

Prospectiva Energética: Hidrógeno Verde en Baja California

(H₂V | BC)



Editorial

Comisionado y publicado por

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Oficinas registradas en:
Bonn y Eschborn, Alemania

Programa

Alianzas energéticas bilaterales en países emergentes y en desarrollo.

www.energypartnership.mx

Coordinación y supervisión

Javier Arturo Salas Gordillo
javier.salasgordillo@giz.de

Autores

Jorge Luis Hinojosa (HINICIO), Luis Carlos Parra (HINICIO), Juan Esteban Duque (HINICIO), Saúl Villamizar (HINICIO), Juan Sebastián Márquez (HINICIO), Arno van den Bos (HINICIO)

Fecha

Agosto 2023

Versión digital

Diseñado por

LAGUNA, CDMX

Todos los derechos reservados. El uso de este documento y/o sus contenidos está sujeto a la autorización del Secretariado de la Alianza Energética entre México y Alemania (AE).

Los contenidos de este reporte han sido preparados tomando en consideración fuentes oficiales y de información pública. Las aseveraciones y opiniones expresadas no necesariamente reflejan las políticas y posturas oficiales del Secretariado de la AE, del Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima (BMWK) y de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

Este documento no pretende sustituir una investigación detallada o el ejercicio de cualquier estudio profesional. El Secretariado de la AE no garantiza la precisión ni profundidad de la información descrita en este reporte. Asimismo, no se responsabilizan por cualquier daño tangible o intangible causado directa o indirectamente por el uso de la información descrita en este reporte.

Agradecimientos

La Alianza Energética entre México y Alemania agradece la participación y entusiasmo de todas y todos los expertos consultados en la preparación de este estudio.

Joaquín Gutiérrez Ley, Director de la Comisión Estatal de Energía de Baja California

Emmanuel Ibarra, Comisión Estatal de Energía de Baja California

Bill Elrick, California Fuel Cell Partnership

Diane Moss, Renewables 100 Policy Institute

Kelly Ratchinsky, Calstart

Fernando Corral, Plug Power

Juan Carlos Galdámez, Plug Power

Blas Pérez Henríquez, Universidad de Stanford

Daniel Gutiérrez, Clúster Energético de Baja California

Fernando Rodríguez Tovar, Clúster de Energía Sonora

Bertram Peterson, Index Zona Costa BC

Ricardo Moreno, Sempra Infraestructur

Contenido

Lista de Tablas / Figuras	6
Abreviaturas	9
Resumen Ejecutivo	11
1. Introducción	15
2. Bases del hidrógeno verde: Tecnologías, Aplicaciones y Mercados	16
2.1. ¿Qué es el hidrógeno verde?	16
2.2. Conceptos básicos del hidrógeno	16
2.3. Cadena de valor del hidrógeno verde	17
2.4. Exportación de hidrógeno verde	19
3. Caracterización General del Estado de Baja California	21
3.1. Caracterización social, económica, ambiental y de industria e infraestructura de Baja California	21
3.2. Caracterización energética del estado de Baja California	24
3.3. Capacidad instalada de generación eléctrica en Baja California a 2022	24
3.4. Consumo de energía eléctrica en Baja California	25
3.5. Costo de Energéticos en Baja California	25
3.6. Potencial Renovable de Baja California	26
4. Análisis del potencial técnico-económico de producción de H₂ verde en el estado de Baja California	28
4.1. Metodología	28
4.2. Exclusión de zonas por consideraciones ambientales y sociales	28
4.3. Exclusión de zonas por consideraciones topográficas	29
4.3.1. Cálculo de Costo Nivelado de Hidrógeno	30
4.4. Análisis de los resultados	32
4.4.1. Potencial híbrido	36
5. Análisis cualitativo de demanda de hidrógeno verde	37
5.1. Mercado actual de hidrógeno en Baja California	37
5.2. Evaluación de competitividad en costo por sector	38
5.2.1. Estimaciones de la paridad de costos	39
5.2.2. Hidrógeno como materia prima	39
5.2.3. Transporte pesado con hidrógeno	42
5.2.4. Hidrógeno como energético	46
5.3. Estimación de alto nivel del crecimiento de la demanda de H ₂	46
5.4. Matriz de indicadores cualitativos	48
5.5. Drivers y barreras del hidrógeno por sector	49
5.5.1. Drivers – industria	49
5.5.2. Barreras – industria	49
5.5.3. Drivers – transporte	50

