



Embajada Británica
Lima



Asociación Peruana
de Hidrógeno



Propuesta de Reglamento a la Ley de Fomento del Hidrógeno Verde

Elaborado por:



Lima, 20 de enero de 2025

DECRETO SUPREMO

DECRETO SUPREMO QUE APRUEBA EL REGLAMENTO DE LA LEY DE FOMENTO DEL HIDRÓGENO VERDE

LA PRESIDENTA DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, la Ley N° 31992, Ley de Fomento del Hidrógeno Verde, tiene por objetivo fomentar la investigación, el desarrollo, la producción, la transformación, el almacenamiento, el acondicionamiento, el transporte, la distribución, la comercialización, la exportación y el uso del hidrógeno como combustible y como vector energético, en sus diferentes aplicaciones, para el aprovechamiento y utilización en la matriz energética nacional a fin de mejorar la calidad de vida de la población como resultado de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), coadyuvando al cumplimiento de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) del país.

Que, el artículo 3 de la precitada Ley señala que el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) fomenta la generación, la producción y el uso del hidrógeno en la industria a partir de energías renovables, principalmente como un vector energético, como combustible y como insumo en procesos industriales en todo el ámbito nacional para satisfacer la demanda nacional y los mercados internacionales, ya sea como hidrógeno o subproductos tales como fertilizantes, líquidos orgánicos, combustibles sintéticos y otros.

Que, con la finalidad de promover la inversión en la industria del hidrógeno generado a partir de recursos energéticos renovables, que permita la mejora de la seguridad energética y un aprovechamiento óptimo y racional de los recursos energéticos, se aprobó el Decreto Legislativo N° 1629 que modifica el artículo 2 de la Ley N° 31992, Ley de Fomento del Hidrógeno Verde, en los siguientes términos:

“Artículo 2. Definición de hidrógeno verde

Para efectos de la presente ley, el hidrógeno verde es aquel obtenido del agua mediante procesos que utilizan como fuente de energía a los recursos energéticos renovables”

Que, la Tercera Disposición Complementaria Final de la Ley N° 31992, Ley de Fomento del Hidrógeno Verde, señala que el Poder Ejecutivo, en un plazo no mayor de ciento ochenta (180) días calendario contados a partir de la entrada en vigor de la presente ley, aprobará el reglamento y la normativa adicional que sea necesaria para la aplicación de esta ley.

De conformidad con lo establecido en el inciso 8 del artículo 118 de la Constitución Política del Perú; la Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo; la Ley N° 31992, Ley de Fomento del hidrógeno verde y su modificatoria;

DECRETA:

Artículo 1.- Aprobación del Reglamento

Aprobar el Reglamento de la Ley N° 31992, Ley de Fomento del Hidrógeno Verde, que consta de 70 artículos y 6 Disposiciones Complementarias Finales.

Artículo 2.- Publicación

Disponer la publicación del presente Decreto Supremo y del Reglamento aprobado en el artículo 1, en la Plataforma Digital Única del Estado Peruano para Orientación al Ciudadano (www.gob.pe); así como en las sedes digitales del Ministerio de Energía y Minas (<https://www.gob.pe/minem>) la Producción (www.gob.pe/produce), del Ministerio de Economía y Finanzas (www.gob.pe/mef) y del Ministerio de Transportes y Comunicaciones (<https://www.gob.pe/mtc>) el mismo día de su publicación en el diario oficial El Peruano.

Artículo 3.- Financiamiento

La implementación del presente Decreto Supremo se financia con cargo a los respectivos presupuestos institucionales de las entidades involucradas, sin demandar recursos adicionales al Tesoro Público.

Artículo 4.- Refrendo

El presente Decreto Supremo es refrendado por el Ministro de Energía y Minas, Ministro de la Producción, el Ministro de Economía y Finanzas y el Ministro de Transportes y Comunicaciones.

REGLAMENTO DE LA LEY DE FOMENTO DEL HIDRÓGENO VERDE

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1.- Objeto

El presente Reglamento tiene por objeto establecer las condiciones mínimas de seguridad aplicables al diseño, construcción, operación y término de los proyectos de producción, almacenamiento, conversión, transporte y uso del hidrógeno como combustible y vector energético, en sus diferentes aplicaciones, de manera de proteger a las personas, los bienes y el medio ambiente.

Asimismo, establece el procedimiento para la certificación del hidrógeno y el procedimiento, objetivos y contenidos mínimos para la elaboración de la Política Nacional de Hidrógeno.

Artículo 2.- Alcance

El presente Reglamento es aplicable a toda persona natural o jurídica que realice actividades de desarrollo, producción, transformación, almacenamiento, acondicionamiento, transporte, distribución, comercialización, exportación y uso del hidrógeno en el territorio nacional, conforme con la normatividad vigente sobre la materia.

Las disposiciones del presente Reglamento serán también aplicables supletoriamente a los proyectos de hidrógeno bajo en emisiones, en todo lo que corresponda y que no contravenga los alcances de la Ley.

Artículo 3.- Definiciones

Para efectos del presente Reglamento se observarán las siguientes definiciones:

- 1. Acondicionamiento.-** Proceso que conduce el hidrógeno a condiciones necesarias de presión y temperatura para ser transportado y/o almacenado, a partir de su producción y hasta su aplicación final.
- 2. Almacenamiento.-** Conjunto de actividades que se realizan con el fin de asegurar que el hidrógeno sea conservado bajo condiciones óptimas de calidad y seguridad, al interior de recipientes, tuberías o estanques construidos mediante materiales compatibles para las condiciones de presión y temperatura requeridos por el diseño de la instalación.
- 3. Análisis cuantitativo de riesgos (QRA).-** Es una herramienta para determinar el riesgo sobre el uso, manipulación, transporte y almacenamiento de sustancias peligrosas. Los

análisis cuantitativos de riesgo se utilizan para demostrar el riesgo causado por la actividad y proporcionar a las autoridades competentes información relevante para permitir la toma de decisiones sobre la aceptabilidad del riesgo relacionado con los acontecimientos o fenómenos que se pueden producir al interior o exterior del emplazamiento o bien en la ruta de transporte¹.

4. **Análisis de consecuencias.-** Es el análisis que implica el dimensionamiento de potenciales incidentes peligrosos, con efectos térmicos, mecánicos y químicos, a partir del estudio de los fenómenos asociados a una falla o desviación del sistema analizado durante la producción, almacenamiento, distribución o transporte, los cuales podrían causar lesiones, muertes y daños a personas, medio ambiente e instalaciones².
5. **Análisis de riesgos.-** El estudio para evaluar los peligros potenciales y sus posibles consecuencias en una instalación existente o en un proyecto, con el objeto de establecer medidas de prevención y protección.
6. **Áreas de alta consecuencia.-** Áreas geográficas de terreno en donde una fuga o derrame de hidrógeno líquido o gas puede producir un impacto significativamente adverso para la población, el ambiente, las propiedades o la navegación comercial.
7. **ANSI.-** Instituto Nacional de Estándares Americano (*American National Standards Institute*).
8. **API.-** Instituto Americano del Petróleo (*American Petroleum Institute*).
9. **ASME.-** Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (*American Society of Mechanical Engineers*).
10. **ASTM.-** Sociedad Americana de Pruebas y Materiales (*American Society for Testing and Materials*).
11. **Camisa o encamisado (“sleeve”).-** Refuerzo de acero que se coloca sobre una tubería y cubre los 360° de la circunferencia.
12. **Certificación de origen.-** Acreditación expedida exclusivamente por un organismo nacional o internacional, que disponga de un esquema de certificación establecido y aprobado por la autoridad competente, para determinar la huella de carbono asociada a la producción de hidrógeno verde y/o bajo en emisiones.
13. **CFR.-** Código de Regulaciones Federales (*Code of Federal Regulations*).

¹ CPR 18E “Purple Book”, Guideline for quantitative risk assessment. TNO 2005

² (Basu, 2017)



- 14. Decomisionamiento.-** Trabajos efectuados para dejar fuera de servicio total o parcialmente y en condiciones seguras las operaciones de los proyectos de hidrógeno, en concordancia con la normativa ambiental vigente.
- 15. DOT.-** Departamento de Transporte de Estados Unidos de Norteamérica (*Department of Transportation U.S.A.*).
- 16. Ducto.-** Conjunto de tuberías, conexiones, accesorios y estación de bombeo o compresión destinados al transporte de hidrógeno.
- 17. Energía renovable.-** De acuerdo al artículo 3 de la Ley N°28546, se definen como energías renovables para fines de generación eléctrica a las fuentes permanentes y que forman parte de los recursos naturales renovables, las cuales se clasifican en energías renovables convencionales, constituida por la energía hidráulica de grandes potencias y las energías renovables no convencionales, constituida por la energía: Solar, eólica, biomasa, geotérmica, picos hidráulicos, mareomotriz e hidráulica de pequeñas potencias.
- 18. Comercialización.-** Actividad que comprende las operaciones de compra, venta y/o distribución en el mercado nacional de hidrógeno.
- 19. Captura de carbono.-** Conjunto de tecnologías cuyo propósito es separar o capturar el dióxido de carbono, para luego acondicionarlo, almacenarlo y/o utilizarlo para la síntesis de subproductos derivados de la conversión de hidrógeno.
- 20. Hidrógeno verde.-** Aquel hidrógeno obtenido por disociación del agua mediante procesos que utilizan como fuente de energía electricidad de origen renovable.
- 21. Hidrógeno bajo en emisiones.-** Hidrógeno generado a partir de hidrocarburos u otras sustancias, en cuyo proceso productivo no se generen emisiones superiores a 3,38 kgCO₂eq/kgH₂.
- 22. HAZID.-** Identificación de peligros, técnica para el análisis de riesgos definida en la IEC 31.010:2019.
- 23. HAZOP.-** Análisis funcional de operabilidad (Hazard and Operability Study), técnica para el análisis de riesgos definida en la IEC 31.010:2019.
- 24. ISO.-** Organización Internacional de Normalización (*International Organization for Standardization*).
- 25. Ley.-** Es la Ley N° 31992, que tiene por objetivo fomentar la investigación, desarrollo, producción, transformación, almacenamiento, acondicionamiento, transporte, distribución, comercialización, exportación y uso del hidrógeno verde.

26. **Líneas submarinas.**- Tuberías instaladas en el fondo o lechos o debajo de ellos de mares, ríos y lagos.
27. **LOPA.**- Análisis de Capas de Protección (*Layers of Protection Analysis*), según definición del IEC 31.010:2019.
28. **Manual de Operación y Mantenimiento.**- Es el documento que contiene los procedimientos detallados para la operación de un sistema de transporte terrestre, marítimo y por tuberías, así como los procedimientos y planes de mantenimiento de las instalaciones.
29. **Manual de seguridad.**- Documento que contiene las normas, procedimientos y prácticas de trabajo seguro, de aplicación a las fases de construcción, operación y mantenimiento de una instalación de hidrógeno; así como, el perfil de seguridad de todos los trabajos, la identificación de riesgos mayores y su localización, las instrucciones sobre la disponibilidad y uso de los equipos de seguridad y contra incendio, las instrucciones acerca de la identificación y clasificación de emergencias, las instrucciones sobre las acciones a seguir en caso de accidentes y los planes detallados de emergencia para los casos de fuego o explosión
30. **Máxima de Presión de Operación Permisible (MAOP).**- Es la máxima presión que se puede aceptar en un sistema sujeto a presión, durante la operación, arranque o parada del mismo.
31. **Máxima presión de operación: (MOP).**- Es la presión máxima a la cual un sistema es operado durante un ciclo normal de operación.
32. **NACE.**- Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión (*National Association of Corrosion Engineers*).
33. **NFPA.**- Asociación Nacional de Protección contra Incendios (*National Fire Protection Association*).
34. **Nivel Integral de Seguridad.**- Es un sistema de seguridad basado en la probabilidad de incidentes admisibles que puedan ocurrir en un determinado número de eventos.
35. **OSHA.**- Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (*Occupational Safety and Health Administration*).
36. **Plan de Contingencias.**- Procedimiento escrito que permite guiar las acciones para controlar la emergencia y/o contingencia y minimizar las posibles consecuencias.
37. **Riesgo.**- Probabilidad de causar o desarrollar efectos adversos a la salud humana, al ambiente, la operación o la infraestructura.



- 38. Riesgo Individual.-** Corresponde a la definición de nivel de riesgo aceptable que podría causar la muerte de un individuo. Incluye la naturaleza de la lesión que sufre la persona, la probabilidad de que ocurra y el periodo de tiempo durante el cual podría ocurrir, normalmente expresado en frecuencias de orden de magnitud 10^{-4} , 10^{-5} o 10^{-6} .
- 39. Ruta de producción biológica.-** Ruta o proceso de producción que involucra la conversión de biomasa en hidrógeno y otros productos de valor, utilizando procesos microbiales.
- 40. Ruta de producción termoquímica.-** Ruta o proceso de producción que involucra el calentamiento de hidrocarburos para transformarlos en hidrógeno.
- 41. Ruta de producción electrolítica.-** Ruta o proceso de producción de naturaleza química que utiliza una corriente eléctrica para provocar una reacción no espontánea sobre cierta sustancia, descomponiendo sus compuestos químicos en sus elementos constitutivos. Para el caso de la producción de hidrógeno, se utiliza agua para separarla en oxígeno e hidrógeno, siendo este último el compuesto de interés.
- 42. SCADA.-** Supervisión, Control y Adquisición de Datos (*Supervisory, Control and Data Acquisition*).
- 43. Titular.-** Persona natural o jurídica u otros entes colectivos, que desarrollan proyectos u actividades de desarrollo, producción, transformación, almacenamiento, acondicionamiento, transporte, distribución, comercialización y exportación del hidrógeno.
- 44. Tubería de transporte de corta distancia (al interior de la planta).-** Tubería de recorrido interno dentro de una planta o instalación, cubriendo cortas distancias entre equipos o áreas internas.
- 45. Tubería de transporte de larga distancia.-** Tubería de recorrido externo que se utiliza para el transporte de hidrógeno, conectando dos instalaciones distintas, no adyacentes, que preferentemente corresponden a la fuente de producción, con el sistema destinado al uso final o descarga de hidrógeno, fuera de la instalación de origen.

Para otras definiciones relativas a materias contenidas en este Reglamento, se deberá consultar la terminología específica contenida en las normas técnicas nacionales y extranjeras aplicables dictadas o reconocidas por el MINEM. En caso de definiciones contradictorias, prevalecerá lo indicado por el MINEM.

TÍTULO II

DE LAS AUTORIDADES COMPETENTES

Artículo 4.- Competencias del Ministerio de Energía y Minas

4.1 El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) es el ente competente para el fomento y desarrollo de toda la cadena de valor del hidrógeno como combustible y vector energético.

4.2 Son competencias específicas del MINEM las siguientes:

- a) Emitir las disposiciones y normas técnicas relacionadas con la producción, acondicionamiento, almacenamiento y operación de proyectos de hidrógeno.
- b) Evaluar y aprobar las autorizaciones para proyectos para la producción de hidrógeno.
- c) Formular las políticas y los planes energéticos sectoriales para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno, desde su producción hasta su uso final.
- d) Autorizar tecnologías asociadas al hidrógeno, donde su operación requiera garantizar el cumplimiento de condiciones de diseño específicas, mediante pruebas o tests estandarizados realizados por laboratorios de ensayo y organismos de certificación acreditados.
- e) Elaborar la Política Nacional de Hidrógeno, conforme al Título XI del presente Reglamento.
- f) Implementar las recomendaciones del grupo de trabajo multisectorial de naturaleza temporal creado con el objetivo de proponer alternativas regulatorias y promocionales que impulsen y viabilicen el desarrollo de proyectos relacionados al hidrógeno en el país, creado con la Resolución Ministerial N° 165-2023-MINEM/DM.
- g) Emisión oportuna, en coordinación de otras entidades, de la normativa complementaria para el desarrollo del hidrógeno en el país.
- h) Fomentar, en coordinación con otras entidades involucradas, la aplicación industrial del hidrógeno como combustible de uso vehicular para transporte público y de carga, agrícola, industrial, aéreo, marítimo, para transporte público, de carga y otras aplicaciones no energéticas sustituidas por hidrógeno.

