen posteriormente su demanda potencial: H₂ Ideal y H₂ Práctico.

- H₂ Ideal: Se asume que en todos los sectores de la economía se realizan las adecuaciones de infraestructura y tecnología que permitan suministrar hidrógeno como fuente de energía

sin ningún tipo de restricciones (de infraestructura o de regulación). Estas

suposiciones resultan en un consumo de hidrógeno de 12 PJ, 43 PJ y 117 PJ (equivalentes a aprox. 100.000, 357.000 y 970.000 toneladas)⁸ para los años 2030, 2040 y 2050, respectivamente.

- H₂ Práctico: Se asume que la infraestructura requerida y el reemplazo de equipos se desarrolle de manera mucho más lenta teniendo en cuenta aspectos técnicos, riesgos asociados y los altos costos de inversión que requiere este proceso. Estas suposiciones resultan en un consumo menor de hidrógeno de 12 PJ, 28 PJ y 59 PJ (equivalente a aprox. 100.000, 230.000 y 488.000 toneladas) para los años 2030, 2040 y 2050, respectivamente.

Se puede identificar el gran potencial de uso interno que tendrían el hidrógeno verde y sus derivados aun teniendo en cuenta las posibles restricciones tecnológicas y de mercado proyectadas al 2050 que limiten alcanzar la neutralidad de carbono en ese año.

La producción real que se alcance dependerá del desarrollo de las condiciones marco que fomenten el desarrollo e implementación de proyectos en esta área. Esto se verá afectado por tendencias globales (como la capacidad de producción anual de los proveedores de tecnologías clave) y por el desarrollo nacional, el cual incluye aspectos regulatorios en la legislación nacional, incluyendo la definición de beneficios tributarios y aspectos normativos requeridos para toda la cadena de valor del hidrógeno verde y sus derivados, junto con la implementación de proyectos piloto.

Dependiendo de estos desarrollos globales y nacionales, se debe considerar la posibilidad de que se tenga un despliegue más lento para el uso interno del hidrógeno al presentado en estas proyecciones en las fases iniciales, lo cual implicaría una aceleración mayor en la implementación de proyectos en las etapas posteriores que permita alcanzar los objetivos finales a 2050.

En la **Figura 14** se muestra la proyección de demanda teórica de hidrógeno para los dos escenarios mencionados anteriormente.

Es importante resaltar que los valores presentados constituyen el potencial teórico máximo establecido para estos escenarios.

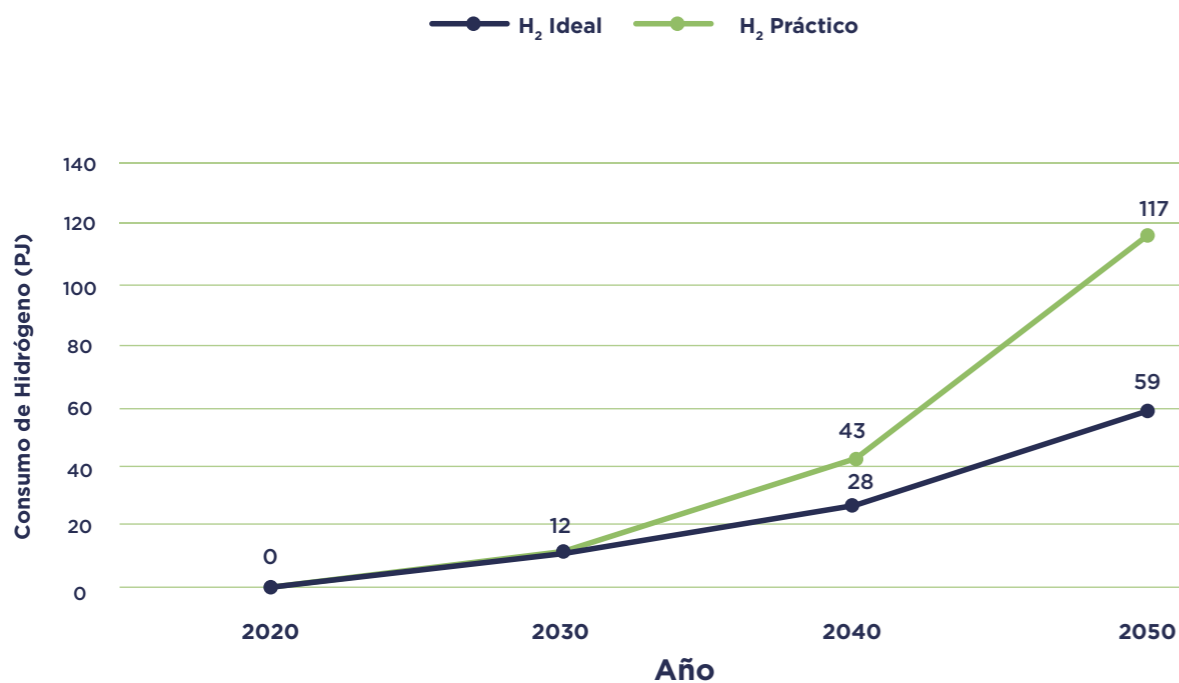


Figura 14: Proyección de demanda de hidrógeno.
Fuente: Elaboración Propia MEM.

⁸ 1 PJ equivale a 8,3 kilotoneladas (kt) de hidrógeno considerando un poder calorífico inferior del hidrógeno de 120 MJ/kg.

6.1.3 Distribución de la demanda en el mercado doméstico

En esta sección se presenta una síntesis de los análisis de demanda interna y lo que esto implicaría en términos de estrategia nacional para la producción de hidrógeno verde y sus derivados. En la **Figura 15** se presenta la proyección de la distribución de la demanda interna de acuerdo con el escenario H₂ Práctico para la producción de hidrógeno verde y sus derivados para consumo interno.

La demanda interna de hidrógeno se establece así:

- Consumo interno como energético: en los sectores residencial, industrial, transporte, comercial y público y pesca, construcción, minería, agro y otros.
- Consumo interno como materia prima: Reemplazo del consumo en refinerías, sustitución de importaciones de fertilizantes nitrogenados mediante la producción amoníaco y sustitución de importaciones de metanol.

Para el 2030, el potencial máximo teórico estimado de demanda para el mercado interno incluyendo la sustitución total del requerimiento de hidrógeno como materia prima es de 97.000 toneladas, equivalentes a una capacidad de electrólisis instalada de 900 MW. La participación mayoritaria está relacionada con el uso como materia prima en el reemplazo de usos actuales e importaciones, la cual representa el 70 % de la demanda total a 2030. Lo anterior corresponde a aproximadamente 190 MW de capacidad de electrólisis requerida para suministrar los

requerimientos de las refinerías, 410 MW para la producción nacional de amoníaco para sustitución de importaciones y 30 MW para la producción de metanol igualmente para sustitución de importaciones.

A 2040 y 2050, los potenciales teóricos de demanda interna para el escenario H₂ Práctico ascienden a 230.000 toneladas y 488.000 toneladas, respectivamente. Las capacidades de electrólisis requeridas para estos volúmenes de producción son de 2,1 GW para el 2040 y 4,4 GW en 2050. La demanda de hidrógeno para uso como energético aumenta de 27.000 a 160.000 toneladas, entre el 2030 y el 2040, y alcanza las 418.000 toneladas, en el 2050. La participación porcentual del consumo total para este uso energético es de 70 % en 2040 y 86 % en 2050. El 30 % y 14 % restantes corresponden al uso como insumo.

La participación mayoritaria para el uso de hidrógeno como energético se encuentra en el sector industrial, seguido por el sector de pesca, construcción, minería, agro y otros. En el sector de minería, específicamente, se identifica un elevado potencial en la adaptación de maquinaria amarilla. El sector de transporte tiene una menor participación debido a las fuertes medidas de eficiencia energética proyectadas en el PLANEE. Adicionalmente, teniendo en cuenta los altos niveles de electrificación que se pueden alcanzar en los sectores residencial y comercial y público la demanda de hidrógeno en estos sectores es mínima al compararla con la demanda total.

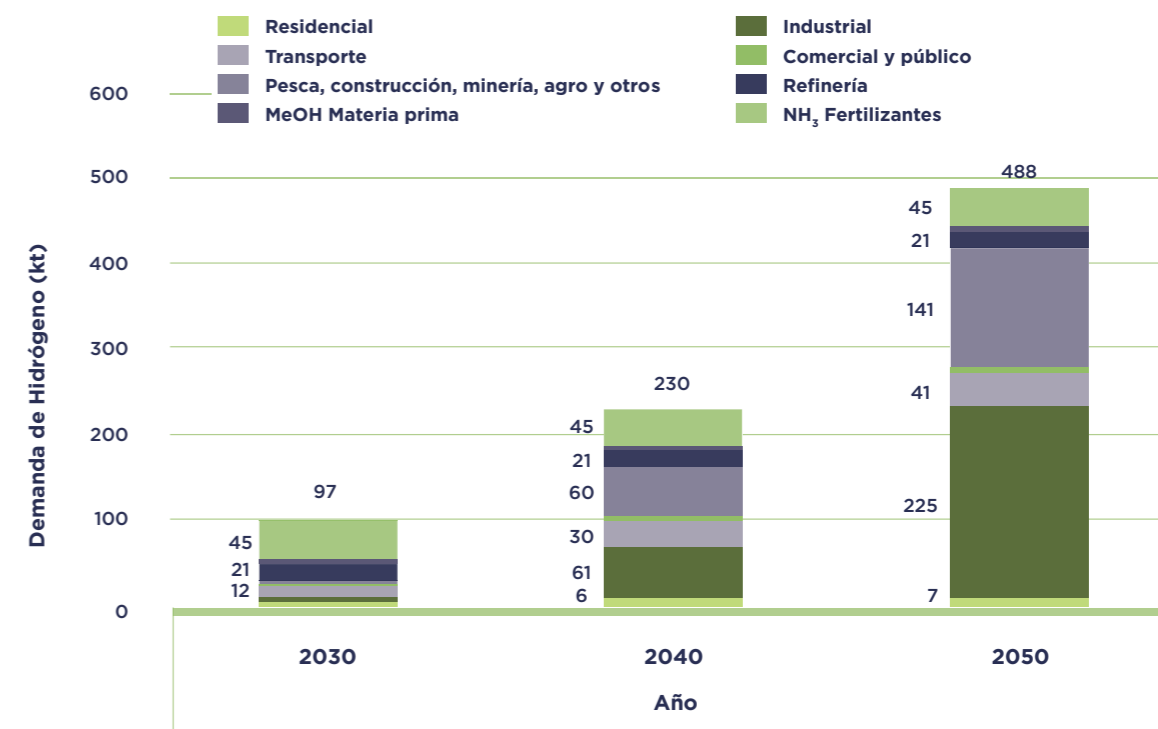


Figura 15: Distribución de la demanda interna de hidrógeno en el escenario H₂ Práctico. Fuente: Elaboración Propia MEM.

6.2 Mercado de exportación

El costo final de hidrógeno está determinado por dos factores principales: sus costos de producción y sus costos de transporte. Debido a la baja densidad energética volumétrica del hidrógeno se hace, por tanto, necesario acondicionarlo para transportarlo por largas distancias. Este acondicionamiento puede ser físico, como la licuefacción, o químico para transformarlo en productos portadores de hidrógeno con más alta densidad energética (como el amoníaco o el metanol).

En una primera etapa los países importadores le apuestan, principalmente, a dos productos: el amoníaco y el metanol verdes, los cuales pueden ser necesarios como portadores de hidrógeno o como producto final o insumo para otros procesos industriales. Esto permite aprovechar las infraestructuras existentes y la experiencia que se tiene en su transporte y manejo, es decir, ya se cuenta con una cadena de valor establecida.

En etapas posteriores del despliegue (hacia el 2035), se espera que los combustibles sintéticos (los cuales pueden hacer uso de la infraestructura existente para combustibles fósiles) y el hidrógeno líquido evolucionen tecnológicamente, se vuelvan más competitivos y hagan parte de la demanda del hidrógeno a nivel mundial. En estas etapas también se puede empezar a considerar, adicional a la exportación de amoníaco, la exportación de fertilizantes verdes, dependiendo del desarrollo que se dé a nivel local y global del mercado.

Como destinos potenciales para los derivados de hidrógeno verde generados en Ecuador se identificaron países en la Unión Europea y en Asia. En la Unión Europea se seleccionaron Países Bajos, Bélgica y Alemania por su

ubicación geográfica y por los objetivos planteados en sus respectivas hojas de ruta donde para los tres países se estima una demanda aproximada de importación de 8,06 Mt (millones de toneladas) a 2030 y 76,5 Mt a 2050. En la región asiática se identifican grandes potenciales de importación para Corea del Sur y Japón; según sus respectivas hojas de ruta para estos dos países se estima una demanda combinada de 3 Mt a 2030 y 41 Mt a 2050.

En resumen, la **Tabla 10** muestra las estimaciones de los volúmenes de importación de hidrógeno verde para los destinos potenciales seleccionados: Alemania, Bélgica, Países Bajos, Japón y Corea del Sur para los años 2030 y 2050.

Tabla 10: Estimación de demanda de importación de países seleccionados.
Fuente: Elaboración Propia MEM.

País	Unidad	2030	2040*	2050
Alemania	Mt	1,86 - 2,46	11,9 - 24,2	22 - 46
Bélgica	Mt	0,6	3,3 - 5,6	6 - 10,5
Países Bajos	Mt	3 - 5	11,5 - 12,5	20
Japón	Mt	1	9,5	18
Corea del Sur	Mt	2	12,5	23
Total	Mt	8,5 - 11,1	48,7 - 64,3	89 - 117,5

* Debido a que las estrategias de los países presentan metas a 2030 y 2050, los valores para 2040 se calcularon por interpolación lineal entre 2030 y 2050.

Distribución de la demanda del mercado de exportación

Teniendo en cuenta que Ecuador apenas comienza a fijar las bases para el despliegue de una economía del hidrógeno y el tiempo requerido para el desarrollo, implementación y puesta en marcha de proyectos a escala comercial, se

parte de una proyección conservadora, en la que se asume que a 2030 Ecuador podrá suplir el 0,1 % del mercado de los países potenciales importadores seleccionados, lo cual equivaldría a una producción de 11.000 toneladas anuales.

Este valor se distribuye en aproximadamente un 70 % de hidrógeno para producción de amoníaco y un 30 % para producción de metanol. La capacidad de electrólisis requerida para este fin asciende a alrededor de 100 MW. Esta capacidad debe entenderse como un objetivo mínimo a alcanzar; en el caso en que se logren implementar capacidades mayores de producción se podría cubrir un porcentaje más alto de la demanda de exportación estimada.

Cabe resaltar además que, si no se logra dar un impulso a la demanda interna, de manera que se desarrolle de acuerdo con las estimaciones proyectadas, la capacidad instalada de estos proyectos puede aprovecharse para cubrir volúmenes de exportación (demanda existente) por lo menos en las etapas iniciales de despliegue; de esta manera se aprovechan eficientemente las capacidades instaladas desde el comienzo y se puede hacer la transición de exportación a cubrimiento del mercado interno a medida que crezca la demanda interna.

Considerando el gran incremento que tendrá la demanda de hidrógeno a futuro para los países seleccionados como potenciales importadores, se considera un cubrimiento cercano al 0,15 % del mercado respectivo para el 2040 y el 2050, lo cual resulta en una producción de 100.000 toneladas y 188.000 toneladas, respectivamente. Estos valores asumen una participación de los derivados correspondiente al 30 % para el amoníaco, 30 % para el metanol, 30 % para los combustibles sintéticos y 10 % para el hidrógeno licuado⁹. La capacidad de electrólisis requerida para cubrir estos volúmenes de exportación asciende a 0,9 GW para el 2040 y 1,7 GW para el 2050.

En la **Figura 16** se presenta la proyección correspondiente a la demanda de hidrógeno para exportación de derivados para los años 2030, 2040 y 2050.

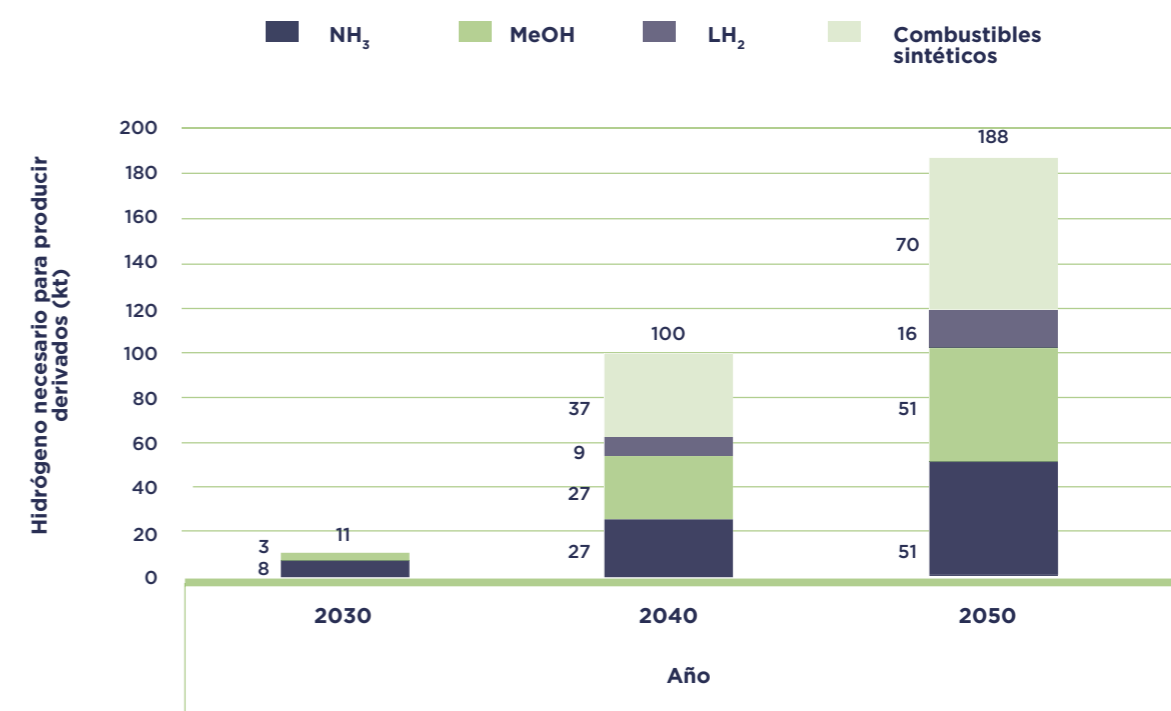


Figura 16: Proyección de demanda de hidrógeno para producción de derivados para exportación.
Fuente: Elaboración Propia MEM.