5.5.4. Barreras – transporte	50
5.5.5. Drivers – energía eléctrica	50
5.5.6. Barreras – energía eléctrica	50
6. Análisis de uso sustentable de agua	51
6.1. Requerimientos de cantidad y calidad de agua para la producción de hidrógeno	51
6.2. Lineamientos para la priorización de los usos del agua en México	51
6.3. Indicadores clave para la evaluación de disponibilidad de agua	52
6.4. Caracterización de la disponibilidad de agua en Baja California	52
6.5. Análisis de las implicaciones de la caracterización del recurso hídrico en Baja California para el desarrollo de proyectos de hidrógeno	55
6.5.1. Disponibilidad de agua total y potencial máximo de producción de hidrógeno	55
6.5.2. Capacidad adicional de instalación de electrólisis y producción de hidrógeno por la incorporación de desalinización de agua	57
6.5.3. Curvas de mérito de producción de hidrógeno, incorporando el consumo de agua	59
6.5.4. Consumo de agua esperable para el desarrollo de proyectos de hidrógeno en Baja California	60
6.5.5. Calidad del Agua	60
6.5.6. Zonas de Pago de Derechos	61
7. Análisis de consideraciones legales, sociales y ambientales	62
7.1. Marco Regulatorio	62
7.1.1. Sector Energético	62
7.1.2. Menciones del hidrógeno en la legislación	62
7.1.3. Consideraciones regulatorias y normativas para proyectos de hidrógeno	63
7.2. Aspectos sociales	64
7.2.1. Conflictos sociales con proyectos de renovables de gran escala	64
7.2.2. Evaluación de Impacto Social (EvIS)	65
8. Análisis de interacción con otros mercados	66
9. Análisis de barreras, obstáculos y oportunidades. Recomendaciones y conclusiones para el Estado de Baja California	80
9.1. Barreras y obstáculos	80
9.2. Oportunidades	80
9.2.1. Baja California como exportador de equipos asociados al hidrógeno	80
9.2.2. Producción de hidrógeno verde a costos competitivos	81
9.2.3. Descarbonización del transporte	81
9.2.4. Descarbonización de la industria	82
9.3. Recomendaciones	83
9.3.1. Cooperación intersectorial y acción gubernamental	83
9.3.2. Iniciativas y proyectos	83
Anexos	85
Bibliografía	95

Lista de Tablas

Tabla 1. Condiciones de exclusión según el uso del suelo.	v
Tabla 2. Condiciones de exclusión según las características topográficas.	30
Tabla 3. Dimensionamiento óptimo del parque de energía renovable para el menor LCOH según las tecnologías usadas para un punto arbitrario en el estado.	36
Tabla 4. Especificaciones del agua tipo II, de acuerdo con el estándar ASTM 1193.	51
Tabla 5. Clasificación del grado de presión del agua renovable.	52
Tabla 6. Análisis de sensibilidad LCOH para transporte de H ₂ desde Baja California a Los Ángeles mediante hidroductos.	74
Tabla 7. Matriz de indicadores cualitativos	86
Tabla 8. Evolución técnico-económica de las tecnologías de producción de energía renovable y de hidrógeno.	87
Tabla 9. Evolución técnico-económica de las tecnologías de producción de energía renovable y de hidrógeno.	94