Artículo 5.- Competencias del Ministerio de la Producción

5.1 El Ministerio de la Producción (PRODUCE) es competente para la utilización del hidrógeno como insumo para procesos industriales.

5.2 Son competencias específicas de PRODUCE las siguientes:

- a) Evaluar y aprobar las certificaciones ambientales de los proyectos para la producción del hidrógeno, conforme con lo previsto en la normativa ambiental.
- b) Participar en el diseño de la Política Nacional de Hidrógeno donde se establezcan metas de corto, mediano y largo plazo para el fomento de la producción y uso del hidrógeno.
- c) Fomentar, en coordinación con el MINEM y otras entidades involucradas, el uso del hidrógeno en procesos productivos.
- d) Fomentar la implementación de programas para promover proyectos y emprendimientos de innovación y de transferencia tecnológica en materia de hidrógeno para usos industriales.
- e) Implementar juntamente con el MINEM programas de promoción para el desarrollo de tecnologías orientadas al uso y la producción de hidrógeno en el país.
- f) Participar de los grupos de trabajo que se desarrollen para el diseño y emisión de normativa complementaria para el desarrollo del hidrógeno en el país.

Artículo 6.- De las otras entidades competentes

6.1 El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) es competente para supervisar y fiscalizar al Titular de proyectos de hidrógeno, en lo concerniente a todos los aspectos técnicos y de seguridad de las instalaciones.

En ese marco, será competente para emitir opinión técnica previa en los trámites de obtención de las autorizaciones correspondientes para la construcción y pruebas de las instalaciones de hidrógeno; debiendo dar la conformidad técnica para el inicio de la fase de operación.

Asimismo, será competente para la emisión del Certificado de Conformidad, otorgado de manera posterior a la fase de construcción y previo al inicio de la operación de los proyectos de gran escala.

6.2 El Ministerio del Ambiente es competente para:

- a) Validar la certificación de origen emitida por el organismo nacional o internacional, debidamente registrado ante el Instituto Nacional de Calidad, a partir de la huella de carbono asociada a la producción (alcance "*Well-to-gate*") de hidrógeno verde o hidrógeno bajo en emisiones.
- b) Participar en el diseño de la Política Nacional de Hidrógeno conforme al Título XI del presente Reglamento.
- c) Participar de los grupos de trabajo que se desarrollen para el diseño y emisión de normativa complementaria para el desarrollo del hidrógeno en el país.

6.3 El Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica (CONCYTEC), a través del Programa Nacional de Investigación Científica y Estudios Avanzados (Prociencia) será competente para:

- a) Fomentar la investigación científica y tecnológica destinada a generar los conocimientos necesarios para el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables, enfatizando en el desarrollo, producción, transformación e industrialización del hidrógeno como combustible y como vector energético en sus diferentes aplicaciones, y como insumo en procesos industriales, ya sea como hidrógeno o sus conversiones a fertilizantes, líquidos orgánicos, metanol u otros.
- b) Fomentar el desarrollo de la ciencia y la tecnología en materia de energía del hidrógeno y la formación de recursos humanos altamente especializados para la investigación científica y tecnológica en los recursos energéticos renovables, enfatizando en el desarrollo, la producción, transformación e industrialización del hidrógeno, con la participación de las universidades e institutos.

6.4 Son competencias del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF):

- a) Analizar el otorgamiento de beneficios económicos y tributarios para la investigación, producción, transformación, transporte, comercialización, exportación y uso del hidrógeno en el país.
- b) Desarrollar mecanismos para la obtención de financiamiento internacional para el impulso de proyectos de desarrollo y producción de hidrógeno en el país.

6.5.- Son competencias del Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC):

- a) Evaluar y aprobar las autorizaciones para el transporte terrestre de hidrógeno en el país.
- b) Regular, supervisar, fiscalizar y sancionar el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la obtención de las autorizaciones y las medidas de seguridad requeridas para los vehículos destinados al transporte terrestre de hidrógeno.
- c) Participar en el diseño de la Política Nacional de Hidrógeno conforme al Título XI del presente Reglamento.
- d) Fomentar en coordinación con el MINEM y otras entidades involucradas el uso del hidrógeno como combustible vehicular para transporte público y de carga.

TÍTULO III

DE LOS PROYECTOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

Artículo 7.- Categorías de proyectos

7.1 Los proyectos de hidrógeno se clasifican según su capacidad de producción, transporte o almacenamiento en las siguientes categorías:

- a) Proyectos de menor escala: Proyectos cuya producción no supere los 2500 Nm³/hr en producción y/o transporte, o bien 500 kg de almacenamiento.
- b) Proyecto de mediana escala: Proyectos desde 2500 Nm³/hr en producción y/o transporte, o bien 500 kg de almacenamiento, hasta una capacidad de 4000 Nm³/hr en producción y/o transporte, o bien con una capacidad de almacenamiento de 500 kg hasta los 5000 kg de almacenamiento.
- c) Proyectos a gran escala: Proyectos cuya producción supere los 4000 Nm³/hr en producción y/o transporte, o bien una cantidad superior a 5000 kg de almacenamiento.

7.2 Se consideran proyectos especiales a aquellos proyectos que incorporan tecnología o procesos que no están considerados o definidos en el presente Reglamento, ya sea por actualización tecnológica, por su configuración o por diferencias en sus unidades de proceso.

Artículo 8.- Títulos habilitantes

Para el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno, se aplicarán los siguientes títulos habilitantes:

- a) Proyectos de menor escala: Informe Técnico de Seguridad
- b) Proyectos de mediana escala: Autorización de Operación
- c) Proyectos de mayor escala: Autorización de Operación y Certificación de Conformidad

Artículo 9.- Informe Técnico de Seguridad

9.1 El Informe Técnico de Seguridad es un permiso sujeto a aprobación automática con fiscalización posterior por parte del OSINERGMIN, aplicable a todos aquellos proyectos que involucren hidrógeno de menor escala.

9.2 Los requisitos mínimos para la obtención del Informe Técnico de Seguridad son los siguientes:

- a) Datos generales del titular
- b) Datos del representante legal

- c) Descripción de la instalación
- d) Cronograma de ejecución
- e) Adjuntos:
 - i. Mapa de Ubicación
 - ii. Planos del Proyecto
- f) Plan de Contingencias
- g) Manual de Seguridad
- h) Análisis de Consecuencias
- i) Estudio de clasificación de áreas según NFPA 70 y NFPA 497
- j) Copia de la Resolución que aprueba el Estudio Ambiental emitida por la autoridad competente o el pronunciamiento de la autoridad que acredite que el proyecto no se encuentra sujeto al Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental.

9.3 El Titular debe consignar la información de su proyecto en el Informe Técnico de Seguridad conforme al formato que aprobará el MINEM. El Informe Técnico de Seguridad es de vigencia indeterminada, mientras la iniciativa no sufra modificaciones relevantes en términos de superficie construida, capacidad de producción, transporte o almacenamiento que superen el 10% de lo estipulado inicialmente en el Informe Técnico de Seguridad.

9.4 El Titular que presenta un Informe Técnico de Seguridad se compromete a desarrollar el proyecto cumpliendo el marco legal vigente, así como las normas generales en materia de seguridad y las medidas de manejo previstas en los documentos presentados. Toda la información ahí consignada tiene carácter de declaración jurada y será materia de fiscalización posterior por parte del OSINERGMIN.

En caso de que la autoridad detecte información incongruente o inexacta o que no se está cumpliendo con las disposiciones de seguridad correspondientes cancelará la habilitación de operación del Titular del proyecto, previo procedimiento administrativo sancionador.

Artículo 10.- Autorización de Operación

10.1 Los proyectos de mediana y gran escala deberán tramitar la Autorización de Operación, previa al inicio de la etapa de construcción de las instalaciones.

Esta autorización se tramita ante el MINEM, entidad que tendrá un plazo de treinta (60) días hábiles para emitir su decisión. En caso de tener observaciones al proyecto presentado el MINEM dictará una resolución que será notificada al Titular, la cual suspenderá el plazo para emitir la

decisión. Como parte del procedimiento, se solicitará la opinión técnica del OSINERGMIN, que tendrá un plazo de 30 días para su pronunciamiento.

10.2 Los requisitos mínimos que debe contener la solicitud de Autorización de Operación son los siguientes:

a) Datos generales del titular

Para el caso de Personas Jurídicas, adjuntar:

- Copia literal de la partida registral donde obre la Constitución Social
- Certificado de vigencia de poderes del Representante Legal

b) Expediente técnico, según el detalle que apruebe el MINEM, por Resolución Ministerial que deberá ser publicada en el Diario Oficial “El Peruano”

c) Manual para la construcción

d) Programa de construcción

e) Plan de Contingencias

f) Implementar un sistema de Administración segura de Procesos o PSM por sus siglas en inglés, a partir el código de referencia CFR 1910.119

g) Análisis cuantitativo de riesgos (QRA)

h) Estudio de clasificación de áreas según NFPA 70 y NFPA 497

i) Copia de la Resolución que aprueba el Estudio Ambiental emitida por la autoridad competente.

10.3 La obtención de dicha autorización habilita al Titular a iniciar la fase de construcción del proyecto, esto incluye las actividades posteriores al cierre perimetral del emplazamiento y el movimiento de tierra.

10.4 Para el caso de proyecto de mediana escala, la Autorización de Operación los habilita también a la ejecución de la fase de operación sin la tramitación previa de otra autorización; no obstante, la verificación del cumplimiento de todas las medidas de seguridad en la fase de construcción para la puesta en operación del proyecto está sujeto a fiscalización posterior por parte del OSINERGMIN.

10.5 En caso de discrepancias durante la solicitud y tramitación de permisos, el MINEM determinará un procedimiento de carácter administrativo, que permita resolver y orientar potenciales diferencias entre los Titulares de Proyectos y los Organismos Técnicos del Estado, en un plazo no superior a 120 días corridos contados desde la publicación del Reglamento.

Artículo 11.- Certificado de Conformidad

11.1 Para los proyectos de gran escala de manera adicional a la Autorización de Operación, se requerirá de la obtención de un Certificación de Conformidad emitido por el OSINERGMIN, el cual deberá ser solicitado posterior a la marcha blanca, previo a verificar que los parámetros de funcionamiento operan de acuerdo con las condiciones de diseño proyectadas. A través de dicho Certificado de Conformidad, se constata que las obras de construcción se han llevado a cabo cumpliendo lo establecido en la normativa y conforme con la información declarada por el Titular para la obtención de la Autorización de Operación.

11.2 El Certificado de Conformidad se emite basado en un informe de inspección, por el cual se garantiza que las instalaciones cumplen con las normas de seguridad correspondientes. El contenido de este informe considera al menos los siguientes elementos:

- Resolución aprobatoria del instrumento ambiental
- Memoria descriptiva y planos completos del proyecto a nivel de detalle, firmado por el profesional de ingeniería responsable de la construcción y diseño de planta.
- Matriz de cumplimiento normativo donde se detallen todos los artículos abordados por el proyecto y acreditar la forma de cumplimiento
- Diagramas de flujo y proceso de todas las unidades
- Pruebas o certificaciones de equipos críticos
- Certificados de cumplimiento otorgados por organismos independientes, en el caso que corresponda.

11.3 En el caso de inicio de obras de proyectos de gran escala sin contar con el Certificado de Conformidad emitido por OSINERGMIN, éste podrá disponer la paralización del proyecto hasta la verificación y obtención del Certificado de Conformidad. Este Certificado deberá ser aprobado en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles.

Artículo 12.- Comunicación de inicio

12.1 En los casos de, proyectos de mediana y gran escala, previo al inicio de la construcción de todas las instalaciones de producción de hidrógeno, el Titular deberá comunicar al MINEM y al OSINERGMIN el inicio de las obras civiles. Dicha comunicación debe presentarse hasta diez (10) días calendario antes del inicio de las actividades de construcción. Los proyectos de menor escala quedan excluidos de esta comunicación de inicio.

12.2 Asimismo, el Titular está obligado a comunicar al MINEM y al OSINERGMIN dentro del plazo de diez (10) días calendario posteriores al inicio de las actividades de operación.



Embajada Británica
Lima



Asociación Peruana
de Hidrógeno

Artículo 13.- Proyectos Especiales

Se aplican a los proyectos especiales disposiciones excepcionales que serán definidas por el MINEM, según el tipo de tecnología, escala, proceso o actividad presentada, considerando como eje de evaluación un diseño con enfoque en el manejo seguro del riesgo, tanto para el hidrógeno como sus potenciales productos y subproductos, según corresponda.

TÍTULO IV

DE LAS NORMAS DE SEGURIDAD APLICABLES A PROYECTOS DE PRODUCCIÓN, ALMACENAMIENTO, CONVERSIÓN DE HIDRÓGENO

Capítulo 1

Normas Generales

Artículo 14.- Disposiciones Generales

14.1 Los proyectos de producción, almacenamiento, conversión y transporte de hidrógeno y sus derivados, ya sean de menor, mediana o gran escala, deberán cumplir con la normativa nacional e internacional señalada en el presente reglamento conforme a las mejores prácticas en ingeniería de la industria.

14.2 Los proyectos antes señalados deberán dar cumplimiento a los requerimientos generales de protección contra incendios establecidos en el capítulo 4 de la NFPA2/2020.

Nota:

El capítulo 4 de la NFPA2/2020 establece los requisitos aplicables a las instalaciones de hidrógeno para prevenir incendios, explosiones u otro tipo de eventos similares, tales como criterios de diseño, construcción y operación, procedimientos operacionales, materiales, señalética, rótulos, sistemas de detección y alarmas, sistemas de extinción, etc. Además, se detallan los requisitos del plan de emergencia exigible a las instalaciones.

14.3 Asimismo, los proyectos de hidrógeno deberán dar cumplimiento a los requerimientos generales de diseño y construcción establecidos en el capítulo 6 de la NFPA2/2020. En particular serán aplicables las normas de diseño sísmico NSP E-030 y las normas de construcción establecidas en el territorio peruano.

Nota:

El capítulo 6 de la NFPA2/2020 establece los requerimientos de diseño sísmico de las instalaciones, clasificación de ocupación, tuberías, equipamiento eléctrico, sistemas de alarma, sistemas de detección de hidrógeno gaseoso, protección contra relámpagos, control de liberaciones, drenaje y contención secundaria, ventilación, limpieza de tuberías, etc.).

14.4 Las edificaciones asociadas a los proyectos de hidrógeno deberán dar cumplimiento a las normas de construcción, salud y seguridad ocupacional vigentes en el país.

14.5 Además, según la capacidad agregada de almacenamiento, los proyectos deberán contar con sistemas de gestión de seguridad y riesgos específicos, en base al modelo CFR 1910.119, el cual incluye al menos: Información de seguridad de procesos, análisis de peligros de procesos, respuesta y preparación de emergencias, entrenamiento e investigación de accidentes.

14.6 Las instalaciones de hidrógeno de gran escala, donde las potenciales consecuencias superen el límite perimetral de la planta, será posible utilizar como criterio de riesgo individual tolerable al valor 1×10^{-6} , según la definición del HSE del Reino Unido.

En casos especiales de compatibilidad territorial, la autoridad competente podrá requerir criterios de seguridad complementarios, disponibles en la Guía R2P2 HSE del Reino Unido.

Capítulo 2

Normas aplicables a la producción de hidrógeno verde

Artículo 15.- Sobre la producción del hidrógeno verde

15.1 El hidrógeno verde será aquel obtenido del agua mediante procesos que utilizan recursos de energía renovable para efectuar la electrólisis de agua.

Los recursos de energía renovable (RER), conforme al Decreto Legislativo N°1002, son la biomasa, eólica, solar, geotermia, mareomotriz y energía hidráulica, cuando la capacidad instalada de esta última no sobrepasa los 20 MW.