⁹ Esta proporción para hidrógeno licuado dependerá de que se logren implementar tecnologías de transporte a escala comercial.

6.3 Capacidad de electrólisis

En la **Figura 17** se presenta de manera resumida la capacidad de electrólisis necesaria para cumplir con las demandas estimadas de los mercados doméstico y de exportación.

Para los años 2030, 2040 y 2050 se necesitan capacidades totales de electrólisis de 1 GW, 3 GW y 6 GW, respectivamente.

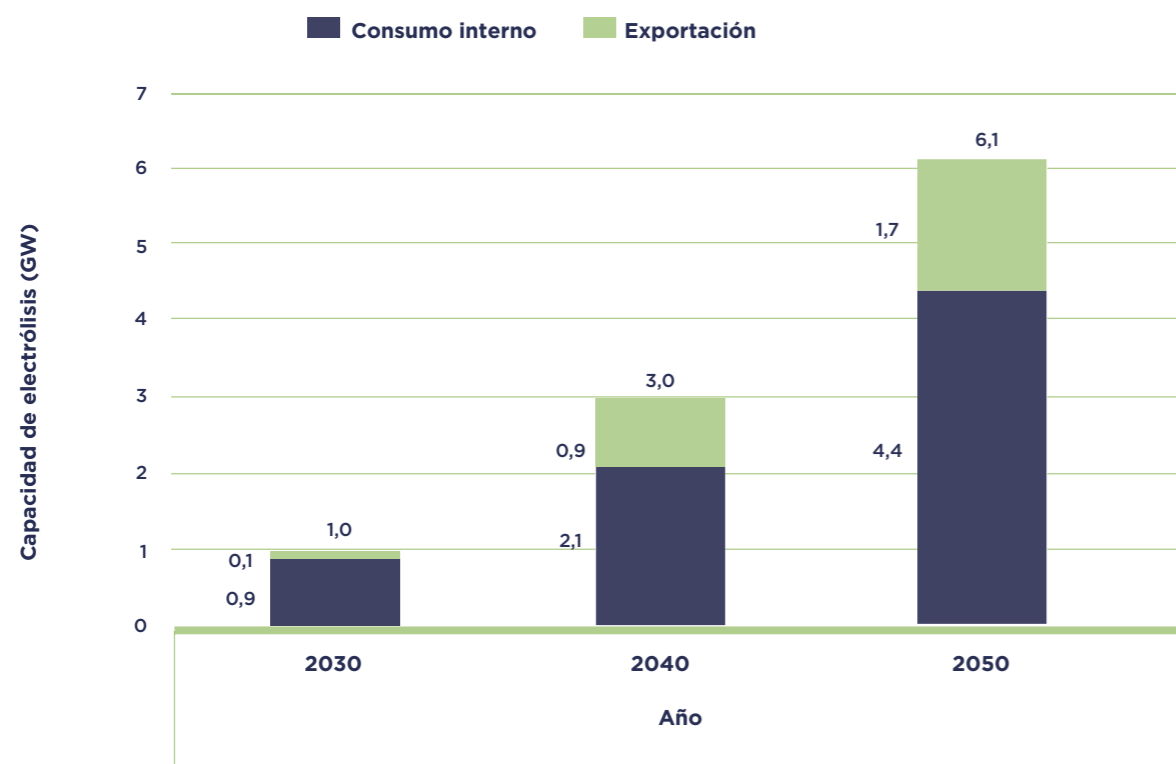


Figura 17: Capacidad de electrólisis requerida para suplir la demanda de hidrógeno para consumo interno y exportación. Fuente: Elaboración Propia MEM.

6.4 Reducción de emisiones de GEI

Partiendo de un valor de emisiones de 36,5 Mt CO₂eq en 2020 se tendría inicialmente una reducción de emisiones debido a la implementación de medidas de eficiencia energética, de acuerdo con el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE) [10], de un 15,7 % al 2030 y de 15,2 % al 2050 con base en el año 2020. Esta disminución se

puede observar en la Línea base (CE). Para los escenarios planteados de demanda y penetración del hidrógeno se lograría una reducción de emisiones de CO₂eq para el escenario H₂ ideal de 56,8 % en el 2050 y para el escenario H₂ práctico se espera que la reducción sea de 45 % en el año 2050, comparados con el 2020. En la **Figura 18** se

pueden observar las líneas de proyección de emisiones de CO₂eq para los escenarios mencionados anteriormente.

Los dos escenarios de penetración del hidrógeno permiten establecer un potencial adicional de reducción de emisiones de 11 Mt CO₂eq en el caso H₂ práctico o de 15 Mt CO₂eq

en el caso H₂ ideal, respecto al escenario base en el 2050.

Los resultados confirman nuevamente el gran potencial que ofrece el despliegue de una economía del hidrógeno en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero para Ecuador.

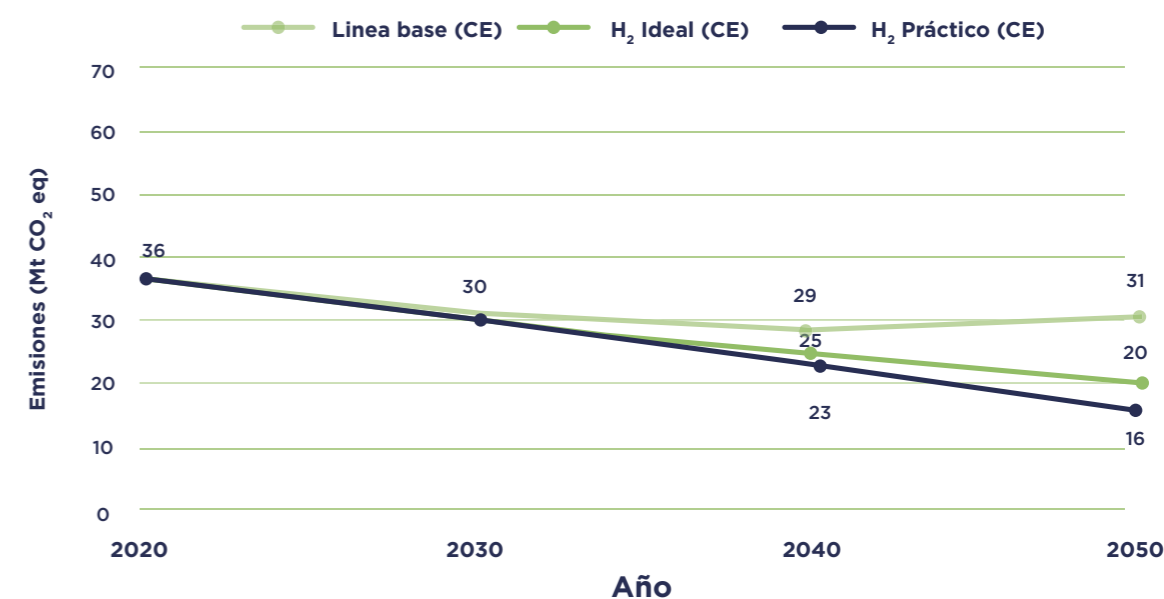


Figura 18: Emisiones de gases de efecto invernadero para el escenario base (o línea base) y los escenarios de penetración de hidrógeno ideal y práctico. Fuente: Elaboración Propia MEM.

7. Visión: Metas, hitos y acciones prioritizadas

Teniendo en cuenta los análisis realizados para Ecuador y los recursos identificados, se describe a continuación la estrategia de producción de hidrógeno verde y derivados que se debería seguir para llegar al cubrimiento de la demanda interna y de exportación estimadas. Se establecen para ello tres fases: una fase inicial a corto plazo, una fase de despliegue a mediano plazo y una fase de afianzamiento a largo plazo.

7.1 Fases de la Hoja de Ruta

7.1.1 Fase inicial (hasta 2025)

Para esta fase inicial se debe continuar fomentando la asignación de bloques de energías renovables no convencionales (ERNC) y se debe impulsar el desarrollo de la energía geotérmica, como gran potencial diferenciador regional de Ecuador. En esta etapa se debería adjudicar a corto plazo una capacidad de producción de electricidad a partir de energías renovables de por lo menos 1 GW para comenzar su implementación en la fase posterior al 2025.

Con relación al hidrógeno verde y sus derivados se deben desarrollar las condiciones marco que fomenten el desarrollo e implementación de proyectos. Esto incluye, de manera prioritaria, la capacitación a personal de entidades públicas, privadas y

de las comunidades en general y el desarrollo de aspectos regulatorios en la legislación nacional, incluyendo la definición de beneficios tributarios, y aspectos técnicos y normativos requeridos para toda la cadena de valor del hidrógeno verde y sus derivados.

De forma simultánea, se debe impulsar la formulación e implementación de proyectos piloto como, por ejemplo:

- Proyectos de investigación y desarrollo con estrecho vínculo entre el sector industrial y el sector académico para el estudio de aspectos específicos relacionados a la producción, transporte y almacenamiento, nuevos usos del

hidrógeno y transformación a productos derivados considerando las condiciones locales.

- Proyectos de reemplazo de hidrógeno de origen fósil en el sector industrial en aquellos sectores que actualmente sean grandes consumidores de hidrógeno. En el contexto ecuatoriano, la refinería Esmeraldas se perfila como un tipo de industria apto para implementar un proyecto piloto de este tipo.

Al finalizar esta fase es indispensable contar con un marco regulatorio y normativo adecuado para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde y derivados y se deberán evaluar las primeras experiencias operativas de proyectos piloto en aspectos específicos de los procesos en las condiciones locales y su escalabilidad y replicabilidad en el territorio nacional. Adicionalmente, se deberán realizar campañas de información que les permitan a las comunidades identificar las ventajas y beneficios que traen la implementación de estos proyectos en sus territorios.

Resaltando la importancia que tiene la implementación de proyectos piloto en esta fase, se debería fijar como meta mínima una

capacidad instalada de electrólisis de 50 kW por proyecto. Estos proyectos deben definirse y aprobarse en esta primera fase de la Hoja de Ruta, de manera que puedan entrar en operación máximo hacia el final de la fase. La ventaja de estos proyectos es que son fácilmente escalables, por lo que se podría aumentar la capacidad instalada de manera rápida.

Considerando la definición y aprobación de por lo menos dos proyectos piloto para esta fase, se podría tener una capacidad de electrólisis de 100 kW hacia el final el 2025 o el comienzo de la siguiente fase. Esto requiere una capacidad de generación eléctrica a partir de energías renovables de alrededor de 200 kW. Se estima, de acuerdo con los costos actuales disponibles, una inversión aproximada de 400.000 USD para electrólisis; mientras que para las energías renovables, las inversiones dependerán de la tecnología seleccionada y estarán por el orden de 171.000 USD para una producción exclusiva a partir de energía solar fotovoltaica, 382.000 USD para energía eólica, 438.000 USD para pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) de hasta 10 MW, 295.000 USD para energía hidráulica (centrales de hasta 100 MW) y 184.000 USD para biomasa.

7.1.2 Fase de despliegue a mediano plazo (hasta 2030)

Para esta fase es necesario adjudicar una capacidad de generación eléctrica a partir de energías renovables de 6 GW, que permita comenzar a implementar proyectos de hidrógeno a mayor escala a partir del 2030, cuando se espera disponer de una capacidad instalada de electrólisis de 1 GW, la cual deberá aumentar hasta 3 GW a 2040.

En esta fase se proyecta la implementación de los primeros proyectos a escala comercial, que permita una mayor producción de hidrógeno verde y sus derivados, junto con el desarrollo de infraestructura relacionada con la transmisión de electricidad, almacenamiento y transporte para suplir la demanda interna y la demanda de exportación proyectadas. En esta etapa se

prevé que para la demanda interna se haga énfasis principalmente en la sustitución de hidrógeno generado a partir de combustibles fósiles en sus usos actuales por hidrógeno verde, ya que esto puede hacerse de manera sencilla y rápida sin que se presenten grandes retos tecnológicos.

Para alcanzar los escenarios de la demanda proyectada es necesario crear incentivos que fomenten la producción y consumo de hidrógeno como se muestra en la definición de políticas públicas y marco normativo. Dentro de los objetivos a desarrollar en esta fase se encuentran:

- Producción de hidrógeno para exportación: El despliegue de una economía del hidrógeno podría verse beneficiada con los primeros proyectos a escala comercial enfocados en cubrir la demanda de exportación. La exportación de hidrógeno verde en las etapas iniciales en donde los costos de producción son aún elevados será clave en el despliegue de esta economía, debido principalmente a que este mercado internacional se desarrollará rápidamente y habrá una demanda creciente por energéticos sostenibles en países que serán potenciales importadores debido a sus limitadas capacidades de producción local (por ejemplo, Alemania). Estos potenciales importadores estarán dispuestos a asumir el valor agregado de productos sostenibles que les permitan cubrir la demanda y avanzar en la implementación de una cadena de valor global.

Es importante considerar que la exportación se hará a través de derivados - en las etapas iniciales principalmente amoníaco y metanol - por lo que esta fase permitiría la implementación de nuevos sectores industriales productivos en Ecuador.

- Implementación de proyectos de producción de hidrógeno verde y derivados (principalmente amoníaco y metanol) para satisfacer la demanda interna y para sustituir las importaciones de fertilizantes, materias primas de uso industrial y combustibles fósiles. Estos proyectos pueden desarrollarse en paralelo a los proyectos de exportación o expandiendo la capacidad instalada de estos, de manera que las economías de escala permitan una reducción de los costos para suministrar el mercado interno.

Para fomentar la sustitución por hidrógeno verde y sus derivados en sus usos actuales se hace necesario también que el consumo de energéticos fósiles refleje los costos reales asociados a su producción y su uso. Adicionalmente, puede analizarse la aplicación de regalías a los volúmenes exportados de hidrógeno verde y sus derivados, con las cuales se pueda subvencionar, por lo menos parcialmente, el costo adicional de estos productos en el mercado interno, de manera que se impulse su uso local.

Para esta fase se identifican algunos proyectos piloto prioritarios y otros proyectos de demostración a escala comercial, que se

presentan en detalle en la sección 10.2 de esta estrategia, con una capacidad total de electrólisis de 400 MW, y para los cuales se requerirían aproximadamente 800 MW de capacidad de generación eléctrica a partir de energías renovables. De acuerdo con las estimaciones de demanda interna y externa, la capacidad total de electrólisis requerida para el 2030 sería de 1 GW, lo cual implica la implementación de un número mayor de proyectos o de capacidades mayores para los identificados.

La inversión asociada a 1 GW de electrólisis para cubrir la demanda interna y de exportación estimada a 2030 es de 368 millones de USD. Para los 2 GW de generación eléctrica a partir de energías renovables requeridos las inversiones estarían alrededor de 1.714 millones de USD, si se considera únicamente

energía solar fotovoltaica, 2.410 millones de USD para energía eólica, 4.400 millones de USD para pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) de hasta 10 MW, 2.692 millones de USD para energía hidráulica (centrales de hasta 100 MW) y 1.533 millones de USD para biomasa.

Cabe resaltar que estos valores presentados para cada una de las energías renovables sirven como guía para los requerimientos de inversión en energías renovables. El valor total invertido para 2 GW de potencia se encontrará, seguramente, entre los valores mínimos (biomasa) y máximos (PCH) identificados, teniendo en cuenta que en la mayoría de los casos se hace una combinación de fuentes de generación para hacer un uso más eficiente de los recursos y disminuir los costos de producción del hidrógeno.

7.1.3 Fase de afianzamiento a largo plazo (más allá del 2030)

Esta fase asume la consolidación de la economía del hidrógeno en Ecuador para satisfacer su demanda interna y cumplir con las metas de exportación. Se caracteriza también por generar otros productos derivados de alto valor agregado como los combustibles sintéticos. Se proyecta que para esta fase se haya obtenido una masificación de los procesos de producción a escala comercial. Partiendo de las experiencias recolectadas con la implementación de los primeros proyectos de producción de hidrógeno verde y sus derivados a escala comercial durante la fase de despliegue, el país puede avanzar en la consolidación de la economía del

hidrógeno a través de proyectos adicionales o de mayor escala de producción de derivados como amoníaco y metanol y también de la implementación de proyectos de producción de combustibles sintéticos.

Otra actividad de gran relevancia que se puede beneficiar de la experiencia en los primeros proyectos relacionados con el hidrógeno verde es el sector pesquero, que tiene elevados requerimientos energéticos y requerirá una transición tecnológica para su descarbonización. Es importante que el Gobierno Nacional y actores privados establezcan acciones conjuntas

de cooperación para la transformación tecnológica en este sector.

Otro aspecto que se deberá considerar cuando ya se cuente con una capacidad de electrólisis instalada elevada, es el potencial de uso de estos electrolizadores para la flexibilización de la red eléctrica. Para esto se hace necesario el desarrollo de un marco regulatorio adecuado que incluya, por ejemplo, un mercado de servicios auxiliares o balance en Ecuador.