Lista de figuras

Figura I. Proyección de los costos nivelados de producción de hidrógeno más competitivos con energía solar y eólica en 2030 (izquierda) y representación del potencial teórico de electrólisis en el estado de según el costo objetivo por fuente renovable (derecha).	11
Figura II. Análisis de sensibilidad de costos por kilómetro recorrido entre tecnología convencional (ICE), las celdas de combustible (FCEV) y los eléctricos a baterías (BEV).	12
Figura III. Mapa de capacidad instalable de electrólisis en Baja California teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y el potencial renovable factible del estado en 2022 a partir de energía solar (izquierda) y eólica (derecha).	13
Figura 1. Esquema de un electrolizador de tipo alcalino para la producción de hidrógeno.	16
Figura 2. Esquema de una celda de combustible de hidrógeno.	16
Figura 3. Datos físicos, técnicos y proporcionales del hidrógeno molecular.	17
Figura 4. Cadena de valor del hidrógeno verde.	18
Figura 5. Transporte del hidrógeno.	20
Figura 6. Distribución de la generación eléctrica en Baja California, por tipo de tecnología y fuente de energía.	24
Figura 7. Histórico y proyecciones de consumo de energía eléctrica en Baja California (con intervalos de confianza del 30%)	25
Figura 8. Usuarios de energía eléctrica en el estado de Baja California.	25
Figura 9. Proyecciones de costos energéticos (En términos de sus propiedades energéticas) de gasolina, diésel, gas natural, electricidad e hidrógeno producido a partir de energía solar y eólica.	26
Figura 10. Potencial eólico en el Estado de Baja California.	27
Figura 11. Potencial solar en el Estado de Baja California.	27

Figura 12. Esquema simplificado del proceso de obtención del potencial técnico-económico a partir de las diferentes capas de datos en el estado de Baja California.	28
Figura 13. Zonas de restricción técnica, ambiental o social.	29
Figura 14. Características topográficas de Baja California evaluadas para determinar las zonas adecuadas según la tecnología.	30
Figura 15. Proyección de los costos nivelados de producción de hidrógeno más competitivos entre las 2 fuentes de energía renovable analizadas; a la izquierda la proyección al 2030 y a la derecha la proyección al 2050.	31
Figura 16. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Baja California al 2030 (superior: Recurso eólico, inferior: recurso solar).	32
Figura 17. Potencial teórico de electrólisis al 2030 en el estado de Baja California	34
Figura 18. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Baja California al 2050 (superior: Recurso eólico, inferior: recurso solar).	35
Figura 19. Diagnóstico actual del mercado de hidrógeno en Baja California.	38
Figura 20. Proyección de paridad de costos entre hidrógeno gris y verde (solar y eólico) como materia prima sector industrial.	40
Figura 21. Análisis de costo de importación y cantidad de amoniaco consumido en México y Baja California.	40
Figura 22. Distribución de cultivos en el estado de Baja California.	42
Figura 23. Paridad de costos del hidrógeno en el transporte pesado.	43
Figura 24. Análisis de sensibilidad de costos por kilómetro recorrido entre tecnología convencional (ICE) y las celdas de combustible (FCEV). Considerando los supuestos por tecnología del Anexo 7 entre los cuales se considera: eficiencia, CAPEX, costos energéticos, tiempo de vida útil.	44
Figura 25. Comparativo de TCO de diferentes tecnologías para camiones de carga en México 2030.	45
Figura 26. Proyección paridad de costos entre hidrógeno objetivo e hidrógeno verde (solar y eólico) para generación energía.	46
Figura 27. Evolución de la demanda de hidrógeno en Chihuahua 2020 – 2050.	47
Figura 28. Estimación de infraestructura de generación renovable para satisfacer la potencial demanda de hidrógeno en Baja California (solar y eólico considerando el P10).	48
Figura 29. Matriz de indicadores cualitativos para Baja California.	49
Figura 30. Capacidad instalable máxima de electrólisis a partir de fuentes solares y eólicas en Baja California, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020 y el potencial renovable factible del estado a 2022.	56
Figura 31. Capacidad de producción de hidrógeno en Baja California a partir de fuentes eólicas y solares, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y el potencial renovable factible del estado, y valores de LCOH promedio correspondientes a cada zona (en USD/kg de H ₂)	57
Figura 32. Capacidad adicional de instalación de electrólisis a partir de fuentes solares y eólicas en Baja California, considerando el suministro de agua desalinizada y el potencial renovable factible del estado a 2022.	58
Figura 33. Capacidad adicional producción de hidrógeno verde a partir de fuentes solares y eólicas en Baja California, considerando el suministro de agua desalinizada y el potencial renovable factible del estado a 2022.	58
Figura 34. Curva de mérito de capacidad de electrólisis instalable y consumo de agua correspondiente con base en los LCOH eólico (arriba) y solar (abajo) a 2030.	59
Figura 35. Marco regulatorio para las tecnologías de hidrógeno como un energético en México.	63
Figura 36. Conflictos reportados por el proyecto “Conversando con Goliath, 2019”.	65
Figura 37. Principales sectores económicos de exportación de Baja California	66