Las RER podrán utilizarse a través de sistemas dedicados o a través de la red eléctrica, en cuyo caso deberá certificarse su origen renovable.

15.2 Todos los proyectos de producción de hidrógeno verde deberán cumplir las especificaciones establecidas en el capítulo 2 y adicionalmente, las especificaciones particulares contenidas en el capítulo 13 de la NFPA 2/2023 o la que la reemplace. Respecto a las secciones del capítulo 13 de la NFPA 2 que hacen mención a criterios OSHA, serán exigibles los límites de exposición establecidos por la legislación nacional aplicable.

15.3 Las instalaciones o recintos que alberguen unidades de producción de hidrógeno en interiores, deberán cumplir con los requerimientos establecidos en la NFPA 2, así como acreditar la resistencia al fuego de sus materiales de construcción según el estándar ISO 834 u otro similar. Junto a ello, deberán clasificar el área según criterios de NFPA 70 y 497, para evitar fenómenos de ignición estática.

Artículo 16.- Calidad del hidrógeno

Para efectos de la calidad de hidrógeno, correspondiente a su composición e impurezas, posterior a la etapa de producción, se utilizará como referencia el estándar internacional ISO 14687:2019 o la que la reemplace a partir de criterios NTP.

Nota:

Esta norma establece requisitos de calidad para el hidrógeno que posteriormente será utilizado como combustible en aplicaciones móviles y estacionarias, pudiendo ser exigido por los compradores, bajo certificado de calidad emitido por un laboratorio acreditado. Se reconoce la existencia de diferentes calidades de hidrógeno, las cuales se dividen en tres tipos, cinco grados y tres categorías. Los tres tipos (I, II y III) indican el estado de agregación del hidrógeno. Los grados corresponde a letras desde la A hasta la E, destinadas al uso, mientras que las tres categorías se aplican solamente al hidrógeno Tipo I Grado E.

Artículo 17.- El Instituto Nacional de Calidad determinará la norma técnica respectiva que homologará los criterios definidos en la ISO 14687:2019 en el territorio peruano.

Capítulo 3

Normas aplicables al Almacenamiento

Artículo 18.- Sobre el almacenamiento

18.1 El almacenamiento de hidrógeno en fase gas o fase líquida requiere recipientes que cumplan una serie de disposiciones específicas, que garanticen una operación segura de esta sustancia peligrosa, cuyo riesgo inherente es la inflamabilidad y explosividad.

18.2 Para almacenamiento de hidrógeno en tanques fijos superficiales Tipo I, se deberá acreditar la construcción y diseño según los requerimientos del estándar ISO 19884 o equivalente que la garantice la hermeticidad del recipiente.

18.3 Para almacenamiento de hidrógeno en cilindros Tipo II, III y IV, deberán cumplir con el estándar de construcción ISO 11119:2020 o equivalente, que garantice la hermeticidad del recipiente para su operación en alta presión.

18.4 Para almacenamiento de hidrógeno en fase líquida en tanques fijos superficiales, se deberá acreditar la construcción y diseño según los requerimientos del estándar ISO 21014:2019 o equivalente, que garantice la hermeticidad del recipiente.

18.5 Se deberán establecer criterios de seguridad especiales para el almacenamiento de hidrógeno líquido, dada su condición de almacenamiento criogénico a -253°C . Los operadores de este tipo de recipientes deberán utilizar equipos de protección personal conforme a criterios EN 511 o similar.

La identificación de peligros (HAZID) deberá incorporar los fenómenos de movimiento asociados a una potencial fuga, dado que esta condición el hidrógeno es más pesado que el aire, lo cual permite la formación de atmósferas inflamables o explosivas a nivel de suelo. Esta condición especial deberá ser incluida en el diseño de instalaciones, proponiendo medidas de control especiales para esta condición de riesgo.

Capítulo 4

Normas aplicables al proceso de conversión de hidrógeno

Artículo 19.- Conversión de hidrógeno en amoníaco

19.1 El nitrógeno, necesario para convertir hidrógeno en amoníaco, es producido en una planta separadora de aire o ASU por sus siglas en inglés, la que deberá cumplir con disposiciones de diseño conforme a buenas prácticas de ingeniería y resguardando la seguridad de sus procesos, con un enfoque sobre el manejo del riesgo en sus operaciones unitarias.

La síntesis del hidrógeno y amoníaco a será realizad en un equipo denominado reactor Haber-Bosch. El proceso deberá cumplir disposiciones de seguridad y protección contra incendios conforme a NFPA 2, capítulo 9.

Tanto la unidad de producción de nitrógeno, como la síntesis de amoníaco, deberán ser incluidas en la evaluación cuantitativa de riesgos, para proyectos de gran tamaño, según las disposiciones del presente reglamento.

19.2 Para convertir hidrógeno en amoníaco, se requiere nitrógeno como insumo, el cual es producido en una planta separadora de aire o ASU por sus siglas en inglés. La planta ASU deberá cumplir con disposiciones de diseño conforme a buenas prácticas de ingeniería y resguardando la seguridad de sus procesos, con un enfoque sobre el manejo del riesgo en sus operaciones unitarias.

Una vez que el hidrógeno está disponible, este será incorporado a un equipo denominado reactor Haber-Bosch, el cual utiliza un loop de síntesis para unir químicamente el hidrógeno y el nitrógeno hasta formar amoníaco, el cual finalmente se separa en forma líquida y posteriormente dispuesto en tanques o recipientes de almacenamiento. El proceso deberá cumplir disposiciones de seguridad y protección contra incendios conforme a NFPA 2, capítulo 9.

Tanto la unidad de producción de nitrógeno, como la síntesis de amoníaco, deberán ser incluidas en la evaluación cuantitativa de riesgos, para proyectos de gran tamaño, según las disposiciones del presente reglamento.

Artículo 20.- Transporte de amoníaco por tubería

El transporte de amoníaco por tuberías, tanto al interior de la planta o hasta unidades de carga, deberá realizarse conforme a normas internacionales o equivalentes de reconocido prestigio, tales como ASTM, ANSI u otras de carácter nacional homologadas. La operación de las tuberías utilizará el esquema regulatorio de referencia al código de regulación federal de Estados Unidos CFR Título 49, Subtítulo B, Capítulo I, Subcapítulo D “*Pipeline Safety*”, o bien su equivalente, debidamente justificado.

Artículo 21.- Almacenamiento de amoníaco

El almacenamiento en tanques fijos deberá cumplir con el código OSHA 1910.111 “*Storage and handling of anhydrous ammonia*”, o bien otra regulación que ofrezca garantías similares para el diseño, construcción y operación de tanques o recipientes de amoníaco.

Los tanques de almacenamiento de amoníaco en fase líquida deberán contemplar un sistema de doble coraza que privilegie la autocontención por sobre un pretil de contención, en caso de un evento de derrame mayor y prevenir así la formación o potencial desarrollo de una nube tóxica.

La configuración de los tanques podrá ser de la siguiente manera, según las especificaciones de API STD 625 o ANSI K61.1.3:

- Tanque confinado acero/acero
- Tanque confinado acero/hormigón
- Tanque confinado acero/membrana

Capítulo 5

Aspectos generales de seguridad aplicables al hidrógeno y amoníaco

Artículo 22.- Criterios mínimos de seguridad

22.1. El presente Reglamento establece criterios de seguridad mínimos para el manejo seguro de hidrógeno y amoníaco bajo en emisiones, en virtud de evidencia normativa internacional,

debidamente probada y actualizada, que en este caso se enmarca en Códigos de Regulación Federal de los Estados Unidos de América o CFR por sus siglas en inglés.

22.2. Respecto al manejo seguro de hidrógeno, se utilizará preferentemente el código 29 CFR 1910.103, junto a los criterios específicos de proceso, acondicionamiento, almacenamiento y uso pertenecientes al código NFPA 2 “*Hydrogen Technologies Code*” versión 2023 o la que lo reemplace.

22.3 Respecto al manejo seguro de amoniaco, se utilizará preferentemente el código 29 CFR 1910.111, junto a los criterios específicos de manejo y almacenamiento pertenecientes al código NFPA 400 “*Hazardous Materials Code*”, versión 2023 o la que lo reemplace.

22.4 Las medidas de seguridad previstas serán capacitadas e impartidas al personal involucrado, conforme lo previstos en las normas de seguridad y salud ocupacional vigente.

Artículo 23.- Criterios de protección

Dadas las condiciones de riesgo inherente tanto para el hidrógeno como el amoniaco, todas las instalaciones de producción, almacenamiento, acondicionamiento y uso deberán contar con medidas pertinentes que garanticen la seguridad de las operaciones, bajo parámetros de tolerancia y cumplimiento normativo definidos por el marco regulatorio respectivo.

Artículo 24.- Sistema de protección contra incendios

Todas las instalaciones que produzcan acondicionen, almacenen y utilicen hidrógeno, ya sea de pequeña, mediana o gran escala, deberán contar con un sistema de detección automática, el cual deberá ser diseñado por un profesional competente, según los requerimientos del estándar NFPA 2, particularmente los capítulos 4 y 5.

Para acreditar las características del diseño, la instalación deberá contar con un proyecto de protección contra incendios o PCI, que determine mediante planos de planta, elevación, memorias de cálculo hidráulico, criterios de diseño, especificaciones técnicas, entre otros, la capacidad para detectar gases inflamables en el ambiente, junto a los dispositivos para la extinción manual y automática contra incendios, en los casos que corresponda.

Los elementos del sistema de extinción automáticos de incendio deberán contar con certificación del fabricante, al menos de válvulas y rociadores. En el caso de las bombas, estas podrán ser certificadas o acreditar las mismas características de una bomba certificada.

Respecto al PCI, este deberá incluir, al menos la siguiente información:

- Especificaciones técnicas y ubicación de los rociadores
- Diámetro de los ductos y tuberías

- Presión y caudal de operación
- Tipo de agente extintor
- Especificaciones técnicas de las bombas
- Capacidad de los tanques o recipientes
- Normas de diseño utilizadas

Los sistemas de detección y extinción de incendios deberán contar con un programa de revisión, del cual se llevará un registro de vigencia, en base a una frecuencia de visión cada 3 meses, 6 meses y 12 meses, lo cual quedará establecido en el plan de mantenimiento elaborado por un profesional competente en diseño de protección contra incendios.

Los sistemas de detección y extinción deberán ser apoyados por mecanismos de vigilancia, tales como cámaras termográficas y alarmas personales para detectar presencia de hidrógeno y amoníaco. De la misma forma, deberán existir extintores portátiles contra incendios, ubicados a una distancia mínima que asegure una distribución homogénea al interior de la instalación, en base a su clasificación, poder de extinción y superficie mínima a cubrir.

Artículo 25.- Sistema de protección eléctrica

Todos los sistemas eléctricos asociados a equipos o procesos expuestos a hidrógeno deberán contar con certificación antiexplosiva o intrínsecamente segura, en base a la directiva IEC 60079 u otra equivalente.

La configuración de los sistemas eléctricos debe considerar dentro de sus criterios de diseño el amplio rango de inflamabilidad y explosividad del hidrógeno (4% a 75%) y su baja energía mínima de ignición (0,02 mJ). Esto involucra la implementación obligatoria de estudios de clasificación de área en base a los criterios de NFPA 70 y 497, los cuales deberán ser revisados de forma periódica y posterior a cualquier modificación que sufra la instalación.

La clasificación de áreas deberá ser realizada por un profesional competente que acredite conocimientos de la normativa de referencia y estudios previos relacionados al manejo de gases inflamables y explosivos.

Artículo 26.- Sistema de control de proceso

Todos los sistemas de control para las diferentes unidades de proceso deberán contar con una filosofía de control orientada sobre el manejo del riesgo inherente para el hidrógeno. Esto implica programar secuencias de detención, alarma y pre-alarma, donde se definan parámetros críticos de operación y su respectiva respuesta. En este contexto, el proyecto deberá acreditar mediante

una memoria de filosofía de control los criterios propuestos por el diseño para el control de la instalación.

Asimismo, se deberá proporcionar información específica respecto a los mecanismos de protección propuestos, su secuencia y mecanismo de activación, con el objetivo de manejar adecuadamente fallas por sobrepresión, exceso de flujo, calentamiento, entre otras amenazas externas que puede comprometer la integridad del sistema. Esta información podrá ser acreditada mediante la memoria de criterios de diseño, diagramas de flujo y planos de instrumentación y control (P&ID).

Artículo 27.- Sistema de venteo

En caso de que la instalación utilice el venteo controlado como mecanismo de evacuación de oxígeno, este deberá considerar un manejo seguro en base a los requerimientos del código CGA G-55.

El venteo de hidrógeno deberá ser realizado en un lugar libre de otros materiales combustibles y sin exposición de otros gases o vapores inflamables.

Para proyectos con capacidad de electrólisis superior a 1 MW, se deberá acreditar la ubicación y altura del área de venteo con un estudio para prevenir la formación de atmósferas enriquecidas, según los criterios de la referencia EIGA Doc 154/16.

Artículo 28.- Distancias de seguridad

Las distancias de seguridad hacia otras instalaciones, el límite perimetral de la planta y población vulnerable será determinada por medio de criterios definidos en el capítulo 7 de la NFPA 2, el cual presenta una serie de grupos objetivos de exposición, que el proyecto deberá definir dependiendo de las características de su emplazamiento.

Los proyectos de escala medianos y grandes deben determinar su distanciamiento a grupos objetivos de alta vulnerabilidad, como hospitales, establecimientos educacionales, centros comerciales, núcleos poblados, entre otros, mediante un análisis de consecuencias para efectos térmicos y mecánicos.

En caso de que las distancias sean diferentes, se utilizará la longitud que configure el escenario de menor riesgo para el grupo objetivo observado.

Artículo 29.- Parámetros de tolerancia umbral para personas

29.1 El presente Reglamento define los siguientes parámetros de tolerancia umbral para las personas, en escenarios de emergencia, con el objetivo de resguardar la salud y vida tanto de los operadores de una planta de hidrógeno como de la población potencialmente expuesta a fenómenos del tipo térmico, tóxico y mecánico.

29.2 Parámetros respecto de efectos térmicos

- 5 kW/m² de radiación térmica con tiempo máximo de exposición de 3 minutos emitido por llamas y cuerpos incandescentes durante fenómenos de incendio y deflagraciones.

29.3 Parámetros para efectos mecánicos

- 125 mbar por ondas de presión.

29.4 Parámetros para efectos tóxicos: Caso Amoniaco

- Criterio AEGL-2 para 30 minutos de exposición 220 ppm en población en general para fugas o derrames.
- Criterio IPVS para 30 minutos de exposición 300 ppm en operadores de planta para fugas o derrames.

29.5 Los límites indicados en los numerales precedentes sólo serán utilizados en condiciones de emergencia y para el análisis de consecuencias durante la etapa de diseño. Los valores asociados a exposición laboral se mantendrán vigentes según las normas de seguridad ocupacional correspondientes.

Artículo 30.- Análisis de riesgos y consecuencias

30.1 La evaluación cuantitativa de riesgos deberá ser realizada mediante un *software* para la modelación de riesgo, capaz de proyectar isolíneas de riesgo con la estimación del riesgo individual definido por este Reglamento, las cuales serán proyectadas en mapas de riesgo, construido en base al diseño de la instalación y la cartografía asociada al emplazamiento.

30.2 Respecto al análisis de consecuencias, este se podrá realizar mediante los algoritmos citados en el texto CPR 14E “*Yellow Book*” de TNO, o bien mediante un *software* de simulación computarizada, definida previamente por el OSINERGMIN mediante normativa, donde también se dispongan los criterios específicos para fenómenos y/o escenarios de especial preocupación que requieran modelos de consecuencias animados, en función del tiempo de desarrollo y su proyección desde la fuente de origen. Los softwares de modelación de consecuencias y cuantificación del riesgo deberán acreditar su utilización y validación en proyectos de similares características a nivel nacional o internacional.