Una vez alcanzada la meta de 1 GW de capacidad de electrólisis instalada y operativa a 2030, se requiere instalar una capacidad

de producción de electricidad a partir de energías renovables de aproximadamente 6 GW para suplir una capacidad proyectada de electrólisis de 3 GW a 2040. Esto implicará una inversión estimada de 2.102 millones de USD para electrólisis y 2.605 millones de USD para energías renovables considerando únicamente energía solar fotovoltaica, 5.672 millones de USD con energía eólica, 13.130 millones de USD con energía hidráulica (PCH < 10 MW), 8.886 millones de USD con energía hidráulica (centrales de 100 MW), 4.369 millones de USD con biomasa y 24.000 millones de USD con geotérmica.

7.2 Metas e hitos de las fases de la Hoja de Ruta

A manera de resumen de la información presentada en las fases se muestran en la **Tabla 11** y la **Figura 19** las metas e hitos para cada una de las fases de la Hoja de Ruta en relación con la implementación de proyectos

de energías renovables, implementación de proyectos de producción de hidrógeno verde y sus derivados, capacidades, inversiones y la reducción esperada de emisiones de CO₂.

Tabla 11: Metas e hitos de las fases de la Hoja de Ruta.
Fuente: Elaboración Propia MEM

	Fase 1 2023 - 2025	Fase 2 2026- 2030	Fase 3 Más allá del 2030
METAS E HITOS			
Implementación de proyectos de energías renovables	Adjudicación de 1 GW de energías renovables no convencionales para comenzar su implementación durante la fase 2.	Adjudicación de 6 GW de energías renovables no convencionales para completar su implementación hasta 2040 (fase 3).	Continuación de la adjudicación de capacidades de energías renovables no convencionales.
Implementación de proyectos de producción de hidrógeno y/o derivados:	<ul style="list-style-type: none"> Estructuración de proyectos piloto. Definición de por lo menos dos proyectos piloto estratégicos que requerirán ser aprobados durante esta fase. 	<ul style="list-style-type: none"> Fase 2A: 2026 - 2028 Implementación de proyectos piloto con una capacidad de electrólisis total de mínimo 0,5 MW. Fase 2B: 2028 - 2030 Análisis y continuación de los proyectos piloto. Definición de proyectos para su replicación a escala comercial. 	<ul style="list-style-type: none"> Implementación de proyectos a escala comercial (priorización) para alcanzar 3 GW de electrólisis en total a 2040. Producción de derivados como amoníaco, metanol y combustibles sintéticos.

	Fase 1 2023 - 2025	Fase 2 2026- 2030	Fase 3 Más allá del 2030
METAS E HITOS			
Capacidades	<ul style="list-style-type: none"> 0,2 MW energías renovables. 0,1 MW de electrólisis. 	<ul style="list-style-type: none"> 2 GW energías renovables. 1 GW de electrólisis (global para las dos fases). 	A 2040: <ul style="list-style-type: none"> 6 GW energías renovables. 3 GW de electrólisis.
Inversiones⁽¹⁾	Millones de USD <ul style="list-style-type: none"> E. renovables: <ul style="list-style-type: none"> Solar = 0,171 Eólica = 0,382 Hidráulica (10 MW) = 0,438 Hidráulica (100 MW) = 0,295 Biomasa = 0,184 Electrólisis = 0,400 	Millones de USD <ul style="list-style-type: none"> E. renovables: <ul style="list-style-type: none"> Solar = 1.714 Eólica = 2.410 Hidráulica (10 MW) = 4.400 Hidráulica (100 MW) = 2.692 Biomasa = 1.533 Electrólisis = 1.271 	Millones de USD ⁽²⁾ <ul style="list-style-type: none"> E. renovables: <ul style="list-style-type: none"> Solar = 2.605 Eólica = 5.672 Hidráulica (10 MW) = 13.130 Hidráulica (100 MW) = 8.886 Geotérmica = 24.000 Biomasa = 4.369 Electrólisis = 2.102
Reducción de emisiones de CO₂ respecto al 2020	-	15,7 % a 2030	36,0 % a 2040

⁽¹⁾ Las inversiones mostradas para las energías renovables se refieren al valor total para la capacidad requerida considerando una sola fuente de generación. ⁽²⁾ Considerando costos de inversión específicos a 2030.

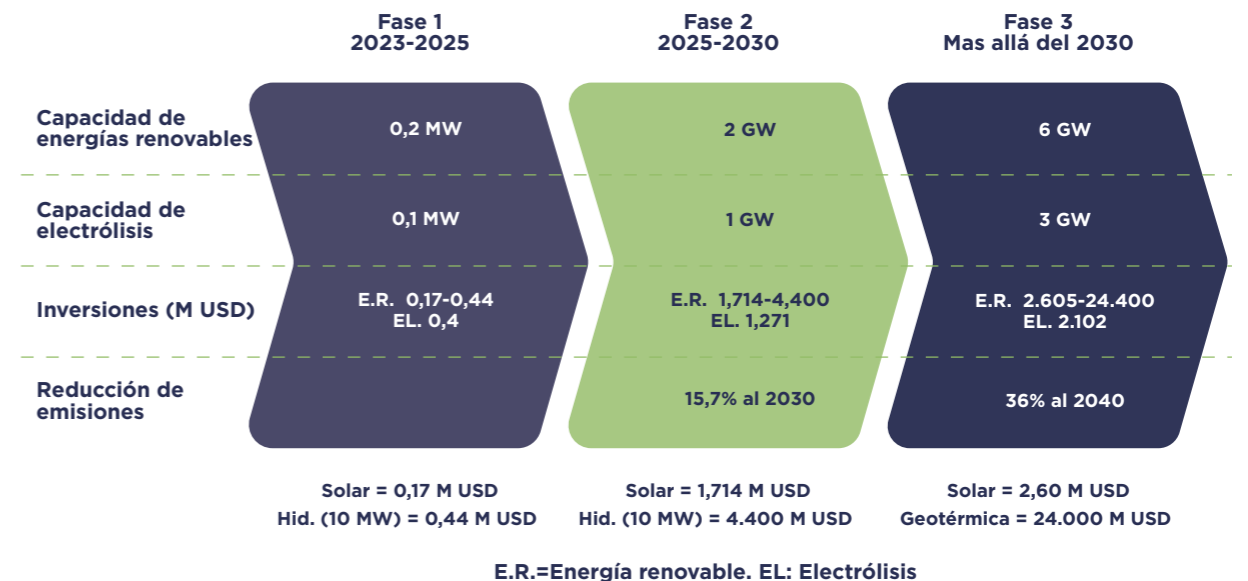


Figura 19: Metas e hitos de las fases de la Hoja de Ruta.
Fuente: Elaboración Propia MEM.

7.3 Acciones priorizadas para la implementación de la Hoja de Ruta

Para lograr los objetivos de producción de hidrógeno y sus derivados se requiere el desarrollo de diferentes acciones para las fases establecidas. Las acciones propuestas se encuentran enmarcadas en cuatro ejes estratégicos: Investigación, desarrollo e innovación (I+D+i); normativa y regulación; infraestructura y cooperación internacional. En total se establecieron 31 acciones priorizadas

distribuidas en las fases de implementación de la Hoja de Ruta y los cuatro ejes estratégicos como se presenta en la **Figura 20**. De esta figura queda claro que el enfoque fundamental de trabajo en la fase 1 será el área de normativa y regulación.

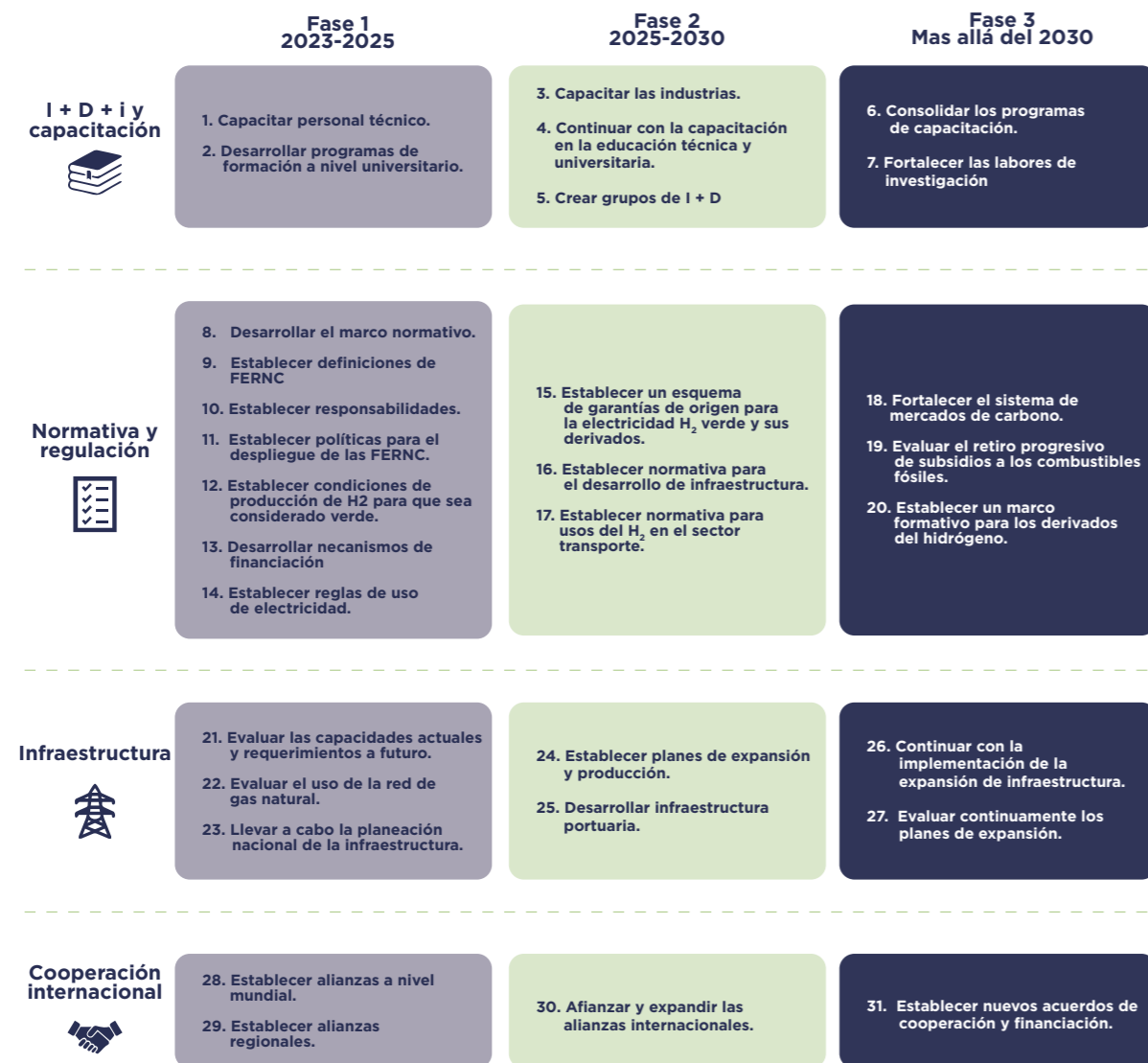


Figura 20: Acciones priorizadas para cada una de las fases de la Hoja de Ruta.
Fuente: Elaboración Propia MEM.

A continuación, se describen cada una de las acciones priorizadas presentadas en la **Figura 20**.

7.3.1 Investigación, desarrollo e innovación y capacitación

Ecuador cuenta con más de 50 universidades públicas y privadas en la cuales aún no se encuentran programas 100 % enfocados en tecnologías de la cadena de valor del hidrógeno; sin embargo, se tienen grupos de investigación que han venido trabajado temas relacionados al hidrógeno verde e institutos públicos de investigación donde ya se han realizado investigación y prototipos de plantas de biocombustibles. Se tiene además una amplia oferta de programas relacionados con temas técnicos e industriales que se pueden adaptar o expandir para incluir temáticas

relacionadas con el hidrógeno verde y sus derivados.

De manera complementaria hay diferentes sectores industriales con experiencia en el manejo de gases como, por ejemplo, la industria petrolera quienes con la capacitación adecuada estarán en capacidad de introducir el hidrógeno verde dentro de sus procesos de producción.

Se mencionan a continuación las acciones priorizadas para cada una de las fases.

Fase 1:

1 En la educación técnica se deben desarrollar programas para la capacitación de personal en el manejo de equipos y tecnologías de generación eléctrica renovable y de producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno verde y sus derivados.

2 Desarrollar programas de formación en hidrógeno verde y derivados. Lo anterior incluye inicialmente la realización de cursos y luego, en el corto plazo, el establecimiento de programas como maestrías y especializaciones, enfocados en el desarrollo de proyectos relacionados con el hidrógeno verde y sus derivados. Las universidades y centros de investigación nacionales e internacionales pueden establecer alianzas estratégicas para impulsar la investigación colaborativa en hidrógeno verde.

En esta fase se debe considerar además la realización de estudios de mercado específicos, que podrán estar a cargo de las universidades u otros centros de formación, para identificar el potencial de usuarios finales

específicos a nivel industrial, considerando que todo uso actual de hidrógeno gris puede sustituirse por hidrógeno verde a corto plazo, pero explorando, además, potenciales para nuevas aplicaciones.

Fase 2:

- 3 Capacitar al personal de las industrias que actualmente son consumidores de hidrógeno en el manejo de tecnologías relacionadas con el hidrógeno verde y sus derivados e intercambiar experiencias y conocimiento con el sector académico. Se debe fomentar la capacitación de las entidades gubernamentales en temas técnicos y regulatorios relacionados con el hidrógeno verde.
- 4 Continuar con el desarrollo de programas de capacitación a nivel de educación técnica y universitaria.
- 5 Creación de grupos específicos de investigación y desarrollo.

Fase 3:

- 6 Consolidar los programas de capacitación implementados.
- 7 Fortalecer las labores de investigación, identificando áreas específicas de enfoque y especialización para Ecuador.

Fase 1:

- 8 Definir un marco normativo para establecer los lineamientos de funcionamiento del mercado y otorgar seguridad jurídica a inversionistas y desarrolladores de proyectos. Se deben capacitar a las entidades gubernamentales en el manejo y aplicación de este marco normativo.
- 9 Incluir en las definiciones de fuentes de energía renovables no convencionales al hidrógeno verde.
- 10 Establecer las competencias y responsabilidades de las diferentes instituciones involucradas.
- 11 Establecer políticas y programas enfocados en acelerar el despliegue de energías renovables no convencionales.
- 12 Establecer las condiciones de producción de hidrógeno para que sea considerado verde, de manera armonizada con las normativas internacionales.
- 13 Desarrollar mecanismos de acceso a financiación de proyectos de hidrógeno verde y sus derivados.
- 14 Definir las reglas de uso de electricidad para la producción de hidrógeno y las estructuras de remuneración para su comercialización.

7.3.2 Normativa y regulación

Actualmente el hidrógeno no es reconocido dentro de la legislación y normas estatales en su rol energético y no está definida su categorización de hidrógeno verde dentro del marco regulatorio de las energías renovables no convencionales. Establecer legalmente su rango y su clasificación representa un requisito fundamental para dar estabilidad jurídica a las cuantiosas inversiones necesarias, lo mismo

que crear o extender incentivos de energías renovables no convencionales para proyectos de producción de hidrógeno verde y sus derivados, así como para promover su uso en sectores económicos estratégicos.

Se mencionan a continuación las acciones priorizadas para cada una de las fases.

Fase 2

- 15 Desarrollar un esquema de garantías de origen para electricidad, hidrógeno verde y sus derivados o adoptar esquemas aplicados a nivel internacional.
- 16 Adoptar una normatividad para el desarrollo de infraestructura para el transporte, la distribución y el almacenamiento de hidrógeno.
- 17 Establecer una normativa para el despliegue de hidrogeneras (estaciones de recarga) y para usos del hidrógeno en el sector transporte.

Fase 3

- 18 Fortalecer el sistema de mercados de carbono que acelere la competitividad de las energías renovables.
- 19 Evaluar el retiro progresivo de subsidios existentes a los combustibles fósiles, como se implementa en la actualidad en otros países de la región.
- 20 Establecer un marco normativo para la producción, almacenamiento, transporte y uso de derivados del hidrógeno.

7.3.3 Infraestructura

La transición del sistema actual a un sistema sostenible soportado por el hidrógeno verde y sus derivados implica un desarrollo de infraestructura que cubre desde la producción de electricidad a partir de fuentes renovables hasta el almacenamiento y transporte, la

transformación de hidrógeno verde a derivados y nuevos usos industriales y energéticos.

Se mencionan a continuación las acciones prioritizadas para cada una de las fases.

Fase 1

- 21 Evaluar las capacidades actuales y requerimientos a futuro en transmisión y distribución eléctrica, transporte terrestre y puertos para el desarrollo de planes de expansión.
- 22 Evaluar el potencial uso a futuro de la red de transporte de gas natural actual o la viabilidad de su adaptación y expansión futura para el transporte de hidrógeno.
- 23 Coordinar la planeación nacional de la infraestructura con los desarrollos requeridos para el hidrógeno y sus derivados.

Fase 2

- 24 Desarrollar e implementar planes de expansión y producción de hidrógeno verde y sus derivados.
- 25 Planear y desarrollar infraestructura portuaria para la exportación de amoníaco y otros derivados.

Fase 3

- 26 Continuar con la implementación de los planes de expansión de infraestructura delineados, incluyendo el desarrollo de la infraestructura portuaria.
- 27 Evaluar continuamente los planes de expansión de tal manera que se ajusten al desarrollo global y nacional de la economía del hidrógeno.