Figura 38. Infraestructura existente para exportación desde el estado de Baja California .	67
Figura 39. Evolución de la demanda de hidrógeno renovable por sector económico.	71
Figura 40. Escenario de construcción de la estación de servicio de hidrógeno de California.	71
Figura 41. LCOH a 2030 para exportación terrestre de hidrógeno verde comprimido en tube trailers.	72
Figura 42. LCOH a 2030 para exportación terrestre de hidrógeno verde líquido en trailers.	73
Figura 43. LCOH a 2030 para exportación terrestre de hidrógeno verde comprimido en hidroductos	73
Figura 44. LCOH al 2030 en región de Los Ángeles (radio 150 km) y evaluación de competitividad de exportación desde Baja California.	75
Figura 45. LCOH a 2030 para exportación marítima de hidrógeno líquido desde Puerto Ensenada (México) – Puerto Tokio (Japón).	78
Figura 46. LCOH a 2030 para exportación marítima de amoníaco desde Puerto Ensenada (México) – Puerto Tokio (Japón).	78
Figura 47. LCOA a 2030 para exportación marítima de amoníaco desde Puerto Ensenada (México) – Puerto Tokio (Japón).	79
Figura 48. Metodología para determinar la paridad de costos.	90
Figura 49. Portadas del MEDIRSE (arriba) y de la Guía de due diligence técnica para proyectos fotovoltaicos (abajo).	92
Figura 50. Cadena de valor para la producción, transporte y uso final del hidrógeno en el transporte.	93
Figura 51. Costo del hidrógeno en punto de suministro para vehículos (HRS).	93

Abreviaturas

ASTM	Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales (<i>American Society for Testing and Materials</i>)
ALK	(Celda de combustible o electrolizador) Alcalino (<i>Alkaline</i>)
BC	Estado de Baja California
BTU	Unidad Térmica Británica (<i>British Thermal Unit</i>)
CAPEX	Gastos de capital (<i>Capital Expenditures</i>)
CO₂	Dióxido de Carbono
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua (de México)
EZ	Electrólisis (<i>Electrolysis</i>)
FC	Celda de Combustible (<i>Fuel Cell</i>)
FCEV	Vehículo eléctrico a celda de combustible (<i>Fuel Cell Electric Vehicle</i>)
FLH	Horas a carga plena (<i>Full Load Hours</i>)
GN	Gas Natural
H₂	Hidrógeno
H₂V	Hidrógeno verde
HRS	Estación de recarga de hidrógeno (<i>Hydrogen Refuelling Station</i>)
kg	Kilogramo
KPI	Indicador clave de desempeño (<i>Key Performance Indicator</i>)
Kton	Kilotonelada
kWh	Kilowatt-hora
LCOE	Costo Nivelado de Electricidad (<i>Levelized Cost of Energy</i>)
LCOH	Costo Nivelado de Hidrógeno (<i>Levelized Cost of Hydrogen</i>)
LH₂	Hidrógeno Líquido (<i>Liquid Hydrogen</i>)
LOHC	Portador Orgánico Líquido de Hidrógeno (<i>Liquid Organic Hydrogen Carrier</i>)
MCH	Metilciclohexano
MJ	Mega-jules
MM	Millones
MW	Mega watts
NH₃	Amoníaco
Nm³	Newton metro cúbico
O₂	Oxígeno
OPEX	Costos operacionales (<i>Operational Expenditures</i>)
PAMRNT	Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista
PCI	Poder Calorífico Inferior
PEM	(Celda de combustible o electrolizador) de Membrana de Intercambio de Protones (<i>Proton Exchange Membrane</i>)
PIB	Producto Interno Bruto
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
PV	Energía solar fotovoltaica (<i>Photovoltaic</i>)
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SINA	Sistema Nacional de Información del Agua