Artículo 31.- Plan de Contingencias

31.1 El Plan de Contingencias Cabe deberá contar al menos con los siguientes elementos:

- Plano a escala del predio y su entorno, considerando un radio de 500 m, detallando las unidades críticas al interior de la planta y la presencia de población vulnerable dentro del radio señalado.



- Identificación de las unidades de proceso y almacenamiento de todas las sustancias peligrosas utilizadas, señalando sus cantidades, condiciones de operación o almacenamiento, nombre químico, número UN y número CAS.
- Vías de evacuación, zonas de seguridad
- Sistemas de seguridad definidos por el diseño tales como red húmeda, sistema detección y extinción contra incendios, sistema control de derrames, entre otros.
- Cadena de mando durante situaciones de emergencia
- Procedimientos de emergencia, según identificación de peligros (HAZID), análisis de consecuencias y análisis de riesgos según corresponda.
- Listado de equipos e instrumental disponibles en la instalación para detectar y analizar sustancias peligrosas.
- Listar equipos disponibles en la instalación para enfrentar emergencias
- Listar equipos y elementos de protección personal
- Mantenimiento de la operatividad del plan, incorporando simulacros al menos una vez al año e incluyendo como mínimo los siguientes elementos:
 - Programa de capacitación anual sobre conocimientos básicos del plan
 - Programa de revisiones periódicas del plan
 - Programa anual, definición y resultados de simulacros.

31.2 El titular de la instalación deberá mantener registro de cada una de las actividades realizadas.

31.3 El plan de contingencia deberá ser actualizado cada cinco (5) años desde su presentación a la autoridad para la tramitación de los títulos habilitantes o cuando las condiciones o circunstancias de la actividad que dio origen al Plan de Contingencias varíen de manera significativa.

Artículo 32.- Criterios de protección voluntarios

32.1 Para aquellas instalaciones de tamaño superior a 1 GW de potencia en capacidad de electrólisis, una capacidad de almacenamiento de amoniaco superior a 25000 ton, o ductos o amoniaductos de más de 5 km, se deberá incorporar criterios de ciberseguridad y antiterrorismo en base a estándares internacionales, cuyo objetivo será garantizar la seguridad informática del o los sistemas de control, aplicables a procesos o actividades de alta sensibilidad.

32.2 Respecto a los criterios de ciberseguridad, se deberá implementar el Plan Específico para el Sector Químico o SSP por sus siglas en inglés, el cual se focaliza en mejorar la seguridad y



resiliencia de la industria química, como parte de la directiva presidencial 21 o PPD-21 y el Anexo NIPP 2013, perteneciente al Departamento de Seguridad Interior de Estados Unidos.

32.3 El Titular de un proyecto de hidrógeno podrá escoger protocolos de seguridad equivalentes, siempre que el objetivo de protección sobre las actividades y procesos de planta se mantengan.

32.4 Respecto a los criterios de protección antiterrorista para instalaciones o plantas químicas o CFATS por sus siglas en inglés, se recomienda implementar el código de regulación federal 6 CFR 27, el cual incluye una serie de acciones orientadas a reducir el riesgo de amenazas terroristas. Cabe destacar que tanto el hidrógeno como el amoníaco corresponden a sustancias químicas de interés especial para el Departamento de Seguridad Interior del Estado o DHS por sus siglas en inglés, según consta en el Anexo A del código 6 CFR 27.

TÍTULO V

DE LAS DISPOSICIONES TÉCNICAS APLICABLES AL TRANSPORTE

Artículo 33.- De la aplicación supletoria de normas del sector hidrocarburos

Serán aplicables a las diferentes tecnologías y condiciones de transporte del hidrógeno, las normas de transporte de hidrocarburos aprobadas por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ducto; Decreto Supremo N° 039-2014-EM, Decreto Supremo N° 026-94-EM, Reglamento de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos, Decreto Supremo N° 043-2007-EM, Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos.

Capítulo 1

Transporte Terrestre

Artículo 34.- Transporte terrestre

34.1 El transporte terrestre de hidrógeno se regula por las disposiciones previstas en la Ley N° 28256, Ley que regula el transporte terrestre de materiales y residuos peligrosos y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 021-2008-MTC, así como aquellas disposiciones en la normativa de hidrocarburos que resulte aplicable.

34.2 Para el transporte terrestre por carretera de hidrógeno se requerirá la tramitación de los permisos correspondientes exigidos por el MTC, según la normativa vigente.

34.3 Las empresas transportistas deberán contar con un Plan de Contingencias elaborado en base a una identificación de peligros y un análisis de consecuencias, donde se definan como mínimo los siguientes elementos:

- a) Identificación de la empresa transportista. Personas de contacto y números de emergencia
- b) Identificación de peligros
- c) Medidas y controles asociados al transporte y cisterna
- d) Sistema de gestión para la prevención de accidentes
- e) Cadena de mando
- f) Identificación de potenciales fenómenos del tipo térmico, mecánico y tóxico

- g) Dimensionamiento de áreas de alta consecuencia
- h) Sistemas o dispositivos de emergencia
- i) Distancias para la zona de aislamiento inicial o zona de acción protectora
- j) Procedimientos de emergencia
- k) Coordinación con equipos de respuesta a emergencia locales (privados o públicos)

34.4 Para los sistemas de transporte de amoniaco sobre 1000 kg de capacidad se deberá incorporar un análisis cuantitativo de riesgos sobre diferentes puntos de la ruta o trayecto, los cuales podrán ser modificados o complementados a criterio de la autoridad competente o dependiendo del paso del transporte por zonas vulnerables, a saber, tránsito cercano a centros educacionales, hospitales, centros comerciales, estadios o cualquier otra instalación de alta convocatoria.

Artículo 35.- De las unidades de transporte

Las unidades de transporte deberán cumplir, entre otras, con las siguientes disposiciones:

- a) Los camiones de transporte de hidrógeno tendrán una vida útil máxima de quince (15) años.
- b) Las unidades de transporte, tanto para autopista como ferroviario, deberán acreditar tener un monitoreo permanente y mantenimiento preventivo anual
- c) Contar con un sistema de control de flota, tanto para autopista como ferroviario, mediante sistema de navegación por GPS.
- d) El sistema de transporte para camiones y ferrocarriles debe estar equipado, por lo menos, con dos sistemas independientes de telecomunicaciones.
- e) Contar con una hoja de seguridad de acuerdo con la norma ISO 11014:2009 o la que la reemplace, donde se proporcione información técnica y fidedigna de los productos transportados, según el número de secciones definidos en la citada normativa.

Artículo 36.- De las cisternas y/o cilindros

36.1 Las cisternas o cilindros a ser usados para el transporte de hidrógeno deberán acreditar certificación de construcción en origen, en base a algún estándar de reconocido prestigio internacional y su resistencia frente a la exposición de efectos térmicos y mecánicos. El transportista deberá adjuntar esta documentación en la carpeta o archivo del vehículo, en caso de que sea fiscalizado por la autoridad respectiva.

36.2 Las cisternas o cilindros a ser usados para el transporte de amoniaco deberán ser diseñadas bajo criterios de las normas técnicas internacionales o equivalentes vigentes del Código ASME Sección VIII, o en su defecto un reporte de datos U-1 ó U-1A según el Código ASME.

36.3 Para el transporte de amoniaco en camiones tanque, se utilizarán cisternas diseñadas y construidas según el código Motor Carrier MC 331, de Estados Unidos o su equivalente bajo otro estándar de referencia.

36.4 Para el transporte de amoniaco en carros tanque, se utilizarán cisternas diseñadas y construidas según el código *Department of Transportation* DOT Clase 105 y 112 de Estados Unidos o su equivalente bajo otro estándar de referencia.

Capítulo 2

Transporte por ductos y/o tuberías

Artículo 37.- Alcances generales sobre el transporte por ductos

37.1 El presente Reglamento regula las tuberías y/o ductos terrestres, marinas y submarinas de transporte de hidrógeno en fase líquida, gas, alta y baja presión de hidrógeno y su conversión en amoniaco como transportador.

37.2 En caso de discrepancia entre los códigos y estándares internacionales a ser empleados para el transporte de hidrógeno por ductos prevalecerá aquella que otorgue mayor seguridad a las personas e instalaciones.

37.3 Las actividades de diseño, construcción, operación, mantenimiento y decomisionamiento de los ductos para el transporte de hidrógeno, deben ser ejecutadas por y bajo la supervisión de un profesional que tenga experiencia suficiente y con conocimiento acreditado en proyectos de hidrógeno.

Artículo 38.- Aplicación de normas técnicas internacionales

38.1 Las siguientes normas internacionales serán aplicables a los proyectos de transporte de hidrógeno por ductos o tuberías:

- a) Norma ANSI/ASME B31.12: *Hydrogen Piping and Pipelines*, cuando se trate de hidrógeno, en la versión vigente al momento de su aplicación o bien la norma que la reemplace.
- b) Norma ANSI/ASME B31.4: *Liquid Transportation Systems for Hydrocarbons, Liquefied Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia and Alcohol*, cuando se trate de amoniaco, en la

versión vigente al momento de su aplicación. Esta norma será también aplicada para líneas submarinas.

38.2 Durante la etapa de operación, serán referencia obligatoria para mantener la integridad de las tuberías, las siguientes normas según el tipo de sustancia transportada:

- a) Códigos de Regulación Federal (CFR) 49 CFR 192 “*Transportation of Natural and other Gas by pipeline*”
- b) Código de Regulación Federal (CFR) 49 CFR 195 “*Transportation of Hazardous Liquids by pipeline*”.

38.3 En caso de discrepancias entre códigos y estándares prevalecerá aquella que otorgue mayor seguridad a las personas e instalaciones, conforme lo prevea el OSINERGMIN.

Artículo 39.- De los aspectos de diseño

39.1 Para los aspectos de diseño se aplicarán las disposiciones previstas en el Título II del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, en lo que sea pertinente.

39.2 Sin perjuicio de ello, el sistema de tuberías deberá estar diseñado y construido en función del código ASME B31.12 o similar. Esta norma aplica para sistemas de distribución (*indoor*) y sistemas de transporte de larga distancia (ducto).

39.3 Para acreditar el diseño de un sistema de transporte de larga distancia, el Titular deberá haber incluido en el Expediente Técnico presentado para la obtención de la Autorización de Operación, los criterios de diseño, análisis de riesgo, diseño de la trinchera, planos de planta y corte, las cuales no podrán estar emplazadas en áreas que cuenten con tuberías de transporte de otro tipo de sustancia.

39.4 Aquellas instalaciones que utilicen sistemas de tubería tipo “*linepacking*” para mantener un respaldo mínimo de hidrógeno o amoniaco para fines de conversión, proceso o transporte, deberán acreditar los criterios de diseño definidos para su construcción, en base a recomendaciones internacionales y buenas prácticas de ingeniería que respalden las condiciones de operación formuladas por el proyecto.

Lo anterior, implica que se deberán garantizar al menos, los siguientes parámetros de operación: Presión máxima de diseño, presión máxima de operación, presión normal de operación, caudal másico de operación, compatibilidad del material, longitud total, y desnivel.

Adicionalmente, se deberá proporcionar información respecto a los sistemas de protección y control activos, que garanticen el aislamiento de un determinado segmento de tubería en caso de pérdida de contención. La longitud máxima del segmento deberá responder a los resultados del análisis cuantitativo de riesgo, particularmente en lo que respecta a la protección de población o

habitantes cercanos al área, junto con ecosistemas sensibles, dependiendo de su ubicación dentro del territorio peruano.

Artículo 40.- Sobre los proyectos de transporte por ductos

40.1 Todos los proyectos de transporte de hidrógeno por tuberías deberán acreditar la idoneidad de su diseño, mediante un análisis cuantitativo de riesgos o QRA, el cual deberá ser construido a partir de un análisis de identificación de peligros (HAZID) y un análisis de operabilidad (HAZOP), donde se deberá establecer la probabilidad de ocurrencia de los eventos críticos identificados, sus controles de ingeniería y medidas administrativas adicionales atingentes al trayecto.

40.2 En casos de especial preocupación, donde las tuberías se aproximen a centros poblados, instalaciones vulnerables (hospitales, establecimientos educativos, hogares de ancianos, centros comerciales, centros deportivos, entre otros) o ecosistemas sensibles, se deberá incluir un análisis de tipo LOPA que defina claramente las diferentes salvaguardias propuestas por el diseño, donde la autoridad competente podrá incorporar medidas preventivas o de emergencia adicionales al diseño propuesto.

Artículo 41.- Calificación del personal

Las actividades de diseño, construcción y operación, mantenimiento y abandono, deben ser ejecutadas por y bajo la supervisión de personal que tenga experiencia suficiente y con conocimiento acreditado en proyectos de hidrógeno.

Artículo 42.- De la responsabilidad del operador del ducto

El Titular deberá considerar en forma prioritaria, la protección de la salud pública y el ambiente, en todas las fases y actividades de las tuberías y/o ductos: Diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono.

Artículo 43.- Acciones a tomar en cuenta para el tendido del ducto

43.1 Para el tendido de las tuberías o ducto se deberá contar con válvulas de bloqueo del ducto que garanticen el aislamiento de una potencial liberación, en el marco de parámetros de riesgo tolerable, los cuales han sido definidos por el artículo 14.6 del presente reglamento.

43.2 Todos los ductos deberán estar considerados en el Plan de Contingencias, el cual debe considerar al menos los contenidos del artículo 36, los cuales podrán ser complementados según los resultados del HAZOP.

43.3 El ducto deberá contar con un sistema tipo SCADA o similar, que permita la remotización de señales, parámetros de operación, condiciones de alarma y activación de controles remotos,

desde la sala de control, los cuales podrán estar configurados de forma automática o bien activados por el operador respectivo.

43.4 Adicionalmente, se deberá contar con válvulas de bloqueo o aislamiento de la tubería (segmentos) y un sistema de comunicaciones que garantice la funcionalidad del sistema bajo condiciones de operación afectadas por eventos naturales, hidrometeorológicos o socio-organizativos.

43.5 Se aplican supletoriamente las disposiciones que resulten aplicables de la normativa vigente aplicable para el transporte de gas natural.

Artículo 44.- Disposiciones adicionales

44.1 El MINEM aprobará mediante Resolución Ministerial, las normas técnicas adicionales que sean necesarias para el transporte del hidrógeno o amoníaco a través de una red de ductos.

Capítulo 3

Exportación de hidrógeno y amoníaco

Artículo 45.- Alcances generales sobre la exportación de hidrógeno y amoníaco

45.1 La exportación de hidrógeno por vía terrestre, podrá ser realizada mediante ductos de gran capacidad o sistemas contenedores en alta presión, los cuales serán transportados por camión o ferrocarril, según las disposiciones del Capítulo 1 del presente Título.

45.2 La exportación de amoníaco mediante camión o ferrocarril deberá cumplir con las disposiciones del artículo 40 y 41 del presente reglamento.

Artículo 46.- Habilitación de terminales portuarios para exportación

La construcción y autorización de funcionamiento de los terminales portuarios destinados a la exportación de hidrógeno y amoníaco serán fiscalizados por la Autoridad Portuaria Nacional, la cual podrá establecer criterios o disposiciones especiales según la escala, ubicación y características del proyecto para exportación.

46.1 Toda instalación portuaria destinada a la exportación marítima de amoníaco en buques tanques de gran capacidad, denominados LGC (*Large Gas Carrier*) o VLGC (*Very Large Gas Carrier*) por sus siglas en inglés, deberán realizar un análisis cuantitativo de riesgos, considerando los efectos sinérgicos que podrían ocurrir junto a instalaciones portuarias actualmente en operación.

46.2 Dentro de los estudios de diseño del terminal, este deberá acreditar la factibilidad del emplazamiento, en virtud del calado, eslora y manga de los buques tanque definidos en el artículo precedente. De la misma forma, deberá garantizar mediante estudios técnicos, la seguridad de las rutas de ingreso y salida, hacia y desde las unidades de carga de amoniaco u hidrógeno.