7.3.4 Cooperación internacional

Es importante establecer acuerdos de cooperación internacional con países de la región, así como con países proveedores de tecnologías y potenciales importadores de hidrógeno verde y sus derivados, para promover el intercambio de experiencias, la transferencia tecnológica y el fortalecimiento de capacidades locales, así como el acceso a potenciales fuentes de financiamiento.

También será relevante participar en las instancias internacionales sobre regulación

de hidrógeno e iniciativas colaborativas con entidades multilaterales que faciliten el desarrollo de los estudios propuestos en la Hoja de Ruta y la consecución de recursos de financiación para proyectos piloto y programas de investigación.

Se mencionan a continuación las acciones priorizadas para cada una de las fases.

Fase 1

28 Establecer alianzas estratégicas con actores relevantes como la Unión Europea, Estados Unidos, Japón y Corea del Sur para la transferencia de conocimiento y tecnologías y para acceso a fuentes de financiación.

29 Establecer alianzas estratégicas regionales para la integración del mercado ecuatoriano con países como Chile, Colombia y Brasil.

Fase 2

30 Afianzar y expandir las alianzas internacionales y regionales.

Fase 3

31 Establecer nuevos acuerdos bilaterales de cooperación y financiación o actualizar los existentes para reflejar las condiciones de mercado vigentes.

8. Riesgos de desarrollo del hidrógeno verde en Ecuador

En el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde en Ecuador se identifican riesgos que deben ser mitigados para asegurar el despliegue seguro y la penetración exitosa en los diferentes sectores donde se suplirá la demanda. Se consideran 4 áreas que agrupan los diferentes tipos de riesgos como se muestra en las siguientes secciones. Las subdivisiones a, b y c corresponden a riesgos de una misma familia que son presentados de manera individual. Finalmente se presenta la clasificación y evaluación de los riesgos en cuanto a probabilidad de ocurrencia e impacto generado.

8.1 Riesgos tecnológicos

Tabla 12: Riesgos tecnológicos identificados en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde.
Fuente: Elaboración Propia MEM

Riesgos tecnológicos	
Riesgo	Mitigación
1a) Bajo nivel de investigación y desarrollo en tecnología solar, eólica y de electrólisis.	<ul style="list-style-type: none"> Promover el desarrollo e investigación en la academia y las alianzas con países productores fomentando la investigación e implementación de proyectos a nivel local.
1b) Menor penetración de las tecnologías que causa bajas tasas de aprendizaje de las tecnologías de la cadena de valor del hidrógeno verde.	<ul style="list-style-type: none"> Fomentar el uso del hidrógeno en aplicaciones industriales y de transporte a través de incentivos económicos, proyectos piloto, exenciones en restricciones de movilidad a vehículos que empleen hidrógeno verde o alguno de sus derivados, entre otras.
1c) No se reducen costos en la producción de combustibles sintéticos y del hidrógeno licuado a gran escala debido a la falta de desarrollo e investigación en las tecnologías.	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollar alianzas con países y empresas que suministran las tecnologías para fomentar el desarrollo e instalación de proyectos de producción a nivel local.

Riesgos tecnológicos	
Riesgo	Mitigación
2) Crisis mundiales y contexto geopolítico inestable que interfieran en las cadenas de suministro afectando los precios de materiales y materias primas.	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollar alianzas políticas y económicas que permitan tener más de una opción en cuanto a suministro de componentes importantes.
3a) Áreas con potencial geotérmico que se encuentran en zonas de afectación volcánica impidiendo el despliegue de la tecnología.	<ul style="list-style-type: none"> Implementar programas de búsqueda de áreas con potencial geotérmico en zonas no afectadas por los volcanes.
3b) Áreas con potencial hidráulico que se encuentran en zonas protegidas impidiendo el despliegue de la tecnología.	<ul style="list-style-type: none"> Establecer diálogos entre entidades gubernamentales y desarrolladores de proyectos para llegar a acuerdos sobre la viabilidad de implementación de proyectos en zonas protegidas.

8.2 Riesgos sociales y ambientales

Tabla 13: Riesgos sociales y ambientales identificados en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde. .
Fuente: Elaboración Propia MEM

Riesgos sociales y ambientales	
Riesgo	Mitigación
4a) Disminución en la oferta y disponibilidad del recurso hídrico superficial.	<ul style="list-style-type: none"> Ubicación estratégica de los proyectos de generación de hidrógeno evitando impactar la disponibilidad del recurso hídrico para consumo humano y agropecuario. Contemplar la desalinización de agua marina en proyectos costeros. Implementar políticas de reutilización del agua.
4b) Alteración de la calidad del recurso hídrico.	<ul style="list-style-type: none"> Implementar reglamentación sobre la calidad y disposición correcta de aguas residuales de las plantas de producción de hidrógeno verde o derivados, de manera que se reduzca su impacto sobre las fuentes de agua dulce o marina.
5) Cambio en comunidades de fauna (composición, estructura, función, desplazamiento, cadenas tróficas) como consecuencia de la implementación de la cadena de valor del hidrógeno verde.	<ul style="list-style-type: none"> Generar planes de manejo ambiental para mitigar impactos sobre la fauna silvestre, así como medidas de mitigación y compensación a ser implementadas por los desarrolladores de proyectos.
6) Fugas o derrames de derivados de hidrógeno (amoníaco, metanol, combustibles sintéticos)	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollar una normatividad clara para su manejo y manipulación segura, por ejemplo, fijando distancias mínimas a los desagües, las aguas superficiales y subterráneas.

Riesgos sociales y ambientales	
Riesgo	Mitigación
7a) Modificación en el uso, aptitud, acceso y disfrute del suelo como consecuencia de las actividades de implementación y operación de proyectos de energías renovables y de generación de hidrógeno.	<ul style="list-style-type: none"> Establecer regulaciones con respecto a la ubicación de instalaciones de proyectos de hidrógeno en áreas urbanas. Divulgación de la información pertinente a las comunidades en el área de influencia de los proyectos de hidrógeno. Incluir en el desarrollo de los proyectos el suministro de energía eléctrica y agua potable para las comunidades establecidas en el territorio. Establecer mecanismos de asignación de uso de tierras públicas para la implementación de proyectos de hidrógeno.
7b) Generación de conflictos comunitarios por cambios en el uso, distribución y conservación de recursos naturales, alterando la organización, interrelación y expectativas causados por la implementación de proyectos en la cadena de valor del hidrógeno.	<ul style="list-style-type: none"> Regular y reglamentar la compensación justa a la que deberán tener derecho las comunidades afectadas por la implementación de proyectos de generación de hidrógeno verde.
7c) Poca aceptación de proyectos de hidrógeno verde y derivados.	<ul style="list-style-type: none"> Realizar procesos de concertación y divulgación con comunidades establecidas en el territorio afectado. Implementar y velar por el cumplimiento de un marco normativo para seguridad claro.
8a) Inequidad en la generación de empleo por falta de contratación y de mano de obra local calificada en proyectos de hidrógeno verde.	<ul style="list-style-type: none"> Establecer cuotas de contratación en la implementación de proyectos y establecer programas de formación para toda la cadena de valor del hidrógeno.
8b) Falta de inclusión con perspectiva de género.	<ul style="list-style-type: none"> Establecer incentivos y acciones diferenciales en la formación y contratación de mujeres como técnicos y en áreas STEM (ciencia, tecnología, ingeniería y matemáticas).

8.3 Riesgos de infraestructura y logística

Tabla 14: Riesgos de infraestructura y logística identificados en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde.
Fuente: Elaboración Propia MEM

Riesgos de infraestructura y logística	
Riesgo	Mitigación
9a) Infraestructura existente en aeropuertos, puertos marítimos y vías terrestres inadecuada o insuficiente para la importación y transporte de bienes de capital para proyectos de energías renovables, hidrógeno verde y derivados.	<ul style="list-style-type: none"> Adecuación y especialización de aeropuertos o puertos marítimos para la importación de bienes de capital asociados a proyectos de energías renovables, hidrógeno verde o sus derivados.

Riesgos de infraestructura y logística	
Riesgo	Mitigación
9b) No existencia o mal estado de vías terrestres.	<ul style="list-style-type: none"> Establecer un plan nacional para la construcción de la infraestructura requerida para hacer un uso óptimo de los recursos disponibles a lo largo de la cadena de valor del hidrógeno.
10) Desarrollo desigual de proyectos de transporte y almacenamiento en comparación a los de generación de hidrógeno y derivados.	<ul style="list-style-type: none"> Identificar mecanismos óptimos de almacenamiento de hidrógeno para Ecuador (tanques, cavernas salinas, pozos petroleros agotados). Establecer proyectos piloto de transporte y almacenamiento de hidrógeno con apoyo gubernamental para demostrar su viabilidad técnica a gran escala. Apoyo a la investigación y desarrollo de ciencias aplicadas para el almacenamiento y transporte de hidrógeno y sus derivados.
11) Desarrollo tardío de infraestructura industrial para la producción de derivados que retrasa la penetración del hidrógeno en los diferentes sectores donde se plantea su despliegue.	<ul style="list-style-type: none"> Establecer proyectos piloto de producción de derivados con apoyo gubernamental para demostrar la viabilidad técnica de los mismos y ganar experiencias iniciales en sus procesos de implementación y operación.

8.4 Riesgos políticos

Tabla 15: Riesgos políticos identificados en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde.
Fuente: Elaboración Propia MEM

Riesgos políticos	
Riesgo	Mitigación
12) Cambio de prioridades políticas: Nuevas políticas pueden generar modificaciones en las condiciones regulatorias y tributarias, o dificultar los trámites administrativos para solicitar licencias y permisos.	<ul style="list-style-type: none"> Definir políticas de largo plazo. Articular a la sociedad en general y a la comunidad internacional para el cumplimiento de las metas 2050.
13a) Riesgo País: El alto nivel de deuda fiscal impacta la calificación de riesgo país y el costo de deuda y capital del proyecto.	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollo de instrumentos financieros de cobertura de tasa de interés y acceso a fondos no reembolsables mediante alianzas público-privadas.

Riesgos políticos	
Riesgo	Mitigación
13b) Riesgos financieros asociados a estabilidad del sistema financiero y tasa de cambio: Bloqueo de los flujos de efectivo transfronterizos como resultado de variaciones extremas en la tasa de cambio o de instrucciones gubernamentales.	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollo de instrumentos financieros de cobertura de tasas de cambio (p.ej. frente al euro) y establecimiento de alianzas público-privadas.
13c) Cambios en las políticas de comercio exterior: Restricciones de exportación o importación que causan pérdidas en las transacciones comerciales.	<ul style="list-style-type: none"> Definición de las prioridades económicas del país alrededor del hidrógeno verde y establecimiento de compromisos de largo plazo, por ejemplo, capacidad instalada de electrólisis, número de FCEV, toneladas de hidrógeno exportadas, entre otros.
14a) No se cuenta con una política energética en la que las entidades gubernamentales fijen metas de desarrollo a largo plazo.	<ul style="list-style-type: none"> Impulsar la implementación de políticas energéticas y fijar compromisos gubernamentales a largo plazo que le permitan a los desarrolladores de proyectos contar con seguridad de planeación.
14b) No existe un marco normativo claro que regule la realización de proyectos, lo cual genera inseguridad para su desarrollo y aprobación.	<ul style="list-style-type: none"> Trabajar de manera conjunta con las entidades gubernamentales y el sector privado para crear un marco regulatorio y normativo que de claridad sobre los pasos, normas y leyes a seguir para la implementación de proyectos.
14c) No se logra atraer a los inversionistas debido a la falta total o parcial de incentivos tributarios.	<ul style="list-style-type: none"> Trabajar de manera conjunta con los inversores y el sector privado para llegar a acuerdos y tomar acciones en cuanto a incentivos tributarios que hagan viable la realización de proyectos a gran escala.
14d) Los usuarios no pueden certificar la procedencia del hidrógeno y los productores no pueden certificar la reducción de emisiones.	<ul style="list-style-type: none"> Promover alianzas e intercambio de conocimiento y experiencias con países productores de hidrógeno que permitan capacitar empresas e instituciones en el tema.
15) Las entidades gubernamentales se encuentran limitadas respecto a sus capacidades técnicas y regulatorias.	<ul style="list-style-type: none"> Establecer programas de capacitación para las entidades gubernamentales respecto a temas regulatorios y técnicos relacionados con la cadena de valor del hidrógeno verde.
16) La inseguridad pública o un conflicto armado, así como disputas por el uso de las tierras constituyen un riesgo para el desarrollo de nuevos proyectos y para la estabilidad de los ya construidos.	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollo de mecanismos participativos con las comunidades en el desarrollo del proyecto y acompañamiento gubernamental durante la implementación y operación.

8.5 Clasificación y evaluación de los riesgos principales

La evaluación de los riesgos identificados anteriormente se presenta en la **Figura 21** teniendo en cuenta la probabilidad de ocurrencia y el impacto para el despliegue de la economía de hidrógeno verde.

De acuerdo con los resultados de la evaluación, es necesario prestar atención al manejo del hidrógeno y sus derivados con el fin de evitar accidentes (derrames) que afecten el medio ambiente, considerando que este tipo de accidentes en etapas tempranas de despliegue de las tecnologías puede resultar en reacciones generalizadas de rechazo por parte de las comunidades a este sector. Esto se logra través de programas de capacitación para los operadores y de la implementación de normatividad en torno a la manipulación y transporte de los productos de hidrógeno, donde se definan claramente los requerimientos de seguridad a cumplir.

Por otro lado, otro de los riesgos más importantes entre los identificados está relacionado con aspectos políticos, específicamente con inestabilidad en política fiscal, financiera y de comercio exterior. Este riesgo supone impactos en la confianza inversionista en el Ecuador y tendría un gran impacto en el despliegue de una economía del hidrógeno. Para contrarrestar este riesgo se deben implementar instrumentos financieros y definir las metas del país en torno a la cadena de valor del hidrógeno, como políticas de estado.

Otros riesgos presentados en la figura, principalmente políticos, sociales y ambientales, si bien tienen una probabilidad de ocurrencia menor, deben ser manejados de manera adecuada debido al alto impacto que pueden generar.



Figura 21: Riesgos asociados al despliegue del hidrógeno verde en Ecuador
Fuente: Elaboración Propia MEM.

9. Cierre de brechas y política de estado

El creciente interés por el desarrollo de políticas públicas para promover el hidrógeno verde a nivel internacional ha resultado en un ejercicio de los países para desarrollar sus estrategias nacionales para el despliegue del hidrógeno. En estas estrategias se definen los objetivos en el mediano y largo plazo y se analiza la situación actual, con el propósito de identificar las principales brechas a ser abordadas para alcanzar los objetivos. A partir de este análisis se establecen los planes de acción.

Las brechas identificadas para el caso de Ecuador en el despliegue del hidrógeno verde se han clasificado en cinco ejes principales:

1. Aspectos económicos y de mercado,
2. Aspectos técnicos y tecnológicos,
3. Aspectos relacionados con infraestructura,
4. Aspectos socioambientales y
5. Políticas públicas.

9.1 Aspectos económicos y de mercado

Alcanzar costos competitivos y de mercado para el hidrógeno verde dependerá en gran medida del despliegue de energías renovables a bajo costo y de la reducción del capex correspondiente para estas tecnologías y para el proceso de electrólisis. Sobre estos dos factores, la regulación desempeña un papel determinante.

Algunos de los elementos que se deberán implementar para lograr la penetración del hidrógeno verde y sus derivados en la economía del Ecuador incluyen: Medidas

regulatorias orientadas a otorgar facilidades de financiación a los proyectos, incentivos a la descarbonización de la economía, armonización regulatoria que facilite el comercio internacional de hidrógeno verde y el despliegue de normas técnicas.

La producción de hidrógeno verde requiere inversiones iniciales muy elevadas. Si bien, las tecnologías de generación renovable y de electrólisis pueden considerarse desarrolladas, aún no se ha alcanzado una escala suficiente para reducir sus costos.

En este punto, la regulación juega un papel fundamental al establecer señales hacia el sector financiero para desplegar instrumentos de financiación público-privada tales como préstamos de bajo interés, emisión de bonos verdes y rondas de financiamiento público; así como el desarrollo de una estrategia diplomática que facilite la canalización de recursos de cooperación internacional. Esta estrategia permitiría llevar a cabo los estudios habilitadores para el sector y la implementación de los primeros proyectos piloto.

Otras medidas regulatorias que influyen en el acceso a financiamiento son la reglamentación de mercados de carbono, que, aunque Ecuador ha comenzado a desarrollar, aún no es lo suficientemente madura para mejorar la competitividad de las energías renovables y el hidrógeno verde.

Si bien existe un mercado para el hidrógeno en Ecuador, este es pequeño y está suplido por hidrógeno gris. Es preciso reconocer que el despliegue del hidrógeno tendrá un inicio lento mientras se genera el conocimiento asociado requerido y la seguridad inversionista y se establece la misma oferta y demanda del hidrógeno verde o sus derivados. En este sentido se hace necesario incentivar la transición hacia el hidrógeno de sectores como el transporte terrestre y marítimo y el industrial en un corto plazo y activar el planteamiento del despliegue de la infraestructura para el transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno verde y sus derivados. Por otro lado, es necesario fomentar la generación de conocimiento en la cadena de valor del hidrógeno verde a través de iniciativas como proyectos piloto, oferta de cursos en el área, apoyo a proyectos de investigación y campañas informativas para las comunidades, entre otros.

El despliegue y penetración del hidrógeno verde y sus derivados en sectores que ya cuentan con un energético para el cual existe una infraestructura, regulación, normatividad, y oferta y demanda desarrollada se puede lograr a través de incentivos que permitan una ventaja competitiva, de forma tal que se abra un mercado que puede crecer gradualmente. Un ejemplo de ello es la producción nacional de derivados del hidrógeno como los fertilizantes nitrogenados a partir de amoníaco verde o el metanol, productos que actualmente son importados. De esta forma se logra generar una demanda para el hidrógeno verde y, en el caso de la producción nacional de fertilizantes, se fortalece la soberanía alimentaria del país.