SMR	Reformado de Metano a vapor (producción de H ₂ , <i>Steam Methane Reforming</i>)
SOEC	Electrolizador de Óxido Sólido
USD	Dólares Americanos
SOEC	Electrolizador de Óxido Sólido
USD	Dólares estadounidenses

Resumen Ejecutivo

Hidrógeno verde en el contexto económico y energético de Baja California

El hidrógeno verde es considerado un vector para la descarbonización del transporte, la energía y la industria, en particular en aquellas consideradas difíciles de electrificar como la producción de cemento o acero, y como un insumo químico para procesos industriales como la refinación de crudo o la producción de amoníaco. El hidrógeno verde es producido mediante la separación de la molécula del agua (H_2O) en sus elementos constituyentes: hidrógeno y oxígeno, empleando una corriente eléctrica de fuentes renovables a través de un electrolizador.

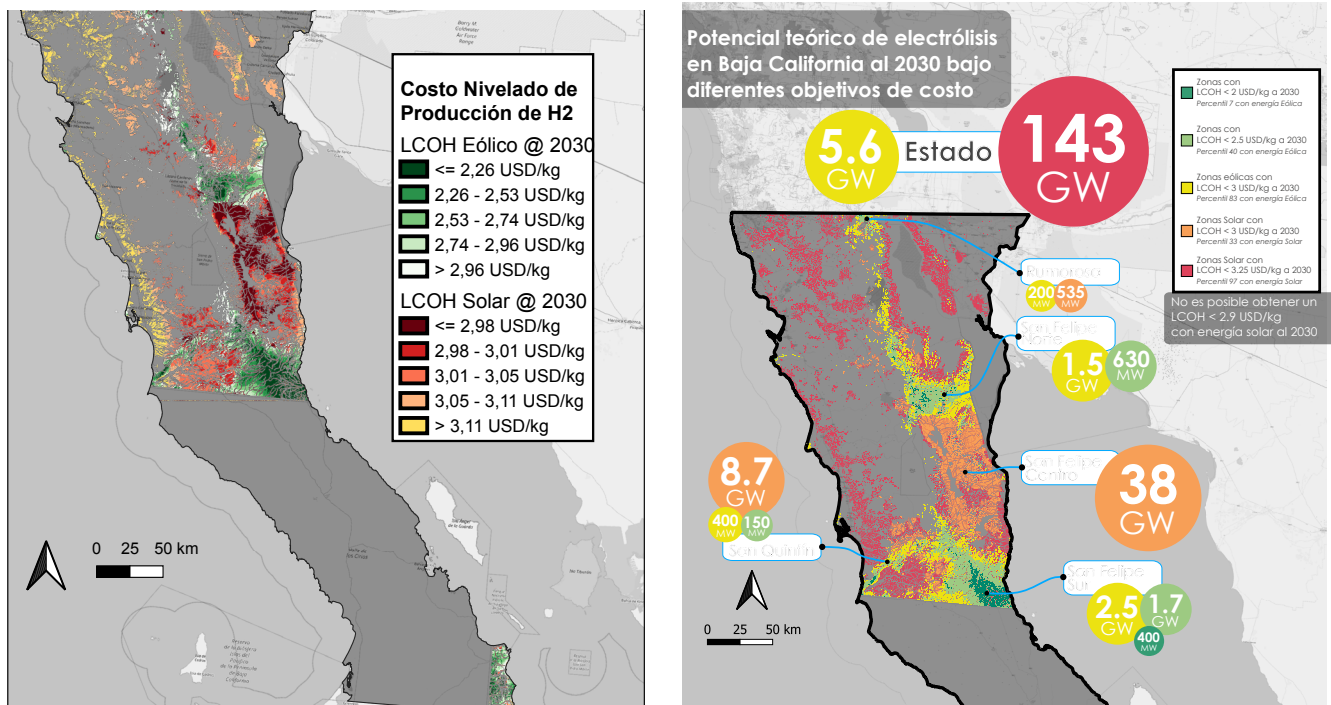
La actividad industrial de Baja California se concentra en los municipios de Tijuana y Mexicali. El gas natural es el combustible más utilizado para la producción de energía eléctrica, con 84% de la capacidad instalada en el estado. En cuanto a energía renovable, se encuentra la