Artículo 47.- Diseño de la terminal marítima

El diseño del muelle, plataformas de importación/exportación y tuberías de carga/descarga deben contar con un estudio sismo resistente, el cual acredite que el diseño incorpora la condición “máximo sismo creíble” dentro de sus parámetros constructivos.

Artículo 48.- Estudios de impacto ambiental en puerto

Respecto a las condiciones del emplazamiento, este deberá presentar como mínimo, un estudio de ecosistemas marinos, oceanografía física, oceanografía química, relaciones ecosistémicas, batimetría y arqueología subacuática, para configurar adecuadamente una línea de base tanto del borde costero, como del área de influencia del muelle, plataforma de importación/exportación y tubería de amoniaco. Estos antecedentes permitirán estimar el impacto ambiental del proyecto y sus eventuales compensaciones, las cuales serán determinadas por el Ministerio de Ambiente.

Artículo 49.- Reconversión de instalación de operaciones marítimas existentes

En caso de proyectos que incorporen reconvertir terminales químicos o de hidrocarburos para operación de hidrógeno o amoniaco, el presente reglamento determina que estas iniciativas serán catalogadas como Proyectos Especiales, los cuales deberán acreditar los requerimientos del artículo 13.

Artículo 50.- Almacenamiento en terminales portuarios

El almacenamiento en estanques fijos superficiales en terminales portuarios deberá acreditar el cumplimiento del Título IV, Capítulo 3 y Título V, Capítulo 5 del presente reglamento, sin perjuicio de las disposiciones especiales que determine la Autoridad Portuaria o la Organización Marítima Internacional.

TÍTULO VI

DEL CONSUMO DE HIDRÓGENO

Artículo 51.- Sobre los usos del hidrógeno

El hidrógeno puede ser usado como combustible con fines energéticos y de transporte terrestre y/o aéreo, así como insumo en procesos industriales, ya sea para su uso como mezcla de combustible (blending) o como materia prima para la producción de fertilizantes, líquidos orgánicos, combustibles sintéticos y otros derivados.

Artículo 52.- Condiciones generales de diseño de las unidades que utilizarán hidrógeno como energético

Dependiendo del tamaño y características de la instalación, se deberá cumplir con las disposiciones específicas de producción, acondicionamiento, almacenamiento y distribución definidas en los títulos previos del presente Reglamento, según la configuración propuesta por el Titular para operar el punto de consumo.

Artículo 53.- Condiciones de seguridad y operación en áreas de uso final de hidrógeno

Las condiciones específicas de seguridad y operación que deberán seguirse en áreas de uso final de hidrógeno se regirán por lo siguiente:

- a) Hidrogenera (Estación surtidora de hidrógeno): NFPA 2, Capítulo 10 (vehículos livianos, vehículos pesados, vehículos industriales especiales)
- b) Celdas de combustible fijas: NFPA 2, Capítulo 12.
- c) Mezcla de hidrógeno con gas natural, GLP o GN (Blending): NFPA 2, Capítulo 14, considerando además los siguientes códigos ASME:
 - a. ASME B31.8: Gas Transmission and Distribution Piping Systems
 - b. ASME B31.8s: Managing System Integrity of Gas Pipelines
 - c. ASME B31.12: Hydrogen piping and Pipelines

Respecto al uso de hidrógeno en mezclas de gases combustibles, por ejemplo, en hornos cementeros o procesos metalúrgicos, estos deberán cumplir con disposiciones complementarias,

considerando que serán utilizadas al menos 2 gases con características inflamables y explosivas, entre las cuales, el proyecto deberá acreditar al menos:

- Compatibilidad de los materiales utilizados
- Infraestructura asociada al sistema de tuberías. Resistencia y capacidad de la red actual que será utilizada
- Fatiga de material
- Condiciones de aplicación y parámetros de operación.
- Fallas o condiciones subestándar previamente observadas.

Artículo 54.- Celdas de combustible móviles

Todos los aspectos asociados a sistema de transporte que utilicen celdas de combustible impulsadas por hidrógeno, tales como: vehículos urbanos, vehículos de carga, maquinaria pesada, locomotoras y equipos de movilidad industrial, deberán realizar un procedimiento de homologación, conforme a las disposiciones y protocolos que determine el Ministerio de Transportes y Comunicaciones. Respecto al almacenamiento de hidrógeno en cilindros para equipos móviles, estos deberán cumplir con el código ANSI HGV 2-2021 o equivalente, donde se garantice la seguridad de los recipientes.

54.1 Respecto al uso de hidrógeno y amoníaco como combustibles en embarcaciones marítimas, el presente reglamento recomienda utilizar los lineamientos formulados por la Organización Marítima Internacional, mediante los instrumentos MSC.1/Circ. 1647 "*Interim guidelines for ships using fuel cells*" o el instrumento que la reemplace, donde se determinan condiciones de diseño y operación segura para este tipo de tecnología.

TÍTULO VII

OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y TÉRMINO DE LOS PROYECTOS DE HIDRÓGENO

Capítulo 1

Del mantenimiento

Artículo 55.- Aspectos generales del mantenimiento

Las instalaciones de producción, acondicionamiento, almacenamiento y uso tanto de hidrógeno y derivados, deberán contar con un programa de mantención que garantice el buen funcionamiento de las piezas y unidades críticas de proceso, considerando criterios normativos y recomendaciones de los propios fabricantes.

El plan de mantenimiento deberá estar disponible para su fiscalización por parte de la autoridad correspondiente y deberá contar además con los instrumentos de gestión que proporcionen trazabilidad sobre las acciones de vigilancia y monitoreo, a través de fichas de inspección, fotografías, informes técnicos, entre otros.

Respecto a la inspección y certificación técnica de recipientes críticos, como reactores, tanques o recipientes, cilindros y tuberías, el MINEM establecerá mediante resolución el procedimiento que deberán realizar empresas especializadas externas para la certificación de equipos, la periodicidad de estos, la metodología y criterios de tolerancia.

Artículo 56.- Sistemas de producción

Los sistemas de producción de hidrógeno, tanques o recipientes, tuberías y sistemas complementarios a los sistemas de producción deberán cumplir con los criterios dispuestos en el presente reglamento, los cuales podrán ser complementarios a los exigidos por el fabricante o bien por los requerimientos del Capítulo 13 de NFPA 2.

Artículo 57.- Plan de Mantenimiento para unidades de almacenamiento

Las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno y amoniaco deberán realizar, como mínimo, las pruebas que se indican más adelante, según corresponda, dependiendo de la materialidad de los tanques, las cuales deberán ser realizadas por una empresa acreditada, según las disposiciones que contemple la autoridad competente.

La tabla 1 resume las pruebas mínimas requeridas para estanques de almacenamiento.

Tabla 1: Criterios de inspección para estanques

Objeto de mantención	Método	Objetivo	Frecuencia
Cañerías y accesorios	Inspección visual	Buscar evidencia de fugas	Mensual
	Inspección de soldaduras	Buscar evidencia de fugas, corrosión, deterioro o pérdida de contención en cordón de soldadura	Anual
Estanques en uso	Inspección visual	Buscar evidencias de fugas, distorsiones del manto, signos de asentamiento y corrosión.	Mensual
		Verificar estado de la fundación, del recubrimiento y la aislación	Anual
	Inspección exterior del manto, techo, cabezal, según corresponda	Verificar verticalidad, desviaciones locales y redondez. Verificar calidad de las soldaduras	Cada 5 años
	Evaluación y/o medición de espesores	Verificar espesores del manto, techo, entre otros	Evaluar cada 5 años y medir, al menos, a los 10 años. En caso de estanques con revestimiento se



			podrá medir cada 25 años.
Estanque sin producto	Inspección visual interior	Verificar espesores de fondo y manto. Verificar asentamiento del fondo	Cada 10 años
	Evaluación y/o medición de espesor del fondo	Verificar corrosión, fugas y espesor del fondo	Medir a los 15 años en caso de estanques con revestimiento, evaluar cada 15 años y se podrá medir cada 25 años.

Todas las pruebas realizadas deberán acreditar su trazabilidad mediante instrumentos de gestión que acrediten el cumplimiento de las condiciones mínimas de mantención.

Artículo 58.- Plan de Mantenimiento para sistema de tuberías

El sistema de tuberías en operación, utilizadas para el transporte de fluidos al interior de la planta, deberán contar con un plan de mantenimiento que incluya al menos pruebas de hermeticidad, resistencia, determinación de zonas críticas y periodicidad de dichos mantenimientos, las cuales deberán ajustarse a criterios normativos internacionales buenas prácticas de ingeniería.

Artículo 59.- Plan de Mantenimiento para sistema de bombeo y de compresión

El sistema de bombeo en operación, utilizadas para la impulsión de fluidos al interior de la planta, deberá contar con un plan de mantenimiento que incluya un programa, norma o estándar de mantenimiento de todos los elementos constitutivos de dicho sistema.

TÍTULO VIII

CONTROL AMBIENTAL

Artículo 60.- Obligatoriedad de la Certificación Ambiental

60.1 Toda persona natural o jurídica, de derecho público o privado, nacional o extranjera, que pretenda desarrollar un proyecto relacionado con actividades de producción, transformación y/o acondicionamiento de hidrógeno, deberá gestionar de manera previa a su ejecución una certificación ambiental ante el PRODUCE, de acuerdo con lo previsto en el Listado de Inclusión de proyectos de inversión sujetos al Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental.

60.2 Los titulares de proyectos que desarrollen estas actividades previamente indicadas deberán elaborar y presentar el instrumento de gestión ambiental de acuerdo con las disposiciones y categorías señalada en la clasificación anticipada prevista en el Reglamento de Gestión Ambiental para la Industria Manufacturera y Comercio Interno, aprobado por Decreto Supremo N° 017-2015-PRODUCE o norma que lo sustituya.

60.3 Como resultado del proceso de evaluación de impacto ambiental, PRODUCE aprobará o desaprobará el Estudio Ambiental sometido a su consideración, entendiéndose cuando la Resolución emitida sea aprobatoria, que ésta constituye la certificación ambiental. En caso el proyecto de producción de hidrógeno se enmarque en otro proyecto que sea el principal, la autoridad ambiental competente será aquella del sector a cargo de la actividad principal.

60.4 La inadmisibilidad, improcedencia, desaprobación o cualquier otra causa que implique la no obtención o la pérdida de la Certificación Ambiental, implica la imposibilidad legal de iniciar obras, ejecutar y continuar con el desarrollo del proyecto de inversión. El incumplimiento de esta obligación está sujeto a las sanciones de ley.

60.5. Los proyectos de hidrógeno incluidos dentro de proyectos ya en curso o aquellos que tengan como objeto un fin distinto al industrial, deberán tramitar la obtención de la certificación ambiental ante aquella entidad del sector correspondiente a la actividad del titular por la que éste obtiene u obtendrá sus mayores ingresos brutos anuales.

Artículo 61.- De las Actividades de Hidrógeno que no requieren Estudio Ambiental

Los proyectos de inversión vinculados a las actividades de los proyectos de hidrógeno que no se encuentren comprendidos en el marco del Listado de Inclusión de proyectos de inversión sujetos al Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental deberán ser desarrollados dando cumplimiento a la normativa en materia de residuos sólidos, ruido, contaminación de aire, suelo, agua y aquellos requisitos que en su caso establezca PRODUCE.

Artículo 62.- Supervisión y fiscalización ambiental

El Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) ejerce las funciones de supervisión y fiscalización ambiental sobre las obligaciones y compromisos ambientales establecidos por el titular del proyecto de hidrógeno contenidos en los Estudios Ambientales e Instrumentos de Gestión Ambiental complementarios aprobados por la autoridad ambiental competente; así como en la normativa ambiental vigente y las disposiciones que dicte la autoridad competente en materia de fiscalización ambiental, de acuerdo con las disposiciones ambientales aprobadas para cada sector.

Artículo 63.- Reportes de Emergencias Ambientales

Todo titular de proyectos de hidrógeno deberá informar al ente fiscalizador, dentro de las veinticuatro (24) horas, la ocurrencia de un evento súbito o imprevisible generado por causas naturales, humanas y/o tecnológicas que incidan en su actividad, de conformidad con lo establecido por la normativa del OEFA sobre la materia. Asimismo, se encuentra obligado a presentar al ente fiscalizador, a los diez (10) días hábiles de ocurrido el evento un reporte final donde se detalle las acciones de remediación y atención de la emergencia suscitada.

Artículo 64.- Parámetros de ecotoxicidad ambiental

64.1 El presente Reglamento reconoce la existencia de parámetros de contaminación ambiental, particularmente en aquellas situaciones donde el hidrógeno es convertido en amoníaco, el cual está definido como un gas tóxico. El amoníaco puede entrar en contacto con el ambiente y consecuentemente con un ecosistema, a partir de una falla en su sistema de contención, durante labores de producción, distribución, almacenamiento o transporte.

64.2 Se define como umbrales de ecotoxicidad, aquellos definidos por la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, EPA, publicados en la base de datos ECOTOX, los cuales podrán ser utilizados como referencia para la estimación de impactos sobre el ambiente, en supuestos de liberaciones accidentales sobre el medio acuático y terrestre.

64.3 La autoridad ambiental respectiva podrá considerar parámetros de evaluación toxicológica complementarios en virtud de criterios de protección específicos, según la vulnerabilidad del área de influencia del proyecto o instalación de amoníaco.

TITULO IX

HIDROGENO BAJO EN EMISIONES

Artículo 65: Hidrógeno de bajas emisiones

65.1 Además de hidrógeno verde se podrá producir hidrógeno a partir de hidrocarburos u otras sustancias mediante tecnología de transformación termoquímica, junto a captura, secuestro y almacenamiento de carbono; y mediante la conversión de biomasa y tecnología de transformación termoquímica.

El manejo, captura, secuestro y disposición de dióxido de carbono será regulada por la autoridad competente, en el marco de la evaluación de impacto ambiental.

Nota:

Mediante un proceso termoquímico con ayuda de vapor de agua es posible separar del gas natural y del metano el dióxido de carbono y el hidrógeno. Posteriormente, la corriente rica en hidrógeno puede ser purificada, comprimida y almacenada, para luego transportarla hasta los puntos de consumo o bien iniciar un ciclo de conversión a otro subproducto como amoníaco o combustibles sintéticos. Adicionalmente, es posible producir hidrógeno mediante un proceso termoquímico, en ausencia de oxígeno, para producir hidrógeno y carbón negro en estado sólido.

65.2 Para ser considerado hidrógeno bajo en emisiones, la captura deberá considerar un rendimiento igual o superior al 93% y las emisiones no podrán ser superiores a 3,38 kgCO₂/kgH₂.

Los procedimientos asociados a la captura de carbono podrán ser ejecutados a partir de los requerimientos del estándar ISO 27914 u otra normativa equivalente.

65.3 Todas las disposiciones del presente Reglamento serán también aplicables a proyectos de hidrógeno bajo en emisiones, en todo lo que corresponda y que no contravenga los alcances de la Ley.

TÍTULO X

DE LA CERTIFICACIÓN DEL HIDRÓGENO VERDE E HIDRÓGENO BAJO EN EMISIONES

Artículo 66.- Certificación del Hidrógeno como verde

Para que el hidrógeno producido en el país cuente con la calificación de verde deberá contar con una certificación emitida por un organismo acreditado ante el Instituto Nacional de Calidad (INACAL).

Se considera la modalidad “*Well-to-gate*” para definir el alcance del proceso de certificación, el cual contempla solo la etapa de producción de hidrógeno, excluyendo transporte, distribución y uso final, lo cual deberá ser incorporado al(los) mecanismo(s) de certificación adoptados por INACAL.

Artículo 67.- Certificación hidrógeno verde

Para ser certificado verde, deberá acreditarse que el hidrógeno ha sido obtenido del agua mediante procesos que utilizan como de energía recursos energéticos renovables.