En este punto, es importante evaluar el establecimiento de incentivos por parte del Estado y la cooperación internacional. En una fase inicial del despliegue del hidrógeno se pueden orientar los incentivos a soportar actividades de investigación y desarrollo, asistencia técnica, apoyo en los costos de capital para proyectos de demostración y soporte en el desarrollo de casos de negocios.

Posteriormente, en una fase de despliegue, es importante desarrollar incentivos como descuentos en impuestos de renta y apoyo a la creación de demanda, por ejemplo, mediante cuotas de uso obligatorias en sectores como la industria y el transporte. Todo esto debe ir acompañado además de una política energética clara que favorezca el uso de energéticos sostenibles frente a fósiles, lo cual implica también evaluar el retiro gradual de subsidios existentes al uso de combustibles fósiles.

En el largo plazo, en una fase madura del mercado, y de manera armonizada a nivel internacional, se deberían implementar

mecanismos como el ajuste al impuesto al carbono.

Con el fin de cuantificar de manera preliminar el volumen de inversiones para Ecuador, se toma a manera de ejemplo, la meta de capacidad de electrólisis de 1 GW a 2030. En una primera aproximación se asume que esta capacidad de electrólisis será alimentada por electricidad generada a partir de energía eólica y solar fotovoltaica con inversiones de alrededor 3.327 millones de USD. El

impulso para la creación de este mercado debe hacerse de manera coordinada entre el sector público y privado. A nivel internacional el sector público se ha comprometido, de manera general, a aportar entre el 25 % y el 30 % de las inversiones totales requeridas para el despliegue de esta tecnología. En línea con lo anterior, el Gobierno Nacional de Ecuador debería destinar alrededor de 1.000 millones de USD para incentivar el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde y sus derivados en el país a 2030.

9.2 Aspectos técnicos y tecnológicos

9.2.1 Capacidades técnicas actuales con respecto a las tecnologías

En los diferentes niveles de educación superior como lo son la universitaria y la técnica se debe comenzar a implementar programas relacionados con el hidrógeno verde y su cadena de valor. En la educación superior universitaria hay programas de ingeniería que pueden impartir conocimiento técnico y teórico sobre la producción de hidrógeno; así mismo las instituciones deberían desarrollar programas de posgrado como maestrías y especializaciones enfocadas en el desarrollo de proyectos relacionados con el hidrógeno verde. Por su parte en la educación técnica se puede capacitar personal en el manejo de equipos y tecnologías de generación eléctrica renovable y de producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno verde y sus derivados.

Se debe facilitar el ingreso de empresas con experiencia en el desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales, así como de hidrógeno verde y sus derivados.

Las empresas internacionales también pueden ejercer labores de capacitación para que sean empresas locales quienes poco a poco comiencen a desarrollar proyectos de hidrógeno verde; esto es válido para la implementación y la operación posterior de los proyectos. Se requiere además el desarrollo de alianzas estratégicas con países suministradores de tecnologías que permitan tener acceso a estas y a soporte durante su montaje y operación.

9.2.2 Instrumentos técnicos requeridos

En cuanto a normatividad, el hidrógeno verde no es reconocido dentro de la legislación y normas estatales por lo cual se debe establecer el rol energético como vector de energías renovables no convencionales en la legislación ecuatoriana, así como definir el

papel del hidrógeno verde como insumo. Se debe identificar la normativa internacional que permita aplicar al contexto nacional estándares de calidad ampliamente reconocidos a las diferentes etapas de la cadena de valor del hidrógeno.

9.3 Aspectos relacionados con la infraestructura

La brecha de la infraestructura corresponde a la transición del uso actual del hidrógeno como insumo químico y vector energético. Esto implica un desarrollo de la infraestructura que cubre desde la producción de electricidad a partir de fuentes renovables hasta el almacenamiento y transporte, la transformación de hidrógeno verde a derivados y nuevos usos industriales y energéticos.

En cuanto a la producción de hidrógeno verde, se debe propender por políticas que aceleren el crecimiento de la capacidad instalada de electrólisis para alcanzar una reducción de costos por economías de escala, innovación y eficiencia, con el establecimiento de objetivos de capacidad de electrólisis. Adicionalmente, se requiere adoptar una serie de procedimientos legales, regulatorios y estándares técnicos para garantizar que las instalaciones y equipos cumplan con los requisitos de calidad y seguridad. Resulta crucial estandarizar la conexión de los electrolizadores a las redes eléctricas, las tecnologías requeridas y la compatibilidad del hidrógeno y derivados con los diferentes materiales de tuberías, componentes y equipos para garantizar su aplicación segura en toda la cadena de valor.

En el transporte, se requiere una reglamentación nacional sobre equipos a presión que incluya todos los dispositivos relacionados como recipientes, contenedores de almacenamiento presurizados, intercambiadores de calor, generadores de vapor, calderas, tuberías industriales, instrumentos de seguridad y demás accesorios. Asimismo, se requiere una regulación gubernamental sobre equipos y medidas de seguridad en atmósferas

potencialmente explosivas que se pueden generar durante el uso del hidrógeno verde y sus derivados.

De este modo, la planificación del desarrollo de infraestructura de transporte debe partir de la ya existente e identificar las adecuaciones y extensiones requeridas, de manera que se tengan modos de transporte adaptados al contexto nacional. De forma paralela, se debe realizar un plan de infraestructura portuaria que incluya un diagnóstico para identificación y especialización de puertos, que permita la importación de los equipos y la maquinaria necesarias para el desarrollo de la economía del hidrógeno y sirva de acondicionamiento para la exportación de hidrógeno verde y sus derivados.

Finalmente, y relacionado con el uso del hidrógeno, se consideran las siguientes acciones para el cierre de brechas:

- Adopción de regulaciones, desarrollo de códigos y normas técnicas para garantizar el despliegue seguro y rápido de los componentes y tecnologías de las estaciones de servicio que se requerirán para cubrir la demanda potencial nacional del sector de transporte.
- Creación de demanda que podrá ser impulsada por proyectos de investigación y desarrollo en aplicaciones de uso final (por ejemplo, vehículos de pasajeros o de carga pesada).
- Desarrollo de una política industrial que fomente la industrialización nacional con relación a la producción de amoníaco, metanol y combustibles sintéticos, que

responda a la creciente generación de hidrógeno verde y al requerimiento en los mercados nacional y de exportación de dichos productos.

- Actualización y desarrollo de estándares para el diseño y prueba de las diferentes aplicaciones industriales con el uso de mezclas de hidrógeno con gas natural o de hidrógeno puro en cuanto

a materiales, seguridad, rendimiento, emisiones, fugas.

- Establecimiento de objetivos de número de embarcaciones con sistemas de propulsión de hidrógeno o derivados, junto con umbrales para la mezcla de combustibles sintéticos para barcos en operación.

9.4 Aspectos socioambientales

9.4.1 Uso del agua

La producción de hidrógeno verde y de sus derivados requiere agua; para el hidrógeno el requerimiento se da en el proceso de electrólisis, mientras que para los derivados se requiere agua de enfriamiento. Por otra parte, la producción de combustibles sintéticos genera volúmenes considerables de agua de proceso. En este sentido, en la cadena de valor del hidrógeno verde deben tenerse en cuenta aspectos como la disponibilidad de agua apta para la electrólisis y los procesos posteriores de conversión en derivados, el tratamiento del agua de proceso y la potencial competencia que se puede dar por el acceso a recursos hídricos disponibles.

Algunos de los sitios con potencial de energía eólica y solar se encuentran ubicados en zonas costeras que cuentan con fuentes limitadas de agua dulce o son zonas con probabilidad elevada de sequías. La ósmosis inversa es una tecnología usada comúnmente para obtener agua dulce a partir de la desalinización de agua de mar, la cual podría ser usada para el proceso de electrólisis. Para usos de abastecimiento de ciudades con agua potable

a partir de la desalinización de agua de mar, estas plantas se ubican, comúnmente, cerca de la línea costera, a menos de 10 km.

Si bien el costo del sistema de desalinización y tratamiento de agua no impacta significativamente los costos nivelados de producción de hidrógeno, sí debe considerarse la huella hídrica de los proyectos en relación con las necesidades de las comunidades y ecosistemas, según la prelación de la demanda de agua que se establece en la Constitución Nacional con el siguiente orden: para el consumo humano, para la soberanía alimentaria y los caudales ecológicos y, posteriormente, actividades productivas. Esta huella hídrica puede minimizarse con un enfoque de economía circular, al considerar el uso de aguas residuales industriales o urbanas tratadas, en caso de que sea posible realizarse.

En este sentido, se debe expedir reglamentación clara para el uso del recurso hídrico en procesos de producción de hidrógeno verde y sus derivados, que

considere un enfoque integral desde la concepción de los proyectos y que tome en cuenta la competencia por el agua en zonas donde existe población vulnerable. Asimismo, esta regulación debe aclarar los criterios

técnicos y autorizaciones requeridas para la captación y tratamiento de fuentes de aguas marinas, superficiales o residuales, junto con la disposición adecuada de las salmueras resultantes de dichos tratamientos.

9.4.2 Consulta previa

Para los procesos de consulta previa es necesario cerrar la brecha que supone el desconocimiento de una tecnología que se está desplegando como parte de la transición energética y que supone un impacto ambiental, social y económico. En este sentido, se hace necesario el acompañamiento de los actores gubernamentales para que, en conjunto con los desarrolladores de proyectos, los procesos de consulta previa se lleven a cabo de manera objetiva, transparente y confiable, y se facilite la comunicación y acuerdos entre las comunidades y los diferentes actores

involucrados. Estos acuerdos pueden incluir los objetivos de desarrollo sostenible y estudios que permitan la identificación de los impactos ambientales, sociales y económicos, junto con los respectivos planes de gestión.

Adicionalmente, se considera fundamental informar e involucrar a las comunidades desde las etapas iniciales de planeación, de manera que estas puedan identificar los beneficios que les traerá la implementación de este tipo de proyectos.

9.4.3 Cambio en el uso de la tierra

El área requerida para la implementación de un proyecto de hidrógeno verde dependerá ampliamente de la fuente de energía renovable que se considere. En el caso de la energía solar y eólica, son necesarias grandes extensiones de tierra para la instalación de paneles solares o turbinas eólicas y se puede requerir un cambio en el uso del suelo con vocación productiva en actividades agropecuarias, forestales o turísticas. En estos casos, se pueden integrar sistemas innovadores que integren la producción agrícola junto con generación de energías renovables como es el concepto de sistema agrovoltaico, el cual

combina la generación de energía eléctrica y la producción agrícola en la misma superficie y permite la diversificación en ingresos para los productores agrarios rurales y fomentar su independencia energética sin perder su vocación agrícola.

Estos son los criterios por los que se hace necesario establecer un marco regulatorio para el uso de la tierra en aspectos de gobernanza, transparencia y control en el territorio ecuatoriano que minimicen los impactos negativos ambientales y sociales del despliegue del hidrógeno verde.

9.5 Políticas públicas para el despliegue del hidrógeno

El desarrollo de una estrategia nacional de hidrógeno verde requiere la creación de mecanismos de articulación entre sectores implicados y la construcción de una visión compartida de largo plazo sobre los objetivos perseguidos por Ecuador. La definición de

políticas públicas para la consolidación de una economía del hidrógeno verde, el fortalecimiento de capacidades y la participación ciudadana son los ejes sobre los cuales se deberá desplegar el plan de acción para los años siguientes.

9.5.1 Fortalecimiento de capacidades locales

El despliegue del hidrógeno en Ecuador requiere orientar acciones para el desarrollo de capacidades tanto a nivel específico, es decir, programas de formación especializada en áreas relacionadas con energías renovables e hidrógeno, como a nivel general que permitan informar a la ciudadanía los aspectos relevantes de este vector energético y las oportunidades que representa para el país.

El desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno en Ecuador va a generar nuevos empleos relacionados con el despliegue de las energías renovables, la producción, el almacenamiento, el transporte y el uso final de hidrógeno y sus derivados, por lo cual se deberán establecer alianzas entre el sector privado, la academia y el sector público para identificar las competencias específicas a ser desarrolladas para estos nuevos empleos. La implementación de programas de formación reducirá las brechas entre oferta y demanda de empleo en el sector.

En una fase de despliegue inicial, se deberán desarrollar e impartir programas de formación a entidades públicas sobre políticas estatales

y regulación de hidrógeno verde que permitan la transferencia de conocimientos entre entidades de orden nacional y la implementación, de manera coordinada, de las acciones propuestas en la Hoja de Ruta.

De igual forma, para desarrollar nuevas capacidades locales, se deberá impulsar la ciencia, tecnología e innovación; implementar programas de investigación nacionales, en los cuales confluyan el sector público, la industria, la academia y los centros de investigación, que permitan detallar las capacidades laborales nacionales requeridas a lo largo de la cadena de valor. Se debe tener en cuenta que la cooperación internacional también puede jugar un papel relevante en el desarrollo de nuevas capacidades locales. Para articular estos programas, se considera altamente recomendable crear un “Comité Especializado de Hidrógeno” (ver **Figura 22** en la sección 9.5.3) con representantes de la industria, la academia, el Gobierno Nacional y la sociedad. Este comité estará enfocado en las acciones orientadas al fortalecimiento de capacidades para hidrógeno en Ecuador en los ámbitos de formación, infraestructura, ciencia e innovación.

Desde el Gobierno Nacional, y en articulación con los Gobiernos Autónomos Descentralizados, se deberá desarrollar una “Estrategia de participación ciudadana”, para lo cual se requiere el establecimiento de programas de comunicación y formación

dirigidos a los ciudadanos, con enfoque regional que reconozca las diferentes oportunidades y retos para cada una de las regiones.

9.5.2 Definición de políticas públicas y marco normativo

La definición de un marco normativo en la fase inicial de desarrollo del sector de hidrógeno es importante para establecer los lineamientos de funcionamiento del mercado y otorgar seguridad jurídica a inversionistas y desarrolladores de proyectos. Es por esto por lo que es esencial definir la gobernanza para el nuevo sector.

En el corto plazo, se deberán establecer las competencias y responsabilidades de las diferentes instituciones involucradas. En este

punto, se debe tener en cuenta que el hidrógeno es un elemento versátil y se cuenta con una variedad de tecnologías de producción, transporte, almacenamiento y múltiples usos finales, lo que requerirá involucrar a diferentes entidades gubernamentales como el Ministerio de Ambiente, Agua y Transición Ecológica, el Ministerio de Transporte y Obras Públicas, el Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio de Producción, Comercio Exterior, Inversiones y Pesca; así como las agencias de regulación.

Señales normativas para el despliegue del hidrógeno verde

Para el caso de usos energéticos del hidrógeno, la Agencia de Regulación de Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables deberá ser la responsable de definir las reglas de uso de electricidad para la producción de hidrógeno, así como las estructuras de remuneración para la comercialización de este energético. Incluir estas regulaciones en el Plan regulatorio institucional, en el corto plazo, será una señal importante para establecer las bases para la implementación de proyectos en el país.

Como se ha señalado en secciones anteriores, alcanzar costos competitivos de producción de hidrógeno verde, dependerá en gran medida, de la disponibilidad de electricidad de origen renovable de bajo costo. Se estima que, a nivel mundial,

los costos de la electricidad deberían ubicarse alrededor de los 20 USD/MWh, lo cual representa una reducción de más del 50 % frente a los costos actuales, para tener costos de producción de hidrógeno competitivos. En este punto, es fundamental que el Ministerio de Energía y Minas, desarrolle políticas y programas enfocados en acelerar el despliegue de energías renovables no convencionales, tales como subastas de estas energías, contratos de suministro de largo plazo y licitaciones para la instalación de nuevos proyectos.

De manera simultánea al fortalecimiento de las políticas públicas que aceleren el despliegue de energías renovables, se deberán promulgar normativas específicas para el sector del hidrógeno, las cuales se describen a continuación.

Especificaciones para la clasificación como hidrógeno verde

Otra de las acciones más relevantes que se deberá desarrollar a corto plazo es la especificación de las condiciones de producción de hidrógeno para que sea considerado verde. Esto incluye definir aspectos como:

- la obligación de adicionalidad de las energías renovables, es decir, evaluar si se deben desarrollar nuevos proyectos de energías renovables para la producción de hidrógeno y o si será permitido tomar energía eléctrica de proyectos ya en funcionamiento¹⁰,
- la posibilidad de tomar energía de la red, es decir, que la producción de hidrógeno no tenga que estar localizada en el mismo punto en que se genera la energía eléctrica. En este caso se debe definir la obligación de demostrar que la energía tomada es renovable, ya sea a partir de certificaciones

(como, por ejemplo, I-RECS) o a través de contratos específicos de compraventa de energía (PPA, por sus siglas en inglés),

- la consideración de otros aspectos que actualmente están siendo discutidos a nivel internacional en relación con la adicionalidad de las energías renovables y que incluyen la correlación horaria y la correlación temporal entre generación y consumo.

Para la definición de las condiciones de producción, se deberá propender por impulsar una armonización en la regulación respecto a otros países de la región para facilitar futuras homologaciones y el comercio internacional de hidrógeno y sus derivados.