central geotérmica Cerro Prieto, que es una de las más grandes del mundo, y tiene una capacidad instalada de 570 MW aportando el 11.5% de la generación en Baja California. La energía eólica y solar representan en conjunto el 3.3% de la generación actualmente.

Potencial técnico-económico de producción de hidrógeno verde

Baja California cuenta con zonas de altos factores de planta eólicos que permitirían alcanzar costos de generación eléctrica competitivos. Con el dimensionamiento adecuado de capacidad renovable y de electrolisis sería posible producir hidrógeno a costos por debajo de 2 USD/kg hacia 2030, sin embargo, el potencial eólico para alcanzar estos costos se encuentra alrededor de San Felipe, en la región centro-este del estado, alejada de los potenciales centros de consumo.

Figura I. Proyección de los costos nivelados de producción de hidrógeno más competitivos con energía solar y eólica en 2030 (izquierda) y representación del potencial teórico de electrolisis en el estado de según el costo objetivo por fuente renovable (derecha).



Hacia 2030, se alcanzarían costos nivelados de hidrógeno de entre 1.74 y 3.54 USD/kgH₂ a partir del recurso eólico, y entre 2.89 y 3.33 USD/kg H₂ a partir del solar. Para este año se podrían instalar cerca de 600 MW de electrolisis que producirían hidrógeno a menos de 2

USD/kg utilizando energía eólica, de los cuales 400 MW se encuentran en la zona de San Felipe. También se podrían instalar cerca de 54 GW de electrolisis a un costo de producción inferior a los 3 USD/kg, a partir de energía solar (68 GW) y eólica (12 GW).

La Rumorosa es un sitio interesante para el despliegue de los primeros proyectos de pequeña y mediana escala de producción de hidrógeno verde en el estado, ya que cuenta con un excelente recurso renovable (tanto eólico como solar) y una infraestructura eléctrica y de gas natural robusta que conecta con las dos principales ciudades del estado, Tijuana y Mexicali, y también con Estados Unidos. En el municipio de San Felipe, donde está el mayor potencial eólico, sólo proyectos de gran escala tendrían viabilidad económica, ya que requerirán alcanzar las escalas necesarias para que el costo de transporte (posiblemente hacia Ensenada o Tijuana), ya sea de la electricidad con líneas de transmisión o del hidrógeno por ducto, tenga un impacto menor sobre el costo total de la producción del hidrógeno en el punto de entrega.