Artículo 68.- Certificación hidrógeno bajo en emisiones

Para ser certificado bajo en emisiones, independiente de la tecnología utilizada, deberá acreditarse que el hidrógeno ha sido producido generando emisiones con un valor igual o menor a 3,38 kgCO₂eq/kgH₂.

Artículo 68.- Vigencia de la certificación

La vigencia de las certificaciones de hidrógeno verde y de hidrógeno bajo en emisiones será emitida en función de las características del proceso para la generación de hidrógeno y el estudio detallado de su balance de masa, sujeto a supervisión por organismo certificador internacional. En caso de que se compruebe el cambio de las condiciones indispensables para su obtención y/o el incumplimiento del valor establecido en el artículo 65 para la acreditación de origen verde, en cuyo caso será dejada sin efecto.

TÍTULO XI

SOBRE LA INVESTIGACIÓN Y PROMOCIÓN DEL HIDRÓGENO

Artículo 69.- Sobre la investigación

El presente Reglamento busca impulsar la investigación y promoción del hidrógeno, en virtud de los requerimientos prioritarios para su desarrollo en el territorio nacional, estableciéndose como temas prioritarios para su investigación, desarrollo e innovación los siguientes:

- a) Investigar potenciales optimizaciones tecnológicas en los sistemas de electrólisis de agua, mediante experiencias piloto, que utilicen diferentes materialidades y configuraciones en sus membranas, respondiendo al desafío de aumentar la producción de hidrógeno por unidades de agua y consumo eléctrico por kg/H₂ producido.
- b) Fomentar y promover el estudio de potenciales efectos ambientales sobre los diferentes ecosistemas en zonas de interés para la producción de hidrógeno, bajo escenarios de fuga o liberación accidental de hidrógeno o amoníaco. Ello a fin de determinar la capacidad de tolerancia de especies nativas, frente a la exposición de concentraciones letales de emisiones, en cualquiera de los puntos de la cadena de valor, producto de liberaciones accidentales de hidrógeno o amoníaco en cualquiera de sus fases que configuren un contacto directo con el ecosistema afectado.
- c) Fomentar y promover la ejecución de evaluaciones de ciclo de vida o LCA por sus siglas en inglés, bajo una metodología de reconocido prestigio internacional, donde se determine el balance neto de los efectos ambientales asociados a la producción, almacenamiento, transporte y uso de hidrógeno, más sus derivados como amoníaco y combustibles sintéticos. Esta herramienta, podrá incorporar elementos de cambio de climático para predecir el efecto de cada etapa de hidrógeno y amoníaco asociada, a la cadena de valor respectiva.
- d) La promoción de la industria del hidrógeno bajo en emisiones requiere la formación de profesionales competentes, labor que deberán realizar en diferentes niveles, Centros de Formación Técnica y Universidades, las cuales deberán implementar programas de estudio relacionados a las distintas etapas de la cadena de valor, enfatizando no solo el desarrollo de proyectos, sino también la etapa de operación de las instalaciones. El MINEM podrá establecer líneas de trabajo prioritarias en conjunto a los diferentes centros

de estudio, estableciendo un cronograma de formación, con contenidos, fechas y responsabilidades.

Artículo 70.- Seguimiento a operaciones de plantas de producción

Sin perjuicio de lo anterior, las actividades de investigación podrán incorporar una revisión y seguimiento de las siguientes actividades asociadas a la etapa de operación de plantas para la generación, almacenamiento y transporte de hidrógeno y sus derivados:

- a) Aspectos regulatorios: En virtud de la incorporación de nuevas tecnologías, criterios de seguridad y operación, se podrán actualizar los instrumentos de regulación necesarios para mejorar las condiciones de operación de las instalaciones.
- b) Gestión ambiental: Los criterios de protección ambiental podrán ser ampliados, corregidos o modificados, en virtud de una convivencia virtuosa entre los proyectos de generación y el ecosistema adyacente a las instalaciones.
- c) Fuentes alternativas de hidrógeno: Se podrán explorar fuentes alternativas para la generación de hidrógeno, por ejemplo, gas natural desde rellenos sanitarios u otras actividades metanogénicas, tendientes a reducir la emisión de metano a la atmósfera, como gas de efecto invernadero, sino además ampliar la capacidad productiva de hidrógeno bajo en emisiones.
- d) Optimización de procesos: Se podrán investigar acciones tendientes a favorecer la optimización de la producción de hidrógeno, ya sea por la vía electrolítica, como por la vía termoquímica, en virtud del estudio o ajustes en sus parámetros de operación, condiciones de borde, insumos químicos, entre otros.
- e) Nuevas tecnologías: Se podrán optimizar los procesos de generación, incorporando nuevas tecnologías de generación, transporte o almacenamiento, las cuales deberán ser evaluadas en términos de costo/beneficio y así optimizar los recursos necesarios a lo largo de la cadena de valor del hidrógeno.

TÍTULO XII

POLÍTICA NACIONAL DE FOMENTO DEL HIDRÓGENO

Artículo 71.- Política Nacional de Fomento del Hidrógeno

La Política Nacional de Hidrógeno definirá los objetivos, metas y acciones para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno, desde su producción hasta su uso final, de manera de contribuir a la descarbonización del país, a la industrialización y al fomento productivo en todos sus niveles.

Artículo 72.- Contenido mínimo de la Política

72.1 La Política Nacional de Fomento del Hidrógeno contendrá, a lo menos, los siguientes aspectos fundamentales:

- a) El contexto y un diagnóstico nacional sobre el desarrollo del hidrogeno y sus derivados.
- b) El establecimiento de metas de corto, mediano y largo plazo alineadas con la política energética nacional y el Decreto Supremo N° 003-2022-MINAM, Decreto Supremo que declara de interés nacional la emergencia climática.
- c) La definición de las acciones, plazos y financiamiento para el cumplimiento de las metas antes definidas.
- d) El diseño, programación e implementación de programas de promoción para el desarrollo de tecnologías, el uso y la producción de hidrógeno en coordinación con los programas PROCENCIA y PROINOVATE.
- e) Las acciones de planificación territorial para el establecimiento de polos productivos con centros de desarrollo y plantas de producción y transformación de hidrógeno.
- f) Las medidas sectoriales y transversales para el fomento de hidrógeno que deban implementar los organismos sectoriales para el fomento productivo del hidrógeno dentro de sus marcos presupuestarios y normativos.

72.2 La Política y los planes asociados deberán estar alineados con las políticas creadas por las autoridades competentes en esta materia.

Artículo 73.- Sobre la elaboración de la Política Nacional de Fomento del Hidrógeno

73.1 La Política Nacional de Fomento del Hidrógeno será elaborada por el MINEM, con la participación de los demás organismos del Estado con competencias en materia de hidrógeno.

73.2 La elaboración de la Política incluirá al menos las siguientes etapas:

1. Elaboración de la propuesta con la participación de mesas técnicas con representantes del sector público y privado, gremios, universidades y otros actores.
2. Consulta pública y participación ciudadana.
3. Elaboración de proyecto definitivo que recoja las observaciones y comentarios planteados
4. Aprobación de la política.

73.3 El proceso de elaboración de la política no podrá ser mayor a doce (12) meses contados desde la fecha de entrada en vigor del presente Reglamento, debiéndose actualizarse, al menos, cada cinco (5) años, previa evaluación de su cumplimiento.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS Y FINALES

Primera.- De los proyectos de hidrógeno iniciados antes de la vigencia del presente Reglamento

Los titulares de proyectos de hidrógeno en operación a la entrada en vigencia del presente Reglamento, que no cuentan con las autorizaciones aquí previstas, deberán presentar, por única vez y de manera excepcional, una comunicación al MINEM y OSINERGMIN indicando las características de su proyecto en un plazo máximo de tres (3) meses contados desde la publicación del presente Reglamento.

Segunda.- Sobre la aplicación de la normativa de bienes fiscalizados

Los proyectos que como parte de su operación con hidrógeno produzcan amoniaco, deberán cumplir con las disposiciones establecidas en el Decreto Legislativo N° 1126, su reglamento y normas complementarias que regulan el régimen de los bienes fiscalizados.

Tercera.- De las competencias de descentralización

Hasta que se apruebe el proceso de transferencia de competencia a los niveles descentralizados de gobierno, los permisos, autorizaciones y demás funciones para la operación de proyectos de hidrógeno serán ejecutadas por las autoridades sectoriales de alcance nacional.

Cuarta.- Aprobación de Normas Técnicas Peruanas

En el plazo de un (1) año desde la entrada en vigencia de este Reglamento deberán aprobarse las Normas Técnicas Peruanas, aplicables al diseño y construcción de las instalaciones de hidrógeno.

Quinta.- Aplicación de normas técnicas internacionales

Para el diseño y construcción de Instalaciones de Hidrógeno se aplicarán los requerimientos generales señalados en el presente reglamento, y adicionalmente, las especificaciones particulares contenidas en los Capítulos 4, 6 y 7 de la NFPA 2/2020.



Embajada Británica
Lima



En lo no previsto en el citado Reglamento, será de aplicación las normas técnicas internacionales ISO, ASME, RNC, ANSI, NFPA, NEC, vigentes, en lo que resulte pertinente. El MINEM en coordinación con las entidades correspondiente autorizará el uso de normas técnicas internacionales o de nivel internacional distintas, debiendo dicha decisión ser publicada en el Diario Oficial El Peruano.

Sexta.- De las exclusiones de la aplicación del presente Reglamento

Se encuentran excluidos del alcance de la Ley y el presente Reglamento, los combustibles sintetizados a partir de carbono proveniente del dióxido de carbono e hidrógeno bajo en emisiones, los cuales se rigen por la normativa en materia de hidrocarburos.

POR TANTO:

Mando se publique y cumpla.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los [*] días del mes de [*] del año dos mil [*].

Presidenta de la República

Presidente del Consejo de Ministros



Embajada Británica
Lima



Asociación Peruana
de Hidrógeno

ANEXO 1: Instrumentos y políticas públicas para el fomento del hidrógeno limpio a nivel global.



Índice

1. Diagnóstico sobre Incentivos Económicos en Perú	53
2. Contexto Global	56
3. El rol de los estados	58
4. Proceso de evaluación y diseño de acciones	60
5. Recomendaciones de foco para el Perú.....	62
6. Conclusiones	70



Embajada Británica
Lima



Asociación Peruana
de Hidrógeno

Figuras

Figura 1: Inversiones planificadas al 2030, según estado de desarrollo de proyecto.....57

Figura 2: Categorización y ejemplos de acciones públicas de fomento al hidrógeno.....59

1. Diagnóstico sobre Incentivos Económicos en Perú

La Norma Legal N°31992 “Ley de Fomento del Hidrógeno Verde” publicada en marzo de 2024, estableció en su artículo 4.2, letra e), la voluntad de otorgar beneficios económicos y tributarios para la investigación, la producción, la transformación, el transporte, la comercialización, la exportación y el uso del hidrógeno verde como combustible y como vector energético en sus diferentes aplicaciones. En virtud de este principio y los antecedentes recopilados durante la Etapa 1 para la elaboración de la Propuesta de Reglamento a la Ley 31992, se identificó la existencia de incompatibilidades jurídicas para la implementación específica de estas políticas públicas en beneficio de los proyectos de hidrógeno. Estas desviaciones se relacionan específicamente con el funcionamiento del régimen tributario peruano y los mecanismos necesarios para desplegar o activar este tipo de iniciativas, en este caso particular, para impulsar la industria del hidrógeno verde a lo largo del país.

Respecto al régimen tributario vigente, es preciso que se tome en cuenta que, en el Perú, el otorgamiento de beneficios o exoneraciones tributarios se debe realizar a través de una norma de rango legal y requiere un informe previo del Ministerio de Economía y Finanzas, de conformidad con los artículos 74 y 79 de la Constitución Política del Perú.

En el mismo sentido, la Norma IV del Título Preliminar del Código Tributario señala que sólo por Ley o por Decreto Legislativo (en caso de delegación de facultades) se pueden conceder exoneraciones y otros beneficios tributarios. Ello ha sido denominado doctrinariamente como el principio de reserva de ley. De esta manera, se descarta que las normas reglamentarias (como el caso de la Propuesta de Reglamento) puedan establecer exoneraciones y otros beneficios tributarios en la regulación peruana. Lo contrario supondría una vulneración del principio de reserva de ley antes mencionado.

Bajo dicho contexto, es preciso tomar en cuenta que si bien la Ley de Fomento del Hidrógeno Verde, Ley N° 31992, ha dispuesto que se garantice el otorgamiento de beneficios tributarios para la investigación, producción, transformación, transporte, comercialización, exportación y uso del hidrógeno verde como combustible y vector energético en sus diferentes aplicaciones; **la citada Ley no estableció cuales serían dichos beneficios o exoneraciones tributarias** y vía reglamentación de dicha ley, no se podrían establecer este tipo de beneficios o exoneraciones, conforme a lo señalado previamente, en tanto que ello contravendría no sólo a las disposiciones legales, sino también a lo previsto en la Constitución Política del Perú.

Sin perjuicio de lo anterior, es importante resaltar que actualmente existen beneficios tributarios previstos en la legislación peruana, respecto del uso de energías renovables, como son los siguientes:

- i) **Ley N° 31107:** Se regula la depreciación acelerada de hasta 50% para efectos del Impuesto a la Renta de los vehículos de transporte terrestre (excepto ferrocarriles), híbridos (con motor de émbolo y motor eléctrico) o eléctricos (con motor eléctrico) o de gas natural vehicular, adquiridos en los ejercicios 2020 y 2021.
- ii) **Decreto Legislativo N° 1058:** Las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la instalación y operación de la central para la actividad de generación de energía eléctrica a base de recursos hídricos u otros recursos renovables gozan de una declaración acelerada del 20% para efectos del Impuesto a la Renta.
- iii) **Decreto Legislativo N° 821:** Sólo se grava con un 10% por concepto de Impuesto Selectivo al Consumo a los vehículos automóviles usados ensamblados concebidos principalmente para el transporte de personas que exclusivamente utilizan gas, gasolina y gas, diésel y/o semidiésel y gas, como combustible; híbridos (con motor de émbolo y motor eléctrico); eléctricos (con motor eléctrico); y los demás diferentes a motor de émbolo y motor eléctrico.

Los vehículos nuevos que tengan las características antes referidas se encuentran inafectos al Impuesto Selectivo al Consumo.

Estos beneficios previamente citados como ejemplo o similares podrían ser otorgados en el marco de la Ley de Fomento del Hidrógeno Verde, Ley N° 31992; para lo cual como hemos indicado se requeriría la inclusión de estos en la mencionada Ley, es decir se tendría que modificar la Ley N° 31992 o se podrían disponer a través de otra norma con rango legal.

Sin perjuicio de lo anterior, el presente Anexo al Entregable N°3, explorará diferentes tipos de incentivos económicos y no económicos, construidos sobre la base de evidencia internacional y las buenas prácticas de mercado utilizadas por otros países para fomentar la industria del hidrógeno verde y sus derivados.

La situación actual sobre el desarrollo de este energético ha actualizado sus expectativas de crecimiento, en virtud de la existencia de diversas barreras, entre las que destacan incertidumbre regulatoria, carencia de infraestructura y un mercado activo que demande cada vez más interés por hidrógeno.

En este sentido, H₂ Perú y la Embajada del Reino Unido en Lima han realizado un esfuerzo significativo para reducir las brechas identificadas por organismos internacionales³, las cuales son materializadas en la formulación de una Propuesta de Reglamento a la Ley de Fomento del Hidrógeno Verde, que aborda toda la Cadena de Valor, desde su generación hasta su uso.

Sin embargo, este esfuerzo requiere de un empuje estratégico que dialogue con políticas públicas orientadas a acelerar el desarrollo de esta industria, por la vía de incentivos económicos, los cuales requieren de una formulación detallada, conforme a los procedimientos establecidos en el marco regulatorio peruano.