Esquema de garantías de origen

Otra responsabilidad relevante es la gestión del “esquema de garantías de origen”, es decir, un concepto que permita registrar la trazabilidad del hidrógeno verde. Esto quiere decir que se requieren sistemas que garanticen que el proceso de producción de hidrógeno se realice a partir de fuentes de energías renovables y en las condiciones establecidas. Esta responsabilidad puede ser asignada al regulador, en este caso la Agencia de Regulación de Control de Energía y

Recursos Naturales no Renovables, así como a otras entidades como el Ministerio de Energía y Minas e incluso una entidad privada de verificación. Es importante mencionar que el esquema de garantías de origen deberá crearse de manera que facilite el reconocimiento del hidrógeno verde y que en ningún caso deberá ser una barrera o trámite administrativo adicional para el desarrollo de proyectos.

¹⁰ Para esto se deberán considerar las consecuencias que esto podría tener en la comercialización internacional de los productos.

Normativa para proyectos piloto

Con el objetivo de facilitar la entrada en operación de proyectos piloto, es importante que se desarrollen “esquemas normativos con enfoque flexible” que permitan que los proyectos de hidrógeno se desarrollen paralelamente con la regulación, en un tiempo y espacio controlado.

Este tipo de esquemas, internacionalmente denominados *sandbox* regulatorio, dinamizarán esta industria emergente, con tipologías de proyectos que anteriormente no se han

desarrollado en Ecuador y cuyos resultados serán insumos para promulgar regulaciones adaptadas al contexto nacional.

Para la implementación de esquemas flexibles de regulación, es importante contar con la participación del regulador y de las instituciones encargadas de la definición de la normatividad. En la sección 9 de la Hoja de Ruta, se proponen los lineamientos básicos para el desarrollo de proyectos piloto.

Normativa y regulación para proyectos a escala comercial

Siendo la economía del hidrógeno y la cadena de valor correspondiente tan incipiente a nivel mundial, se hace necesario adoptar un marco regulatorio con el que actualmente no se cuenta en muchas regiones, tampoco en Ecuador. Es la razón por la que se deberán desarrollar marcos normativos en los sectores específicos. Se requerirá de una normatividad para la producción de hidrógeno verde y se deberá definir a la

entidad competente para expedir los permisos y las licencias asociadas. De igual manera se deberá crear la normatividad para el desarrollo de infraestructura para el transporte y la distribución de hidrógeno, la normativa para el despliegue de hidrogeneras (estaciones de recarga) y para usos del hidrógeno en el sector transporte y la normativa para la producción, almacenamiento, transporte y uso de derivados del hidrógeno.

Mecanismos de financiación

De manera paralela es importante establecer mecanismos de acceso a financiación de proyectos de hidrógeno verde, tales como regulaciones dirigidas al sector bancario para implementar líneas de crédito especiales para financiación de proyectos de hidrógeno verde y sus derivados, el fortalecimiento del sistema de mercados de carbono que acelere la competitividad de las

energías renovables (incluyendo el hidrógeno verde) y el retiro progresivo de los subsidios existentes a los combustibles fósiles. A continuación, se presentan los mecanismos que podría implementar Ecuador para canalizar las inversiones requeridas y fomentar la cadena de valor del hidrógeno verde y sus derivados.

• Financiación pública directa

La financiación pública directa consiste en la inversión por parte del Gobierno Nacional en los proyectos de la cadena de valor del hidrógeno verde teniendo en consideración los elevados volúmenes de inversión requeridos en la etapa inicial de establecimiento de este vector a nivel global.

La financiación pública directa permitiría acelerar la entrada en operación de los primeros proyectos de demostración en el país; generalmente son recursos no reembolsables. La financiación pública directa, puede ser otorgada por el Gobierno Nacional, estableciendo un fondo de financiación para proyectos de hidrógeno verde, un fondo para promover el despliegue de energías renovables o el fortalecimiento de fondos de ciencia y tecnología.

• Incentivos tributarios

Los incentivos tributarios buscan la reducción de la tasa impositiva a través de exenciones de aranceles, impuestos de renta u otro tipo de deducción fiscal. Se debe destacar que los incentivos tributarios, son mecanismos que permiten fomentar el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde, sin afectar los presupuestos de los gobiernos. Adicionalmente, estos recursos reducen los costos finales de capital y los costos de operación impactando los costos nivelados de producción del hidrógeno.

• Subvenciones

Estas ayudas económicas se centran en proyectos de interés nacional y buscan compensar la brecha de costos que no permite un cierre financiero de los proyectos. Las subvenciones pueden darse a través de contratos por diferencia, los cuales buscan disminuir el impacto económico tanto en el lado de la oferta como en la demanda. Usualmente las subvenciones se complementan con estrategias para estimular la demanda como el establecimiento de cuotas de uso obligatorias, en este caso para el hidrógeno verde y sus derivados en determinados sectores de la economía como el transporte y la industria.

La implementación de subvenciones en Ecuador implicaría asignar un presupuesto de la nación el cual puede ser recaudado de los impuestos al carbono; además se deberá estructurar un vehículo administrativo y financiero para otorgar los fondos, mediante convocatorias o subastas, entre otros.

• Préstamos

La destinación de préstamos a condiciones financieras favorables para el desarrollo de proyectos estratégicos en la cadena de valor de hidrógeno verde es una de las estrategias posibles para apalancar los proyectos de infraestructura que están enlazados con proyectos de hidrógeno y de energías renovables. Los préstamos pueden ser otorgados por la banca multilateral o por bancos comerciales. En los dos casos es importante mencionar que este tipo de financiación se da en etapas de madurez avanzada del proyecto y que deberá atender las particularidades de los proyectos de hidrógeno como los largos plazos de construcción.

Las condiciones financieras de los préstamos deben incentivar las inversiones por parte de los agentes privados, con tasas de interés favorables; para lo cual el Gobierno Nacional puede establecer subsidios a las tasas de interés. Los préstamos son un mecanismo importante debido a que tienen un efecto “multiplicador” al exigir inversiones por parte de los propietarios del proyecto y la creación de alianzas.

Comité Especializado de Hidrógeno

El Comité Especializado de Hidrógeno estará conformado por expertos representantes de la industria, la academia, el Gobierno Nacional y la sociedad y será encargado de suministrar soporte técnico al Consejo Nacional de Hidrógeno Verde. El Comité Especializado de Hidrógeno será además responsable de la evaluación periódica de acciones orientadas al fortalecimiento de capacidades para hidrógeno en Ecuador en los ámbitos de formación, infraestructura, ciencia e innovación. También evaluará las solicitudes de proyectos estratégicos y emitirá recomendaciones al Consejo Nacional de Hidrógeno Verde.

El Comité Especializado de Hidrógeno elegirá un vocero que lo represente ante el Consejo Nacional de Hidrógeno Verde, cuya designación se realizará por un periodo de tiempo determinado.

En articulación entre las dos instancias, el Consejo Nacional de Hidrógeno Verde y el Comité Especializado de Hidrógeno, se deberán implementar las acciones de la Hoja de Ruta, definir un sistema de indicadores de cumplimiento y un mecanismo de monitoreo y control. Igualmente, una de las principales funciones de la estructura será crear una plataforma de participación ciudadana y una estrategia de cooperación internacional.

Participación ciudadana

Es importante mantener canales de comunicación entre la ciudadanía y las instancias decisorias del sector, que atienda dudas, preocupaciones y propuestas del público en general. En línea con lo anterior se deben difundir conocimientos sobre el hidrógeno verde resaltando los beneficios en aspectos ambientales, sociales, de producción sostenible e informando las oportunidades que ofrece a Ecuador hacer uso masivo de este vector.

Para el fortalecimiento de la participación ciudadana se pueden definir una serie de mecanismos como talleres periódicos de avance de la Hoja de Ruta, espacios de rendición de cuentas por parte del Gobierno Nacional y socialización de proyectos con las comunidades.

Cooperación internacional

Un eficiente mecanismo de integración sería el establecer acuerdos de cooperación internacional con países de la región, así como con países proveedores de tecnologías y potenciales importadores de hidrógeno verde y sus derivados, para promover el intercambio de experiencias, la transferencia tecnológica y el fortalecimiento de capacidades locales.

También será relevante participar en las instancias internacionales sobre regulación de hidrógeno e iniciativas colaborativas con entidades multilaterales que faciliten el desarrollo de los estudios propuestos en la Hoja de Ruta, así como la consecución de recursos de financiación para proyectos piloto y programas de investigación.

9.5.3 Recomendación de modelo de gobernanza

Las múltiples aristas que se deben considerar en la definición de políticas públicas se deberán enmarcar en un modelo de gobernanza para el despliegue del hidrógeno que incluya la creación de las siguientes instancias. En la **Figura 22** se presenta un esquema de la estructura del modelo de gobernanza propuesto.

Consejo Nacional de Hidrógeno Verde

El Consejo Nacional de Hidrógeno Verde deberá ser presidido por el Ministerio de Energía y Minas y contar con la participación de Ministerio de Ambiente, Agua y Transición Ecológica, el Ministerio de Transporte y Obras Públicas, el Ministerio de Producción, Comercio Exterior, Inversiones y Pesca, la Agencia de Regulación de Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, un representante de la Subsecretaría de Articulación y Gestión Sectorial de la Presidencia de la República y un vocero del Comité Especializado de Hidrógeno.

El Consejo Nacional de Hidrógeno Verde, tendrá la responsabilidad de realizar el seguimiento de la implementación de la Hoja de Ruta, coordinar la ejecución del plan de acción y realizar una revisión periódica y, cuando sea necesario, una actualización de esta Hoja de Ruta. De igual forma, es importante que, el Consejo Nacional de hidrógeno verde, realice funciones de socialización de los planes de trabajo y resultados de los mismos, lo que permitirá mantener una visión compartida sobre el rol del hidrógeno en Ecuador y los avances en su despliegue.

10 Apoyo a proyectos piloto

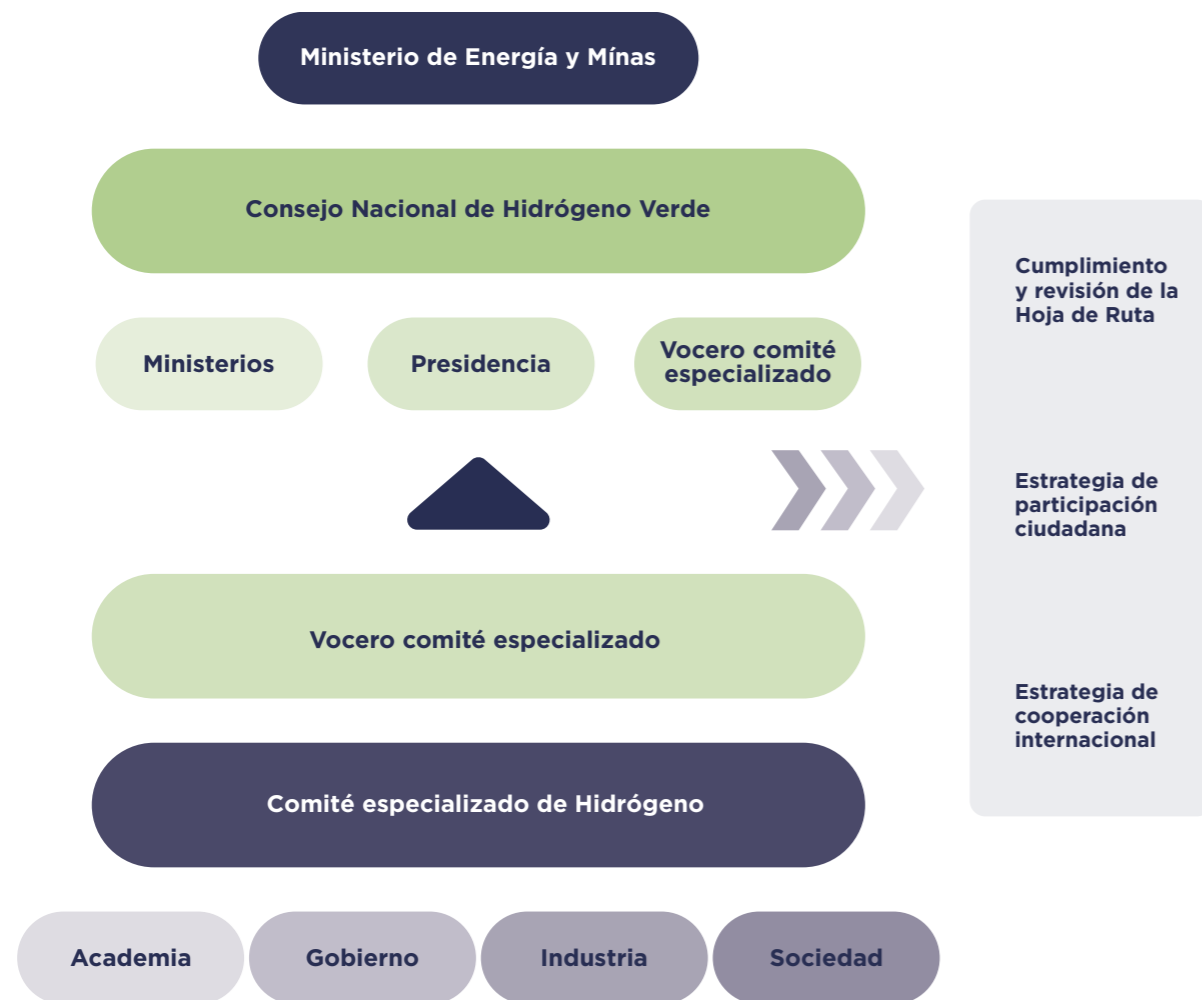


Figura 22: Modelo de gobernanza propuesto para el desarrollo de una economía del hidrógeno verde en Ecuador.
Fuente: Elaboración Propia MEM.

En las etapas tempranas de la implementación de la Hoja de Ruta, se deberá fomentar el desarrollo de proyectos piloto de producción, almacenamiento, transporte y uso de hidrógeno verde y sus derivados, así como el fomento a la investigación e innovación en estas áreas.

Como se ha explicado en la visión de este documento, los primeros proyectos piloto con fines de investigación y con el objetivo principal de desarrollar capacidades locales deberían entrar en operación a corto plazo.

En esta sección se proponen los lineamientos para el desarrollo de proyectos piloto en Ecuador y, posteriormente, se presentan las especificaciones de proyectos que se han identificado como prioritarios para ser desarrollados.

10.1 Lineamientos para el desarrollo de proyectos piloto

El despliegue inicial de una economía del hidrógeno se ve enfrentado a vacíos normativos y regulatorios debido a su carácter innovador; sin embargo, para fomentar este despliegue se requiere de la ejecución de proyectos piloto o de demostración aún bajo estas circunstancias. Esta disyuntiva, a la que ya se han enfrentado un sinnúmero de países para fomentar la innovación nacional, ha llevado al reconocimiento de que es necesario crear espacios para probar los procesos subyacentes a estas innovaciones y las normas y regulaciones que las pueden fundamentar,

lo que ha resultado en la creación de los así llamados “sandboxes regulatorios”.

Los sandboxes regulatorios permiten la experimentación en un ambiente real (también conocidos como “laboratorios reales”) de tecnologías, productos, servicios o enfoques que no cumplen completamente con el marco regulatorio y legal vigente [11] y se caracterizan por los siguientes tres elementos: 1. Estos espacios se operan en áreas específicas y por tiempos determinados bajo condiciones reales, 2. los sandboxes hacen uso del margen de

maniobra regulatorio, a través de instrumentos como las cláusulas de experimentación, 3. los sandboxes hacen énfasis en que las entidades regulatorias puedan aprender de ellos para desarrollos inmediatos y a futuro [12].

La idea central atrás de los sandboxes no es desregular o reducir estándares de seguridad, sino por el contrario, crear espacios en donde se pueda experimentar en áreas completamente nuevas bajo condiciones específicas.

Teniendo en cuenta estos instrumentos regulatorios y reconociendo el objetivo prioritario que es la descarbonización del sector energético en la coyuntura actual, es fundamental desarrollar un mecanismo que permita definir exenciones regulatorias temporales, basadas, por ejemplo, en normativa internacional, para facilitar e impulsar el desarrollo de proyectos e implementar mejoras regulatorias basadas en experiencias técnicas a través de la creación de un “sandbox regulatorio para la transición energética”. Esta regulación flexible se deberá enfocar, principalmente, en garantizar las condiciones seguras de operación en los procesos de la cadena de valor del hidrógeno.

Dentro de la propuesta de gobernanza se hace referencia a la creación del Comité Especializado de Hidrógeno, que tendrá dentro de sus funciones la evaluación de las solicitudes de exenciones regulatorias para proyectos estratégicos de hidrógeno. El Comité Especializado de Hidrógeno deberá definir criterios de priorización de estos proyectos, considerando entre otros aspectos:

- Su alineamiento estratégico con la Hoja de Ruta y con los objetivos energéticos y de descarbonización del país.
- Las posibilidades de escalamiento.
- La articulación de actores para el desarrollo de capacidades locales.

De esta manera, los proyectos piloto interesados en aplicar a los ambientes flexibles de regulación deberán demostrar la importancia estratégica de este y el cumplimiento de normas técnicas internacionales que garanticen la seguridad en la operación del mismo.

Esta información deberá ser debidamente documentada por el desarrollador del proyecto mediante un “documento de descripción del proyecto”, que será entregado al Comité en las condiciones y periodicidad que este defina. En el documento se presentará una descripción detallada del proyecto y un resumen de las diferentes etapas de este, incluyendo también una cuantificación de impactos tales como la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la generación de conocimiento y la creación de empleos, entre otros. Igualmente, se deberá presentar un organigrama del proyecto, un cronograma detallado, las fichas técnicas de los equipos y una lista de las normas internacionales que se van a adoptar.

Con base en la información proporcionada, el Comité podrá hacer una evaluación de los proyectos. Posteriormente, y una vez estos sean elegidos, el Comité remitirá al

Consejo Nacional de Hidrógeno los proyectos seleccionados y el Consejo asignará la autoridad competente para la regulación y el control del mismo.

Una vez asignado el proyecto a la entidad o entidades competentes, de manera conjunta con el desarrollador de proyecto, establecerán un “plan de seguridad” en el cual se plantee una estrategia de gestión de riesgos, y un plan de supervisión por parte de la entidad competente. El desarrollo articulado de este plan permitirá fortalecer las capacidades de las entidades públicas en torno a la cadena de valor del hidrógeno, de igual forma, permitirá obtener información relevante para el posterior desarrollo de la regulación.

Los proyectos a ser implementados en la fase 1 y 2 de la Hoja de Ruta, a escala piloto con capacidades de hasta 0,5 MW, podrán solicitar al Comité Especializado de Hidrógeno un régimen de excepción para aspectos como licenciamiento ambiental y permiso para el uso del suelo siempre que el proyecto no se realice en zonas protegidas. El Comité evaluará esta solicitud, y si se considera pertinente solicitará la excepción a las respectivas entidades; de lo contrario negará la solicitud con una justificación clara y el proyecto deberá solicitar todas las licencias requeridas ante las entidades competentes.

10.2 Identificación de proyectos clave

El desarrollo de proyectos piloto de hidrógeno verde se enmarca en procesos de innovación tecnológica relacionada con toda la cadena de valor para el impulso y desarrollo de la economía de escala que permita el cumplimiento de los objetivos de esta Hoja de Ruta.

El objetivo principal de los proyectos piloto será la adquisición de experiencia, principalmente operativa, en diferentes etapas de la cadena de valor del hidrógeno verde y sus derivados. Los proyectos piloto deberán permitir evaluar a pequeña escala aspectos operativos importantes para determinar la viabilidad de integración a procesos actuales y de escalamiento de los proyectos a futuro.

También permitirá una evaluación del manejo adecuado de los riesgos asociados e impulsar la confiabilidad en las nuevas tecnologías para ambas partes de la economía, la oferta y la demanda. Para alcanzar estos objetivos, los proyectos piloto pueden apuntar a usos nuevos del hidrógeno, por ejemplo, en el sector transporte y a sustitución de usos actuales de hidrógeno, por ejemplo, en refinerías.

Ecuador tiene la posibilidad de implementar una variedad de proyectos piloto que permitan un despliegue posterior de la economía del hidrógeno a nivel nacional. Los potenciales proyectos piloto y de demostración para la producción de hidrógeno y derivados se presentan de manera resumida en la

Figura 23; sus especificaciones se presentan en el **Anexo 1.**

Dentro de los proyectos propuestos, el de investigación y desarrollo ubicado en la provincia de Imbabura se ha denominado “Centro de Energías Renovables y Transición Energética”. Este proyecto permitirá hacer uso de la infraestructura y las capacidades de investigación ya disponibles en la región, al mismo tiempo que se aprovechan los recursos renovables disponibles, permitiendo

crear una base fundamental para la evaluación y operación eficiente de procesos bajo condiciones locales. Este proyecto se debe considerar estratégico y un referente para el despliegue de la economía del hidrógeno en Ecuador, por lo que se recomienda iniciar las actividades de formulación del mismo de manera inmediata, de manera que se pueda contar con una puesta en marcha a corto plazo (meta: máx. 2026).

Considerando la disponibilidad de energías renovables y recursos hídricos en la región, este proyecto piloto permitiría la investigación y el desarrollo de conocimientos en energías renovables, incluyendo el hidrógeno verde. Dentro de los aspectos que se podrían evaluar con este proyecto está la complementariedad de diferentes fuentes renovables de energía y su efecto en el factor de carga del electrolizador y, por tanto, en los costos nivelados de generación de hidrógeno verde, permitiendo encontrar soluciones óptimas de combinación de estas fuentes para Ecuador.

De igual manera el proyecto permitirá ganar experiencia relevante respecto al manejo del hidrógeno verde, su almacenamiento, transporte y uso final, a partir de la cual se puede fijar la normatividad técnica correspondiente para cada una de estas etapas y se pueden delinear aspectos regulatorios relevantes para la implementación nacional de proyectos a escala comercial.

Los beneficios clave que se podrían obtener con este proyecto son:

- El estudio inicial de aspectos técnicos y operativos relacionados con la cadena de valor del hidrógeno (producción, almacenamiento, transporte y uso) en el sector académico.

- La identificación de los aspectos regulatorios, logísticos y de mercado requeridos para el establecimiento a gran escala de la economía del hidrógeno verde en Ecuador.
- Formación científico-técnica y fomento de la transferencia de conocimiento para el escalamiento de proyectos de hidrógeno verde.

Este proyecto tiene además el potencial de ser fácilmente escalable, para lo cual se podría planear la instalación inicial de un electrolizador, por ejemplo, alcalino con una capacidad de por lo menos 50 kW, y la adición de un electrolizador PEM con la misma capacidad en una etapa posterior; la secuencia de las tecnologías se puede definir de acuerdo con la disponibilidad a corto plazo en el mercado. Esto, por ejemplo, permitiría investigar el comportamiento real de estos dos tipos de electrolizadores bajo cargas fluctuantes de energía renovable, experiencia que en la actualidad es limitada a nivel mundial. Debido a la facilidad de instalación se recomienda el montaje de paneles fotovoltaicos como primera fuente de generación eléctrica, la cual podrá ser complementada con otras tecnologías en etapas posteriores.

En la siguiente tabla se resumen las principales características para el proyecto piloto descrito.

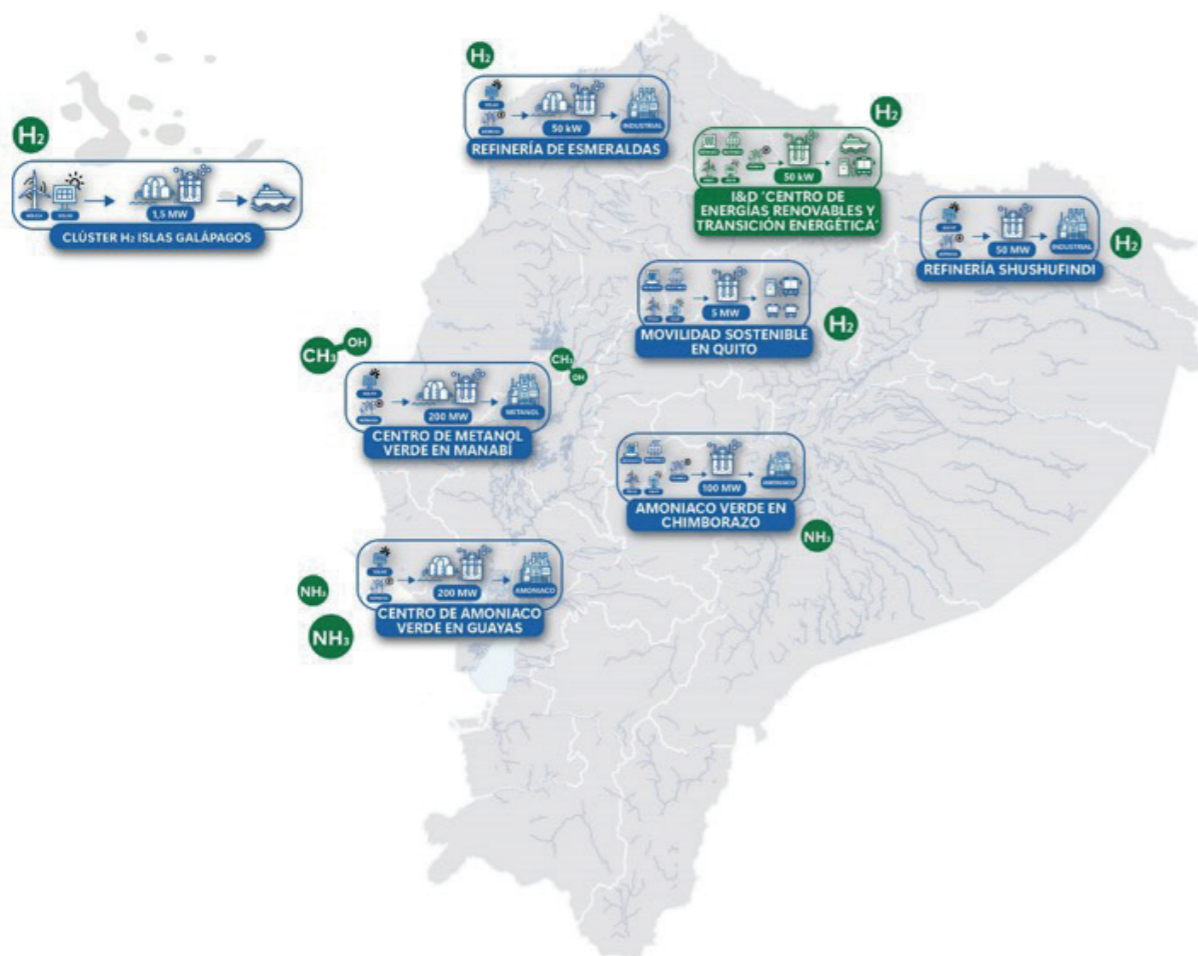


Figura 23: Potenciales proyectos piloto y demostrativos de hidrógeno verde y derivados en Ecuador.
Fuente: Elaboración Propia MEM.

Tabla 16: Especificaciones para el proyecto piloto "Centro de Energías Renovables y Transición Energética".

Proyecto 1: Centro de energías renovables y transición energética	
Ubicación	Provincia de Imbabura
Definición y aprobación	Hasta 2025
Entrada en operación	Máximo en 2026
Objetivo	Realizar investigación y desarrollo en energías renovables e hidrógeno verde.
Potencial de energía renovable	Solar: 5,57 kWh/m ² /día. Eólico: 138 W/m ² . Geotérmico: En la región se identifica el proyecto geotérmico Chachimbiro de 50 MW de capacidad. Biomasa: caña de azúcar, 712 TJ/a.
Requerimiento de energía renovable	Si se considera como fuente de energía eléctrica exclusivamente una planta fotovoltaica, el requerimiento de capacidad de generación eléctrica estará alrededor de 100 - 125 kW para 50 kW de electrólisis.
Capacidad de electrolizador	50 kW
Producción	15 kg/d de hidrógeno verde.
Área requerida planta	Planta de energía renovable (fotovoltaica): 500 m ² . Planta de electrólisis: 50 m ² .
Uso potencial del hidrógeno	Estudios demostrativos del hidrógeno verde en movilidad terrestre (autos o buses), pequeñas embarcaciones turísticas en lagos cercanos, reelectrificación, entre otros.
Inversión estimada	De acuerdo con los datos disponibles a 2030 la inversión requerida para la planta de generación de electricidad renovable sería de alrededor de 130.000 USD (planta fotovoltaica) y para el electrolizador de aproximadamente 200.000 USD.

Teniendo en cuenta que este proyecto piloto es estratégico para la generación de capacidad técnica y conocimiento en energías renovables e hidrógeno verde, la implementación del mismo deberá ser impulsada y priorizada por entidades gubernamentales, facilitando además la aprobación del mismo a través de un mecanismo flexible que le permita operar en áreas determinadas con fines de investigación, aunque no se cuente con regulación o normativa específica a nivel nacional.

Se considera importante la integración del sector industrial privado en el proyecto, de manera que el centro sirva como canal para

la resolución de retos actuales y permita una aplicación directa de los conocimientos generados. De igual manera se debe trabajar en lograr alianzas con institutos similares a nivel internacional que incentiven una transferencia del conocimiento.

En cuanto a la financiación, las entidades gubernamentales deberán buscar soluciones conjuntas con actores privados interesados en hacer parte del proyecto, así como potenciales fuentes de financiación internacionales, como por ejemplo el Banco Mundial, el BID, IFC y CAF, entre otros.

11 Anexo 1: Especificaciones de proyectos piloto y de demostración

A continuación, se presentan las fichas técnicas de potenciales proyectos piloto identificados que impulsarían el despliegue de la economía del hidrógeno en el país, considerando usos en sistemas insulares, en movilidad y en el sector industrial. Se resalta que, aunque los diferentes proyectos fueron estimados considerando la inversión únicamente en plantas de energía renovable fotovoltaica, se deben considerar en etapas posteriores de diseño la integración de demás fuentes de energía renovable no convencionales según el potencial de la región y la adicionalidad en el sistema eléctrico ecuatoriano.

Los proyectos presentados aquí son genéricos, con el fin de que en etapas posteriores su implementación se pueda replicar en diferentes lugares del territorio nacional, permitiendo un mayor despliegue para el cumplimiento de los objetivos de consumo y exportación expresados en esta Hoja de Ruta.

1. Proyecto Islas Galápagos

Este proyecto tiene como objetivo iniciar la implementación de un ecosistema de hidrógeno en las Islas Galápagos. Para esto, se considera el aprovechamiento de los potenciales solares y eólicos del archipiélago y la implementación de un proceso de tratamiento de agua marina para el funcionamiento de un electrolizador PEM de 1,5 MW con una producción de 450 kg/d de hidrógeno.

Los potenciales usos propuestos para el hidrógeno producido son: implementación de una flota de ferris para el transporte interislas, usos en transporte terrestre en islas pobladas como la Isla de Santa Cruz, almacenamiento de excedentes de hidrógeno para generación de electricidad de respaldo.

La fase de inicio se estima en 2028, ya que cuenta con la experiencia adquirida con el proyecto de investigación y desarrollo planteado para la provincia de Imbabura sobre electrolizadores PEM, almacenamiento de hidrógeno comprimido y su uso en transporte terrestre y en pequeñas embarcaciones.

Ubicación	Islas Galápagos
Fase de inicio	<ul style="list-style-type: none"> Fase 2B: 2026 - 2030
Objetivo	<ul style="list-style-type: none"> Convertir a las Islas Galápagos en un territorio de hidrógeno verde y neutro en carbono usando energía renovable generada localmente para aplicaciones en el archipiélago.
Beneficios clave	<ul style="list-style-type: none"> Producción de hidrógeno en el archipiélago de las Islas Galápagos para garantizar independencia energética y disminución de emisiones contaminantes. Uso demostrativo del hidrógeno en el almacenamiento y uso de energía renovable generada localmente en aplicaciones locales. Escalamiento de la economía del hidrógeno que permita la carbono-neutralidad de las Islas Galápagos a corto plazo y les permita imponerse como un área de turismo 100 % sostenible.
Potencial de energía renovable	<ul style="list-style-type: none"> Solar: 5,86 kWh/m²/día. Eólico: 282 W/m².
Requerimiento de energía renovable⁽¹⁾	<ul style="list-style-type: none"> 3 - 4 MW
Capacidad de electrolizador	<ul style="list-style-type: none"> PEM de 1,5 MW
Producción de hidrógeno	<ul style="list-style-type: none"> 450 kg/d
Área requerida planta	<ul style="list-style-type: none"> Planta de energía renovable⁽¹⁾: 0,05 km². Planta de electrólisis: 500 m².
Uso	<ul style="list-style-type: none"> Operación de ferris con celdas de hidrógeno en rutas entre islas pobladas. Uso demostrativo en transporte público terrestre en Isla de Santa Cruz. Almacenamiento de energía y generación de electricidad de respaldo.
Inversión estimada⁽²⁾	<ul style="list-style-type: none"> 3,5 M USD para planta energía renovable⁽¹⁾. 100 k USD para planta de tratamiento de agua. 2 M USD para electrolizador PEM. 25 M USD para 4 embarcaciones de alta velocidad⁽³⁾.
Observaciones	<ul style="list-style-type: none"> En la fase 3 se debe considerar la expansión de este proyecto a una capacidad instalada de electrólisis de aproximadamente 3 MW.

(1): Magnitud estimada para una planta de energía renovable solar fotovoltaica.

(2): Valores aproximados según información a 2023.

(3): Ferry de pasajeros de alta velocidad, tomado de Aarskog [13].

2. Proyecto piloto de sustitución de hidrógeno gris en la refinería de Esmeraldas

Este proyecto corresponde a un proyecto piloto de producción de hidrógeno verde de uso industrial en la refinería de Esmeraldas. A partir del tratamiento de las aguas residuales de procesos de la refinería y de la instalación de planta de energía renovable, se producirán 15 kg/d de hidrógeno en un electrolizador PEM de 50 kW para la sustitución de hidrógeno gris en los procesos de desulfuración e hidrocrackeo.

Este proyecto permitirá el estudio de las diferentes dimensiones técnicas y logísticas para el despliegue del hidrógeno de uso industrial, la reducción de la huella de carbono y mejoramiento de la calidad de los productos de la refinería. Adicionalmente, la proyección de la ampliación de electrólisis en la refinería permitiría satisfacer toda la demanda de hidrógeno requerida y la producción de combustibles sintéticos.

Ubicación	Refinería Esmeraldas
Fase de inicio	<ul style="list-style-type: none"> Definición y aprobación del proyecto: Fase 1 (hasta 2025). Entrada en operación del proyecto: Fase 2A (2026 - 2028).
Objetivo	<ul style="list-style-type: none"> Proyecto piloto de generación de hidrógeno a partir de energía solar para uso en la refinería de Esmeraldas.
Beneficios clave	<ul style="list-style-type: none"> Permitir el estudio inicial de aspectos técnicos y operativos relacionados a la cadena de valor del hidrógeno (producción, almacenamiento, transporte y uso) en el sector académico. Uso demostrativo y con posibilidad de escalamiento del hidrógeno verde como uso industrial en la Refinería de Esmeraldas. Reducción de huella de carbono en los productos de la refinería de Esmeraldas. Fomento a la transición energética en el sector industrial en Ecuador. Posibilidad de producción de combustibles sintéticos verdes.
Potencial de energía renovable	<ul style="list-style-type: none"> Solar: 4,09 kWh/m²/día. Biomasa residual de cacao: 278-548 TJ/a.
Requerimiento de energía renovable⁽¹⁾	<ul style="list-style-type: none"> 100 - 150 kW
Capacidad de electrolizador	<ul style="list-style-type: none"> PEM de 50 kW
Producción de hidrógeno	<ul style="list-style-type: none"> 15 kg/d de hidrógeno verde.
Área requerida planta	<ul style="list-style-type: none"> Planta de energía renovable⁽¹⁾: 500 m². Planta de electrólisis: 50 m².
Uso	<ul style="list-style-type: none"> Procesos de desulfuración e hidrocrackeo.
Inversión estimada⁽²⁾	<ul style="list-style-type: none"> 130 k USD para planta energía renovable⁽¹⁾. 200 k USD para el electrolizador PEM.
Observaciones	<ul style="list-style-type: none"> Se recomienda realizar un escalamiento del proyecto en las fases 2B y 3 para reemplazar la totalidad del hidrógeno gris de la refinería y realizar la ampliación los procesamientos de desulfuración e hidrocrackeo con el aumento de capacidad de electrólisis de 120 MW y 36 t/d de hidrógeno verde.