En esta dirección, se han desarrollado los siguientes mecanismos tendientes a robustecer el impulso que estas iniciativas requieren para un despegue definitivo a lo largo del territorio.

³ Global Hydrogen Review 2024, p.64, International Energy Agency

2. Contexto Global

Un elemento clave para un despliegue acelerado y amplio de las tecnologías del hidrógeno limpio a nivel global es el apoyo de los Estados. Difícilmente podrán el desarrollo tecnológico, la iniciativa privada y la presión social por sí solas levantar una nueva industria si es que esto no se hace en coordinación con los gobiernos -desde niveles locales a nacionales- ni a través de políticas de Estado de largo plazo -que trasciendan ciclos de gobierno individuales-.

Esto lo reconocen los países a nivel global. Hasta ahora, se han comprometido casi 100 mil millones de dólares globalmente en apoyos públicos a la industria del hidrógeno y existen 60 países con estrategias nacionales de hidrógeno⁴. No obstante, se observan 3 tendencias preocupantes para el despliegue de estas iniciativas:

- **El 95% de estos fondos se han comprometido solo en países desarrollados.** Los mercados emergentes, dada su menor capacidad de gasto e inversión pública, no logran establecer amplios programas de apoyo a la inversión privada. Una consecuencia de esta tendencia -que ya se observa- es que los primeros proyectos de producción de hidrógeno limpio se financiarán y construirán en países desarrollados, a pesar de que los recursos -ya sea gas natural o energías renovables- más abundantes y competitivos puedan encontrarse en economías emergentes. El riesgo para estas últimas es que no lograrán capturar mercados hasta entrada la siguiente década, o más.
- **La mayoría de los fondos se ha destinado a incentivar la producción, pero no la demanda.** La consecuencia de esta tendencia, en conjunto con la anterior, ha sido que los proyectos más fuertemente apoyados son aquellos de producción en mercados desarrollados que buscan suplir demanda doméstica. El desafío para países emergentes con aspiración exportadora, entonces, es doble. Otra consecuencia de esta tendencia es que las tecnologías de aplicaciones de hidrógeno, como vehículos, embarcaciones, celdas de combustible, calderas, entre otras, no se han desarrollado y desplegado al ritmo que se esperaba, potencialmente retrasando la adopción del hidrógeno.
- **Dos tercios de los fondos son todavía meros anuncios y no han sido implementados.** Esto crea incertidumbre respecto a las “reglas del juego” con las que los

⁴ Agencia Internacional de Energía. (2024). *Global Hydrogen Review 2024*. París, Francia.

fondos serán distribuidos. Además, es un indicador de que una significativa fracción de los apoyos aún tomará años en desplegarse. Hasta ahora, la mayoría de los incentivos en países desarrollados consisten en subsidios directos a la inversión y producción, mientras que en economías emergentes consisten mayormente en incentivos tributarios.

Las tendencias de apoyo público se acoplan a lo observado en la industria. La mayoría de los proyectos de inversión se enfocan en la producción de hidrógeno limpio -como se puede observar en la siguiente Figura-, además de concentrarse en economías en desarrollo. Y, si bien lo anuncios son enormes, la inversión ya comprometida o cerca de cerrarse es significativamente menor.

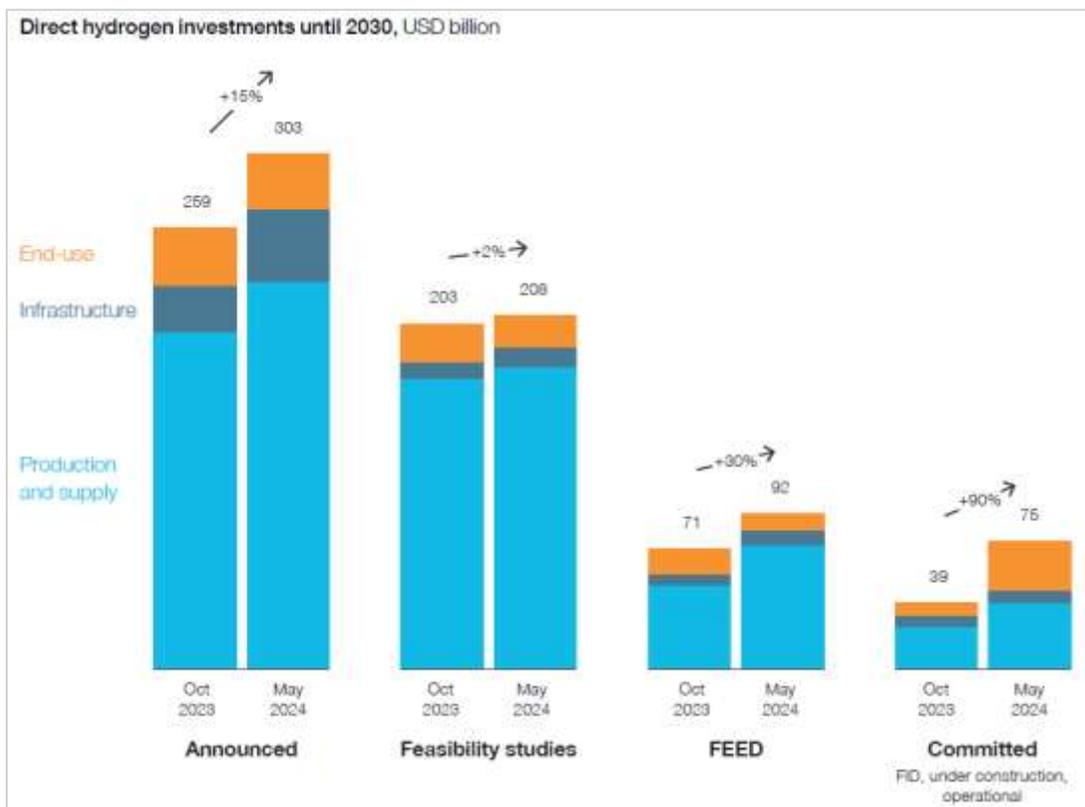


Figura 1: Inversiones planificadas al 2030, según estado de desarrollo de proyecto. Fuente: Hydrogen Council, McKinsey & Company. (2024). *Hydrogen Insights 2024*.

3. El rol de los estados

La disciplina económica tradicional establecería que, mientras los mercados funcionen bien, el hidrógeno limpio debiese emerger por sí mismo si es que es más competitivo. El Estado, entonces, debiese tener un rol mínimo. No obstante, el desafío es que existen evidentes fallas de mercado que lo imposibilitan o dificultan. Existen estándares y regulación insuficiente. Se presentan externalidades que no están incorporadas dentro del precio de las alternativas fósiles, como el petróleo. Hay fallas de coordinación entre actores privados, así como entre privados y lo público. Existen fuertes asimetrías de información entre jugadores. Por último, se presenta una presión por despertar este mercado de manera acelerada con tal de cumplir con los acuerdos de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero asumidos globalmente y evitar una catástrofe climática.

Es por la amplitud de fallas de mercado que los países, en particular los desarrollados, han establecido planes de acción públicos que atacan brechas a lo largo de toda la cadena de valor del hidrógeno limpio: desde producción hasta consumo y desde la inversión en proyectos a los factores habilitantes territoriales. En la siguiente Figura se presenta una categorización propia que mapea los diversos mecanismos de apoyo al hidrógeno desplegados a nivel global. La categorización distingue entre aquellas acciones que producen condiciones habilitantes y aquellas que directamente entregan recursos, tanto a la inversión como al desarrollo tecnológico, así como otros mecanismos ubicados entre estos dos extremos. Si bien la entrega directa de recursos puede ser efectiva en catalizar inversiones en primeros proyectos, son las condiciones habilitantes las que sientan las bases para el desarrollo amplio y de largo plazo de la industria. Ambos mecanismos deben ser considerados en cualquier plan nacional.



Entrega de recursos					Condiciones habilitantes
	Subsidios	Activación del mercado (demanda)	Bienes públicos	De-risking a la inversión	Rol mínimo del Estado
Mecanismos	<ul style="list-style-type: none"> A la inversión (upfront o deferred). Puede ser con condiciones: <ul style="list-style-type: none"> Recambio tecnológico Limitación geográfica Tamaño de proyecto Etc A la operación. Puede ser: <ul style="list-style-type: none"> Abatimiento de costos Complemento de ingresos También con condiciones Ambos pueden enfocarse en distintos segmentos de la cadena de suministro (desde producción hasta consumo) Forma de entrega: <ul style="list-style-type: none"> Transferencias directas Exenciones tributarias 	<ul style="list-style-type: none"> Compras públicas (public procurement) Creación de polos industriales (hubs con facilidades de permisos, infraestructura, terreno) Cuotas (ej, de hidrógeno en sistemas de gas, o de moléculas limpias en el segmento de venta de combustibles) Esquemas de certificación Impuesto/precio al carbono Estándares de emisiones en flotas de transporte, industrias, segmentos de mercado. 	<ul style="list-style-type: none"> Terrenos públicos Investigación y desarrollo Infraestructura (de propiedad pública o mediante concesiones): <ul style="list-style-type: none"> Terminales portuarios Vialidad Estaciones de recarga vehicular Almacenamiento Redes eléctricas Desaladoras 	<ul style="list-style-type: none"> Asistencias técnicas (reembolsables o no) Deuda subordinada y/o concesional Garantías del Estado (al repago de deuda, al rendimiento de equipos, a estudios -ej: geotec-) Aceleración y garantías de permisos Formación de capital humano 	<ul style="list-style-type: none"> Regulación y normativas Tramitación de permisos Planificación territorial Seguridad Apertura de empresas públicas a explorar oportunidades en el sector, según sus mandatos Entrega libre de información pública Definición de una estrategia país y/o áreas/rutas tecnológicas prioritarias de desarrollo Observación tecnológica Gestión de colaboración internacional
Ejemplos	<ul style="list-style-type: none"> PTC e ITC (EEUU) H2Global (Alemania) Hydrogen Bank (UE) Clean Hydrogen Portfolio Standard (Corea) CfDs (Japón, RU) Subsidio a la inversión en electrolizadores (Chile) 	<ul style="list-style-type: none"> Hydrogen Hubs (EEUU) Low Carbon Fuel Standard (California) CertifHy (UE) CBAM (UE) Mercados de carbono Zonas industriales francas (Uruguay) 	<ul style="list-style-type: none"> Red de carga H2 pública (Alemania) Puerto Pecem (Brasil) Puertos East Said y Ain Sokhna (Egipto) Entrega de terrenos públicos (Chile, Omán, Marruecos) 	<ul style="list-style-type: none"> Base Development Program (Japón) Asistencias técnicas de factibilidad (Chile-UE) Loan Programs Office (EEUU) EIB Credit Guarantees (UE) Hubs renovables (Egipto) 	<ul style="list-style-type: none"> Estrategias nacionales Revisión planes territoriales Asociaciones público-privadas Estándares de calidad y seguridad Portales web de data pública Coordinación pública

Figura 2: Categorización y ejemplos de acciones públicas de fomento al hidrógeno.
Fuente: Elaboración propia, no exhaustivo.

4. Proceso de evaluación y diseño de acciones

Antes de entrar en detalle respecto a potenciales acciones a implementar en Perú para el fomento del hidrógeno limpio, es crítico notar que las acciones de apoyo público deben enmarcarse en esquemas más amplios y no ser diseñadas como iniciativas aisladas. De esta forma, se asegurará que las acciones tiendan a objetivos de largo plazo, sean coherentes con otras iniciativas del Estado, y se exploten sinergias. A continuación, se describen conceptualmente los 3 niveles en que el actuar del Estado frente a desafíos específicos suele enmarcarse. El número de categorías y los nombres de cada nivel varían de país en país e incluso entre sector y sector. Lo importante de este marco es distinguir la necesidad de diversos niveles, sean estos cuales se definan en cada país.

Nivel 1: Políticas. Para abordar desafíos y oportunidades en sectores críticos para la economía o sociopolítica de cada jurisdicción, gobiernos regionales o nacionales suelen definir políticas de largo plazo -a veces, llamadas Políticas de Estado-. Estas políticas definen visiones y ambiciones que trascienden a los gobiernos y se consideran estables en el tiempo, a pesar de que puedan ser actualizadas con cierta frecuencia. En Perú, existen hoy más de 70 Políticas Nacionales y Sectoriales⁵.

En cuanto al hidrógeno limpio, se observa a nivel internacional que las iniciativas de apoyo se suelen enmarcar principalmente dentro de **políticas de reducción de emisiones (o transición energética), así como en políticas de competitividad, industrialización y exportaciones**. Existen, además, interfaces con una diversidad de otras políticas, como educación, desarrollo regional, entre otras.

Nivel 2: Estrategias. Es en esta categoría donde el hidrógeno limpio suele enmarcarse en las políticas públicas internacionalmente. Las estrategias buscan establecer objetivos claros a cierto plazo, con tal de resolver ciertos desafíos y explotar ciertas oportunidades específicas. Estos cuerpos reconocen el punto de partida del país o región y definen prioridades realistas, pero ambiciosas, de desarrollo.

Las más de **60 estrategias nacionales observadas internacionalmente se desarrollaron y publicaron principalmente en los últimos 5 años**. En su mayoría, definen objetivos para fechas entre 2030 y 2040. Varias de estas ya han sido actualizadas o están en proceso de serlo, dada la velocidad de evolución de la industria. Aproximadamente la mitad de las estrategias provienen de economías emergentes.

Nivel 3: Programas o planes de acción. El nivel más operativo de las políticas públicas pretende definir un camino claro a la implementación de iniciativas para alcanzar los objetivos definidos en las estrategias. Frecuentemente, las estrategias mismas cuentan

⁵ Fuente: CEPLAN.

con un plan de acción publicado junto a ellas, el que se suele actualizar más rápidamente que la estrategia misma. El foco de los planes de acción (o programas) es de corto plazo, pues buscan definir qué se hará en los próximos 1-5 años.

Se observa una gama amplísima de acciones en los planes y programas de hidrógeno publicados internacionalmente. Algunos planes establecen programas de subsidios de miles de millones de dólares. Otros definen acciones tan específicas como pueden ser cambios en ciertos artículos de la regulación local. **La efectividad y eficiencia de un plan o programa depende absolutamente de las necesidades detectadas en el contexto local**, así como de los objetivos definidos en la estrategia o política correspondiente.

Como se puede inferir de las experiencias internacionales descritas brevemente, no existe una receta universal para la definición de políticas, estrategias y planes/programas de fomento al hidrógeno limpio. Cada jurisdicción presenta una combinación única de contexto (desafíos y oportunidades), capacidades (recursos) y ambiciones (visión y objetivos). No obstante, existen ciertas lecciones generales que pueden ser extraídas de la experiencia internacional, tanto en mercados desarrollados, como emergentes (incluso en Latinoamérica). En general, todo plan de fomento debiese:

- Ser **elaborado participativamente**, incluyendo visiones de la industria privada, los actores públicos y la sociedad. El ejercicio de descubrimiento de desafíos y oportunidades que habilita este diálogo es invaluable para el diseño de buenos programas. Además, se ayuda a resolver las fallas de coordinación y asimetrías de información por el solo hecho de realizar estos procesos participativos.
- Tener una **fuerte base técnica**, incluyendo la participación de expertos y expertas en una variedad de temas (no solo tecnológicos). Es crítico que se escuche a múltiples personas con experiencia y conocimiento técnico, dado que esta es una industria en formación y existen visiones en competencia respecto a su desarrollo, incluso dentro del mundo académico y tecnológico.
- Considerar realísimamente el **contexto internacional**, para lo que se pueden incluir la participación de actores globales en su elaboración. Un entendimiento del desarrollo tecnológico, de las cadenas de suministro, y del crecimiento de la demanda es clave.
- Generar **expectativas razonables**, mediante un nivel de ambición realizable (objetivos) y tomando en cuenta contexto nacional. Generación de expectativas desmedidas arriesga dañar la credibilidad de la industria a largo plazo. Asimismo, objetivos de muy poca ambición no serán suficientes para movilizar los recursos necesarios para aprovechar las oportunidades.