(1): Magnitud estimada para una planta de energía renovable solar fotovoltaica.

(2): Valores aproximados según información a 2023.

3. Proyecto para uso de hidrógeno verde en la refinería de Shushufindi

El proyecto de hidrógeno verde en la Refinería de Shushufindi resulta estratégico para implementar procesos de desulfuración e hidrocrqueo para la modernización de la refinería. Este proyecto contaría con la experiencia adquirida en la Refinería de Esmeraldas y requeriría la instalación de una planta de energía solar fotovoltaica y el tratamiento de las aguas residuales industriales para operar un electrolizador de 50 MW con una producción de 15 t/d.

Ubicación	Refinería Shushufindi
Fase de inicio	<ul style="list-style-type: none"> Fase 3: Más allá del 2030
Objetivo	<ul style="list-style-type: none"> Proyecto piloto de generación de hidrógeno a partir de energía solar para nuevos usos en la refinería de Shushufindi.
Beneficios clave	<ul style="list-style-type: none"> Masificación del hidrógeno verde en el sector industrial de refinación. Reducción de la huella de carbono de combustibles producidos en la Refinería de Shushufindi con la implementación de procesos de desulfuración e hidrocrqueo. Posibilidad de producción de combustibles sintéticos verdes.
Potencial de energía renovable	<ul style="list-style-type: none"> Solar: 4,52 kWh/m²/día. Biomasa residual de palma de aceite (3603-7924 TJ/a) y de cacao (84-162 TJ/a).
Requerimiento de energía renovable⁽¹⁾	<ul style="list-style-type: none"> 100-125 MW
Capacidad de electrolizador	<ul style="list-style-type: none"> 50 MW
Producción de hidrógeno	<ul style="list-style-type: none"> 15 t/d de hidrógeno verde.
Área requerida planta	<ul style="list-style-type: none"> Planta de energía renovable⁽¹⁾: 1,3 km². Planta de electrólisis: 500 m².
Uso	<ul style="list-style-type: none"> Implementación de nuevos procesos de desulfuración e hidrocrqueo con hidrógeno verde en la refinería de Shushufindi.
Inversión estimada⁽²⁾	<ul style="list-style-type: none"> 55 M USD para planta energía renovable⁽¹⁾. 2 M USD para planta de tratamiento de agua. 35 M USD para electrolizador PEM. Se deben considerar, adicionalmente, costos de inversión asociados a procesos de desulfuración e hidrocrqueo.

(1): Magnitud estimada para una planta de energía renovable solar fotovoltaica.

(2): Valores aproximados según información a 2023.

4. Proyecto demostrativo de amoníaco verde en Chimborazo

Con el proyecto demostrativo de amoníaco verde en Chimborazo tiene como objetivo que Ecuador inicie la producción de derivados en el país y se realice el respectivo estudio de condiciones técnicas, logísticas y financieras para su escalamiento en futuros proyectos. Su ubicación en la provincia de Chimborazo se prioriza debido a la diversidad de fuentes de energía renovable disponible en el norte de la provincia, en especial, el potencial eólico, solar, geotérmico e hidráulico.

Con la instalación de una capacidad de electrólisis de 100 MW, el uso del potencial renovable de la Provincia y recursos hídricos, se tendrá una capacidad de producción de alrededor de 11.000 t/a de hidrógeno. Al extender la cadena de valor del hidrógeno al instalar una planta de amoníaco con la integración del proceso de Haber-Bosch, se podrá producir una capacidad máxima de 58.000 t/a de amoníaco. Con esta producción, se podrá iniciar la generación nacional de fertilizantes verdes que impulsen la vocación agrícola de la región y como centro de desarrollo industrial del país.

Ubicación	Provincia de Chimborazo
Fase de inicio	• Fase 2B: 2028 - 2030
Beneficios clave	<ul style="list-style-type: none"> • Permitir el estudio inicial de aspectos técnicos y operativos relacionados al amoníaco verde (producción, almacenamiento, transporte y uso). • Integración de la diversidad de potenciales de energías renovables no convencionales en la producción de hidrógeno verde: eólica, solar, geotérmica e hidráulica. • Generar encadenamientos productivos en Ecuador con la oportunidad de producir fertilizantes verdes, aprovechando la vocación agrícola de la región.
Potencial de energía renovable	<ul style="list-style-type: none"> • Solar: 5,6 kWh/m²/día. • Eólico: 736 W/m². • Disponibilidad de emplazamientos para pequeñas centrales hidroeléctricas. • Ubicación de zonas de interés geotérmico con temperaturas mayores a 100 °C.
Requerimiento de energía renovable⁽¹⁾	• 200-250 MW
Capacidad de electrolizador	• 100 MW
Producción	<ul style="list-style-type: none"> • 11.000 t/a de hidrógeno verde. • Máximo 58.000 t/a de amoníaco.
Área requerida planta	<ul style="list-style-type: none"> • Planta de energía renovable⁽¹⁾: 2,5 km². • Planta de electrólisis: 1000 m².
Potencial uso	• Producción de fertilizantes nitrogenados verdes.
Inversión estimada⁽²⁾	<ul style="list-style-type: none"> • 215 M USD para planta energía renovable⁽¹⁾. • 3,5 M USD para planta de tratamiento de agua. • 130 M USD para electrolizador PEM. • 55 M USD para planta de amoníaco.

(1): Magnitud estimada para una planta de energía renovable solar fotovoltaica.

(2): Valores aproximados según información a 2023.

5. Proyecto de movilidad sostenible en Quito

El presente proyecto posibilitará la introducción del hidrógeno en el sector de movilidad con una flota del sistema de transporte masivo en la ciudad de Quito, que permitirá con dicha experiencia, el despliegue en otras ciudades de Ecuador. El proyecto inicial se plantea con una flota de 50 buses de celdas de hidrógeno del sistema masivo de transporte de la ciudad, los cuales requieren de 1,5 t/d de hidrógeno verde producido con un sistema de electrólisis de 5 MW con el aprovechamiento del potencial solar y eólico de la región o a través de certificaciones de electricidad renovable tomada de la red.

Ubicación	Ciudad de Quito
Fase de inicio	• Fase 2B: 2028 - 2030
Objetivo	• Implementar una flota de transporte público masivo con base en hidrógeno verde.
Beneficios clave	<ul style="list-style-type: none"> • Operación del primer parque de movilidad de vehículos con celda de combustible con base en hidrógeno. • Reducción de emisiones contaminantes en el transporte público de la ciudad. • Implementación de certificaciones de energía renovable para la generación de hidrógeno. • Evaluación técnica del desempeño de la flota de buses en las condiciones ambientales de la Ciudad de Quito y desarrollo de la logística en el sector transporte.
Potencial de energía renovable (cercanías)	<ul style="list-style-type: none"> • Solar: 5,77 kWh/m²/día. • Eólica: 617 W/m². • Disponibilidad de emplazamientos para pequeñas centrales hidroeléctricas (<25 MW) y zonas específicas para centrales mayores a 25 MW. • Geotérmica de alta temperatura.
Requerimiento de energía renovable⁽¹⁾	• 10-13 MW
Capacidad de electrolizador	• 5 MW
Producción de hidrógeno	• 1,5 t/d
Área requerida planta	<ul style="list-style-type: none"> • Planta de energía renovable⁽¹⁾: 0,2 km². • Planta de electrólisis: 500 m²
Costo nivelado del hidrógeno	<ul style="list-style-type: none"> • Solar: 6,03 USD/kg en 2023; 1,59 USD/kg en 2043. • Eólico: 11,78 USD/kg en 2023; 10,38 USD/kg en 2043.
Uso	• Flota de 50 buses de transporte público.
Inversión estimada⁽²⁾	<ul style="list-style-type: none"> • 12 M USD para planta energía renovable⁽¹⁾. • 0,2 M USD para planta de tratamiento de agua. • 6,5 M USD para el electrolizador PEM. • 35 M USD para flota de buses con celda de hidrógeno.
Observaciones	• Se recomienda replicar este proyecto en otras ciudades con sistemas de transporte masivo como Guayaquil.

(1): Magnitud estimada para una planta de energía renovable solar fotovoltaica.

(2): Valores aproximados según información a 2023.

6. Proyecto Centro demostrativo para la producción de hidrógeno verde, amoníaco y fertilizantes en Guayas

Este centro demostrativo ubicado en la provincia de Guayas tendría como objetivo la producción de hidrógeno y amoníaco verde para demostrar la viabilidad de producción local y el potencial de sustitución de importaciones. Dentro de estos nuevos usos se encuentra el impulso de los diferentes sectores económicos de Guayas: amoníaco como combustible de embarcaciones de la industria camaronera, la producción de fertilizantes verdes y como insumo químico sostenible en el sector industrial, con el objetivo de sustituir importaciones y a su vez, el aumento de la seguridad alimentaria y el desarrollo industrial del país.

En una primera etapa se plantea la instalación de por lo menos 200 MW de capacidad de electrólisis, el cual será suplido con electricidad generada a partir de energía solar fotovoltaica, llegando a una producción anual de 22 mil toneladas de hidrógeno, a partir de los cuales se podrían generar aproximadamente 115 mil toneladas al año.

Ubicación	Región costera de la Provincia de Guayas
Fase de inicio	• Fase 2B: 2028 - 2030
Beneficios clave	<ul style="list-style-type: none"> • Escalamiento de la producción y diversificación de usos de hidrógeno verde y derivados en el país. • Oportunidad de sustitución de importación de fertilizantes y fomento a la industrialización sostenible con valor agregado, innovación y seguridad alimentaria en Ecuador. • Implementación de normativas técnicas para el almacenamiento, transformación y uso del hidrógeno, amoníaco y fertilizantes verdes. • Desarrollo y consolidación de la economía del hidrógeno verde en Ecuador al encadenar producción de amoníaco y fertilizantes. • Generación de empleo.
Potencial de energía renovable	<ul style="list-style-type: none"> • Solar: 5,04 kWh/m²/día. • Biomasa residual de arroz: 600-3400 TJ/a.
Requerimiento de energía renovable⁽¹⁾	• 400-500 MW
Capacidad de electrolizador	• 200 MW
Producción	<ul style="list-style-type: none"> • 22.000 t/a de hidrógeno verde. • Máximo 115.000 t/a de amoníaco.
Área requerida planta	<ul style="list-style-type: none"> • Planta de energía renovable⁽¹⁾: 5 km². • Planta de electrólisis: 1000 m².
Costo nivelado del hidrógeno	• Solar: 4,96 USD/kg en 2023; 1,34 USD/kg en 2043, teniendo en cuenta la desalinización.
Costo nivelado de derivados	• Amoníaco: 1012 USD/t en 2023; 351 USD/t en 2043.
Potencial uso	<ul style="list-style-type: none"> • Uso del hidrógeno verde o derivados en embarcaciones camaroneras. • Uso del hidrógeno en acerías. • Producción de amoníaco para la producción de fertilizantes. • Producción de amoníaco/fertilizantes para sustitución de importaciones.
Inversión estimada⁽²⁾	<ul style="list-style-type: none"> • 430 M USD para planta energía renovable⁽¹⁾. • 7 M USD para planta de desalinización. • 255 M USD para electrolizador PEM. • 84 M USD para planta de amoníaco.

(1): Magnitud estimada para una planta de energía renovable solar fotovoltaica.

(2): Valores aproximados según información a 2023.

7. Proyecto Centro demostrativo para la producción de hidrógeno verde y metanol para uso industrial en la provincia de Manabí

Este proyecto de centro demostrativo en la provincia de Manabí se encuentra orientado a la producción de hidrógeno verde y su posterior transformación en metanol verde, el cual permitirá el impulso y la descarbonización de sectores industriales existentes como las industrias de grasas y aceites y embarcaciones marítimas pesqueras.

Para el desarrollo de este proyecto se plantea un electrolizador de 200 MW con una producción de 22 mil toneladas al año de hidrógeno que permite la instalación de una planta de producción de metanol verde con una capacidad máxima de 165 mil toneladas al año.

Ubicación	Predio del centro fotovoltaico El Aromo
Fase de inicio	• Fase 2B: 2028 - 2030
Beneficios clave	<ul style="list-style-type: none"> • Centro de desarrollo tecnológico para el fomento de industrialización de la provincia de Manabí. • Oportunidad de sustitución de importación de metanol y fomento a la industrialización sostenible con valor agregado e innovación en Ecuador. • Disminución de huella de carbono en la industria de grasas y aceites existentes. • Disminución de la huella de carbono de embarcaciones pesqueras que sean adecuadas para el uso de metanol como combustible. • Implementación de normativas técnicas para el almacenamiento, transformación y uso del hidrógeno y metanol verde. • Generación de empleo.
Potencial de energía renovable	<ul style="list-style-type: none"> • Solar: 4,31 kWh/m²/día. • Biomasa residual de cacao: 280-550 TJ/a.
Requerimiento de energía renovable⁽¹⁾	400-500 MW: <ul style="list-style-type: none"> • Se identifican pequeñas centrales hidroeléctricas instaladas de 3 MW y 6 MW. • Predios disponibles y proyecto de planta de energía solar fotovoltaica El Aromo de 200 MW.
Capacidad de electrolizador	• 200 MW
Producción	<ul style="list-style-type: none"> • 22.000 t/a de hidrógeno verde. • Máximo 165.000 t/a de metanol.
Área requerida planta	<ul style="list-style-type: none"> • Planta de energía renovable⁽¹⁾: 5 km². • Planta de electrólisis: 1000 m².
Costo nivelado del hidrógeno o derivados	• Solar: 5,02 USD/kg en 2023; 1,36 USD/kg en 2043, teniendo en cuenta la desalinización.
Costo nivelado de derivados	• Metanol: 1.206 USD/t en 2023; 504 USD/t en 2043.
Potencial uso	<ul style="list-style-type: none"> • Uso de hidrógeno en industria de grasas y aceites. • Uso de metanol en buques pesqueros. • Almacenamiento y generación de electricidad. • Producción de metanol para sustitución de importaciones.
Inversión estimada⁽²⁾	<ul style="list-style-type: none"> • 430 M USD para planta energía renovable⁽¹⁾. • 255 M USD para electrolizador PEM. • 7 M USD para planta de tratamiento de agua marina. • 195 M USD para planta metanol con captura de CO₂.

(1): Magnitud estimada para una planta de energía renovable solar fotovoltaica.

(2): Valores aproximados según información a 2023.

12 Referencias

- [1] M. Schlegel, Wassertoff: Das Handbuch für Investoren und Projektentwickler, Stuttgart: Fichtner, 2021.
- [2] ESIN Consultora, «Atlas bioenergético del Ecuador,» 2014.
- [3] Ministerio de Energía y Minas, «Balance Energético Nacional 2021,» Quito, 2021.
- [4] Celec EP, «Actualización del potencial eléctrico del Ecuador para la generación de energía eléctrica,» 2022.
- [5] CONELEC, «Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022,» CONELEC, 2013.
- [6] Ministerio del Ambiente, Coordinación general de planificación ambiental y gestión estratégica., «Sistema Nacional de Áreas Protegidas,» Quito, Ecuador, 2019.
- [7] Ministerio de Ambiente, «Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP) del Ecuador - Subsistema de áreas protegidas privadas,» 2014.
- [8] CISPDR Changjiang Institute of Survey Planning Design and Research, «Plan nacional de la gestión integrada e integral de los recursos hídricos de las cuencas y microcuencas hidrográficas del Ecuador,» 2016.
- [9] Trade Map, «Lista de los productos importados por Ecuador,» Centro de Comercio Internacional UNCTAD/ OM (CCI), [En línea]. Disponible: <https://www.trademap.org/Index.aspx>. [Último acceso: Mayo 2023].
- [10] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, «Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035 (PLANEE),» Quito, 2016.
- [11] Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action, «Regulatory Sandboxes - Testing environments for innovation and regulation,» [En línea]. Disponible: <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Dossier/regulatory-sandboxes.html>. [Último acceso: Mayo 2023].
- [12] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, «Making space for innovation. The handbook for regulatory sandboxes,» Julio 2019. [En línea]. Disponible: https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Publikationen/Digitale-Welt/handbook-regulatory-sandboxes.pdf?__blob=publicationFile&v=2. [Último acceso: Mayo 2023].
- [13] F. G. Aarskog, J. Danebergs, T. Strømgren y Ø. Ulleberg, «Energy and cost analysis of a hydrogen driven high speed passenger ferry,» International Shipbuilding Progress, vol. 67, pp. 97-123, 2020.



@RecNaturalesEC



@recyenergiaec



@RecNaturalesEC



República
del Ecuador

Con el apoyo de:



Ministerio de
Energía y Minas

Gobierno
del Ecuador

GUILLERMO LASSO
PRESIDENTE