5. Recomendaciones de foco para el Perú

Si bien en la sección anterior se argumenta en favor de un proceso coherente (iniciando desde una estrategia y luego bajando a un plan de acción) y amplio (diseño de acciones que ataquen diversos problemas de manera simultánea) de elaboración de planes de fomento al hidrógeno limpio, en esta sección se presentan algunas acciones específicas observadas internacionalmente que podrían servir de inspiración para el diseño de planes en el Perú. El foco de estas acciones recomendadas es el incentivo a la inversión y desarrollo de proyectos de hidrógeno limpio (se excluyen de esta sección, por ejemplo, acciones con foco socioambiental). Las acciones descritas son aquellas de la Figura anterior que se inicialmente estiman como potencialmente más implementables y efectivas en este contexto nacional. No se excluye que otras acciones puedan también ser atractivas y factibles.

En la parte final de esta sección se resumen las 11 iniciativas descritas, junto con una evaluación cualitativa de su costo, impacto, tiempo de implementación y priorización recomendada.

Rol base del Estado

- **Estrategia Nacional:** Una estrategia de hidrógeno, o al menos la inclusión del hidrógeno dentro de políticas de Estado, aportaría a la coordinación de actores mediante la definición de prioridades. Las estrategias nacionales, a pesar de incluso no necesariamente comprometer recursos, aportan a la atracción de inversionistas y proveedores internacionales. Además, el ejercicio mismo de elaborarlas promueve el diálogo entre actores que ayuda a descubrir problemas y oportunidades a ser explotados.
Ejemplos: Ver [Green Hydrogen Strategy: A Guide to Design](#), de la Agencia Internacional de Energía Renovable.
- **Generación y entrega de información pública:** La disponibilización de informes, investigaciones, bases de datos, procedimientos y planes de manera pública facilita el desarrollo de proyectos y la identificación de oportunidades a lo largo de la cadena de valor. Frecuentemente, la mera publicación de data e información ya disponible aporta a reducir asimetrías de información y fallas de coordinación. La producción de bases de datos públicas aporta aún más al avance de la industria, ya que facilita la emergencia de nuevos actores y fortalece la competencia. Por ejemplo, exploradores web de infraestructura, mapas de recursos naturales, protocolización de procedimientos gubernamentales, guías de buenas prácticas, casos de estudio en proyectos exitosos, entre otros.

Ejemplos: Ver el [Explorador de Hidrógeno Verde](#), del Ministerio de Energía de Chile, o los recursos del [Hydrogen Program](#), del Departamento de Energía de los EEUU.

- **Gestión de colaboración internacional:** En países con presupuestos públicos acotados relativo a sus necesidades, como las economías de Latinoamérica, la colaboración internacional puede canalizar recursos y eficientar procesos con tal de lograr más con menos. Para atraer y ejecutar la colaboración internacional es relevante que existan oficinas gubernamentales que sean capaces de identificar y atraer el apoyo de bancos multilaterales y cooperación bilateral. Estos fondos suelen dedicarse a la asistencia técnica (por ejemplo, estudios y asesorías expertas), aunque pueden también desembocar en subsidios (por ejemplo, a la investigación y desarrollo).

Ejemplos: Asistencias técnicas no reembolsables de apoyo al hidrógeno financiadas por el Banco Interamericano de Desarrollo en países de Latam, como [Paraguay](#), [Colombia](#) o [Uruguay](#). Fomento de [proyectos de hidrógeno en países emergentes por GIZ](#), la agencia de cooperación internacional de Alemania.

De-risking a la inversión

- **Asistencias técnicas:** El Estado puede directamente financiar o co-financiar la ejecución de estudios, asesorías y levantamientos técnicos para facilitar el desarrollo de proyectos de inversión y compartir parte del riesgo con actores privados. Estas asistencias apoyan la ejecución de actividades y usualmente contemplan costos significativamente menores que los de programas de subsidio, por lo que son de mayor simpleza para su diseño y ejecución. El Estado puede asegurarse de recibir retornos por su financiamiento mediante la exigencia de publicar los estudios o resúmenes de estos, con tal de producir conocimiento público. Alternativamente, se podría exigir una opción de *first refusal* para la inversión en los proyectos estudiados, u otros requerimientos que condicionen la entrega del apoyo.

Ejemplos: El gobierno de Western Australia co-financió con 10 millones de dólares una serie de estudios de factibilidad de hidrógeno, los que luego fueron comprometidos [a publicar resúmenes de “knowledge sharing”](#), mediante los que se compartieron aprendizajes clave al resto de la industria.

- **Aceleración y garantías de permisos:** Si bien el procesamiento de solicitudes de permisos (ambientales, sectoriales, locales) es una obligación mínima del Estado, estos procesos suelen ser demorados y complicados para tecnologías nuevas, en especial, para proyectos de infraestructura como los de hidrógeno.

Compromisos del aparato público sobre procesar estas solicitudes en determinado tiempo (sin necesariamente comprometer un resultado favorable), así como la alta claridad de los requisitos y pasos, aporta a reducir el riesgo de desarrollo de proyectos y atrae la inversión privada.

Ejemplos: El Poder Ejecutivo del Gobierno Federal de Alemania recientemente envió un borrador de [Ley de Aceleración del Hidrógeno](#) al Congreso para priorizar los procesos de aprobación de permisos para su infraestructura, incluyendo temas de planificación de uso de suelo, acceso a agua, acceso a infraestructura pública y permisos de seguridad.

Bienes públicos

- **Terrenos públicos:** Los terrenos fiscales pueden presentar significativo potencial de recursos renovables (solar, eólico) y recursos complementarios con el hidrógeno bajo en carbono (cavernas de sal, pozos petrolíferos o gaseros abandonados), así como cercanía a lugares estratégicos (puertos, bahías, rieles, carreteras, entre otros). Disponibilizarlos para el desarrollo de proyectos de hidrógeno limpio mediante asociaciones público-privadas o licitaciones ayuda a reducir los primeros riesgos en cualquier proyecto de infraestructura (terreno y ubicación). Además, permite al Estado recibir rentas de corto y/o largo plazo por activos de su propiedad que pueden no estar siendo utilizados (y que podrían tener poco potencial de rentabilidad fuera de la industria del hidrógeno limpio). Ejemplos: Programa de asociaciones público-privadas de Omán mediante [licitaciones de terreno a través de la empresa pública Hydrom](#), y programa [“Ventana al Futuro”](#) del Ministerio de Bienes Nacionales de Chile.
- **Infraestructura pública:** Un desafío que ha emergido para el desarrollo de proyectos de exportación de hidrógeno limpio a gran escala es la infraestructura habilitante para la producción de insumos y para la logística y *route-to-market* de los energéticos. Ejemplos de estas carencias son instalaciones de agua desalada, particularmente en zonas más desérticas (como países de Medio Oriente, el norte de África, la Península Ibérica y zonas de Latinoamérica), y terminales portuarios, tanto para la importación de equipos y materiales como para la exportación de hidrógeno y sus derivados. El liderazgo estatal para el desarrollo de estas infraestructuras permite que proyectos privados reduzcan sus riesgos (ya que el riesgo y costo de la infraestructura se diluye en diversos actores a través de la iniciativa del Estado), disminuyan sus necesidades de capital (pues en lugar de inversiones propias, contemplarán contratos de servicio con estas instalaciones) y aumenten la confianza de financistas (ya que verán que el Estado está dispuesto a invertir y desarrollar en esta industria). Otras

instalaciones podrían incluir gasoductos, carreteras, líneas de transmisión e instalaciones de almacenamiento.

Ejemplos: Estaciones de recarga vehicular de hidrógeno públicas en [Alemania](#), centro de producción y distribución de hidrógeno mediante redes de gas natural en [Francia](#), financiamiento a clústeres de hidrógeno y amoniaco en [Japón](#), inversiones y servicios del [Puerto de Pecém](#) en Brasil para la industria del hidrógeno verde.

Activación de mercado doméstico

- **Precio al carbono:** La internalización de las externalidades de las emisiones de gases de efecto invernadero permite que las soluciones y energéticos limpios compitan de manera más coherente en el marco de compromisos de mitigación de cambio climático. Ya sea mediante un impuesto, mecanismos de *cap-and-trade*, u otros, esta iniciativa es más amplia que un programa de hidrógeno y requerirá de coordinación a más alto nivel, ya que afectará a diversos sectores económicos. Aún así, es importante remarcar que en ausencia de una iniciativa de este tipo, se dificulta la integración de hidrógeno como reemplazo de combustibles fósiles en aplicaciones domésticas como calor de alta temperatura, transporte pesado, transporte marítimo, producción de acero y otras.
Ejemplos: Un [portal del Banco Mundial](#) monitorea los mecanismos de precio al carbono implementados globalmente (75 a la fecha).
- **Cuotas en segmentos de demanda o distribución:** Uno de los mecanismos más efectivos para activar la demanda doméstica es el establecimiento de cuotas en ciertos sectores, como por ejemplo el transporte, la industria o el sector eléctrico. No obstante, estos mecanismos no necesariamente son costo-eficientes, pues dependen fuertemente del diseño del mecanismo y del contexto del país (por ejemplo, de los costos de suministro potenciales y de la existencia de otras alternativas limpias costo-eficientes). Programas de cuotas permiten activar las cadenas de suministro completas, puesto que la existencia de un potencial consumidor (demanda) activa la aparición de potenciales proveedores (oferta), en la medida que las penalizaciones por no cumplimiento superen el costo de suministrarse por el energético limpio.
Ejemplos: El [Low Carbon Fuel Standard](#) (LCFS) de California establece cuotas de energéticos limpios (electricidad, biocombustibles, hidrógeno, entre otros) en el sector transporte. La Unión Europea define al [hidrógeno renovable](#) como un *Renewable Fuel of Non-Biological Origin (RFNBO)*, los que están sujetos a cuotas en diversos sectores.

Subsidios

- **Exenciones tributarias:** Si bien no corresponde a una transferencia directa de efectivo, las exenciones tributarias mejoran los casos de negocio de los proyectos de hidrógeno limpio al reducir el costo asociado a impuestos y aranceles. De esta forma, el Estado permite aumentar las rentabilidades de proyectos sin gastar de su presupuesto, sino dejando de percibir rentas futuras (las que quizás incluso no se percibirían si la industria no crece en base al mecanismo mismo de incentivo). Existe una amplia gama de programas de exenciones globalmente, tanto upfront, como diferidos, con diversos requisitos y condiciones, y basados en la producción, el consumo, o en la inversión. Lo más crítico del diseño de estos programas es que deben estar alineados con los casos de negocio que estratégicamente se quieran impulsar en el país (por ejemplo, exportación, consumo en cierto sector, actividades midstream).
Ejemplos: El *Inflation Reduction Act (IRA)* promulgado en Estados Unidos el 2022 establece [exenciones tributarias](#) significativas a la inversión (ITC) y a la producción (PTC) de hidrógeno limpio⁶. [Egipto](#) también ha publicado diversas exenciones tributarias y de aranceles para el hidrógeno limpio.
- **Gestión de mecanismos financieros extranjeros:** Asociado a la gestión de la colaboración internacional, una línea de trabajo específica es la atracción de subsidios, deuda concesional y garantías financieras de otros países para proyectos locales. Ya sea con el fin de incentivar el uso de sus tecnologías, para incentivar la exportación de energéticos o para cumplir con mandatos de colaboración internacional, diversos países disponibilizan recursos que pueden ser canalizados para proyectos de hidrógeno limpio. Otros actores que pueden jugar un rol son los bancos multilaterales y los bancos de desarrollo, en particular para países ODA⁷, así como las agencias de créditos a la exportación (ECA⁸) de economías desarrolladas.
Ejemplos: El proyecto Haru Oni, liderado por HIF, ubicado en Chile recibió [8MEUR en subsidio del gobierno de Alemania](#) en apoyo a la innovación tecnológica y para incentivar las exportaciones de combustible limpio a ese país. Incluso países en desarrollo se ponen de acuerdo para entregar recursos en conjunto a proyectos de interés binacional, como Alemania y Australia,

⁶ Una particularidad de estas exenciones tributarias es que son transferibles, por lo que se genera un mercado secundario de créditos que permite que los desarrolladores de proyectos e inversionistas puedan monetizar las reducciones “upfront”.

⁷ Países elegibles para la Asistencia Oficial al Desarrollo (ODA, por sus siglas en inglés).

⁸ Por ejemplo, UK Export Finance, la ECA de Reino Unido, firmó recientemente un [acuerdo de colaboración](#) con el gobierno de Chile.

quienes en conjunto [financiarán licitaciones de exportación-importación](#) de hidrógeno limpio.

Los 11 mecanismos de apoyo a la inversión y desarrollo de proyectos de hidrógeno descritos anteriormente se resumen en la siguiente Tabla. **Esta tabla no es exhaustiva (diversos otros mecanismos pueden idearse y diseñarse), ni tampoco es detallada en cuanto a la manera específica de implementar cada acción.** Debe tomarse como una referencia de políticas públicas que en otros mercados han tenido éxito, dependiendo de su diseño y del contexto en que se aplican.

Descriptor	Costo al Estado	Impacto en Mercado	Tiempo de implementación	Evaluación total
Simbología	●: Bajo ◐: Medio ○: Alto	●: Alto ◐: Medio ○: Bajo	●: <1 año ◐: 1-2 años ○: >2 años	●: Prioridad ◐: Evaluar ○: No priorizar inicialmente
Estrategia Nacional	●	●-◐	●	●
Aceleración y de garantías de permisos	● (Aunque muy intensivo en coordinación)	●	◐-○	●
Infraestructura pública	●-○ (dependiendo de modalidad de inversión: directa o concesiones)	●	○	●
Generación y de entrega de información pública	●	◐-○	●-◐	◐
Asistencias técnicas	●	◐	◐	◐

Descriptor	Costo al Estado	Impacto en Mercado	Tiempo de implementación	Evaluación total
Terrenos públicos	● (potencialmente genera nuevas rentas)	○	○	○
Gestión de mecanismos financieros extranjeros	●	○	○	○
Cuotas en segmentos de demanda o distribución	● (costo suele asumirlo consumidores)	●-○ (dependiendo de nivel de la cuota)	○	○
Precio carbono al	● (costo suele asumirlo consumidores; en caso de impuesto este es recaudatorio para el Estado)	●-○ (dependiendo de nivel del precio)	○	○
Exenciones tributarias	○-○ (usualmente sin costo directo; se traduce en dejar de percibir ingresos futuros ⁹)	●-○	○-○	○

La principal recomendación para la implementación de estas iniciativas es la definición de un grupo de trabajo, idealmente público-privado, que de manera coherente, detallada

⁹ Siendo la lógica que estos ingresos tal vez incluso no se materializarían si es que la exención tributaria no existiese en primer lugar para incentivar las inversiones y generar un mercado e industria.



Embajada Británica
Lima



Asociación Peruana
de Hidrógeno

y estable en el tiempo evalúe las iniciativas como un conjunto y no como acciones aisladas. Este grupo podría ser liderado por un actor privado o uno público, pero se debe mantener el entendimiento de que estas son acciones de política pública y, por tanto, requieren de la venia, apoyo y liderazgo del Estado para su implementación.

6. Conclusiones

Los antecedentes discutidos en el presente Anexo permiten formular una base de carácter orientativo que sirva para continuar una segunda etapa de profundización y posterior implementación, que incluya **una propuesta de modificación a la Ley actual o bien una nueva Ley de Fomento con un enfoque específico hacia los mecanismos de incentivos**, detallando además el alcance de estos instrumentos y su funcionamiento, según los procedimientos establecidos en la normativa del Perú.

Adicionalmente, se requiere consolidar esta etapa de profundización con un **informe favorable del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF)**, el cual respalde las medidas propuestas y permita su despliegue en diferentes proyectos de hidrógeno verde a lo largo del país.