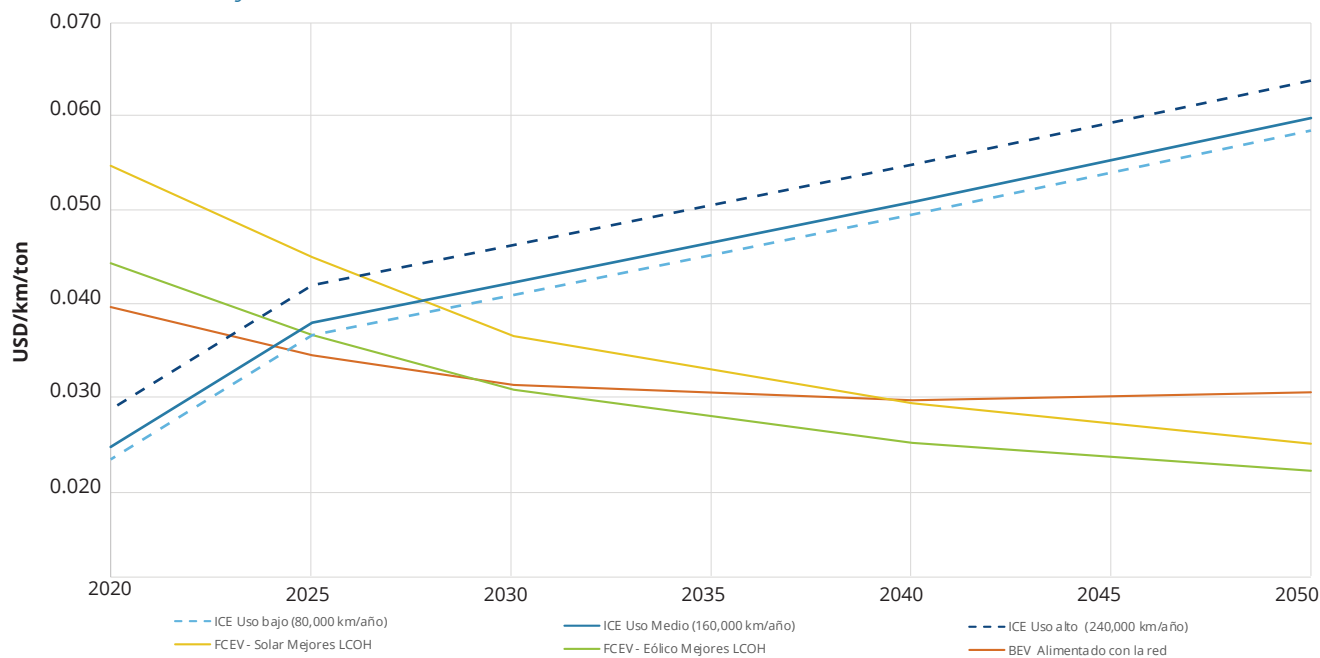
Potencial demanda de hidrógeno en el estado

Actualmente en Baja California se consume hidrógeno para la producción de papel, con una demanda anual es-

timada de 3,100 toneladas. Otros sectores que consumen este elemento en el estado son la industria del acero, el vidrio flotado y la fabricación de semiconductores. Sin embargo, la suma de estas últimas industrias no supera las 200 toneladas anuales.

En cuanto a la demanda futura, el transporte pesado sería el sector con paridad de costo más temprana, considerando el costo total de propiedad (TCO) de un FCEV¹ contra alternativas como los vehículos de combustión que usan diésel. Como se puede ver en la Figura II, el costo de transportar una tonelada de carga por un kilómetro sería igual de costoso con FCEV que con vehículos a combustión y que los eléctricos a batería (BEV) en los próximos años. En Baja California el transporte de carga pesada podría emplear alternativas de cero emisiones como lo son las FCEV y los BEV, empezando los primeros pilotos durante la presente década.

Figura II. Análisis de sensibilidad de costos por kilómetro recorrido entre tecnología convencional (ICE), las celdas de combustible (FCEV) y los eléctricos a baterías (BEV).



Fuente: elaboración propia.

Tomando en cuenta lo anterior, la potencial demanda de hidrógeno verde a 2050 rondaría las 125 mil toneladas anuales, para las cuales haría falta desplegar entre 0.7 GW y 1.8 GW de electrólisis, dependiendo de si es producido a partir de energía eólica o solar.

Si bien el transporte pesado sería de los sectores más demandantes, vale la pena señalar que otras industrias como el papel, el vidrio flotado y la producción de

amoníaco para uso en fertilizantes; constituirían dicha demanda en 2050. Esto generaría un potencial de reducción anual de GEI de 3,830 ktonCO₂ eq para el año 2050.

Uso sustentable del agua

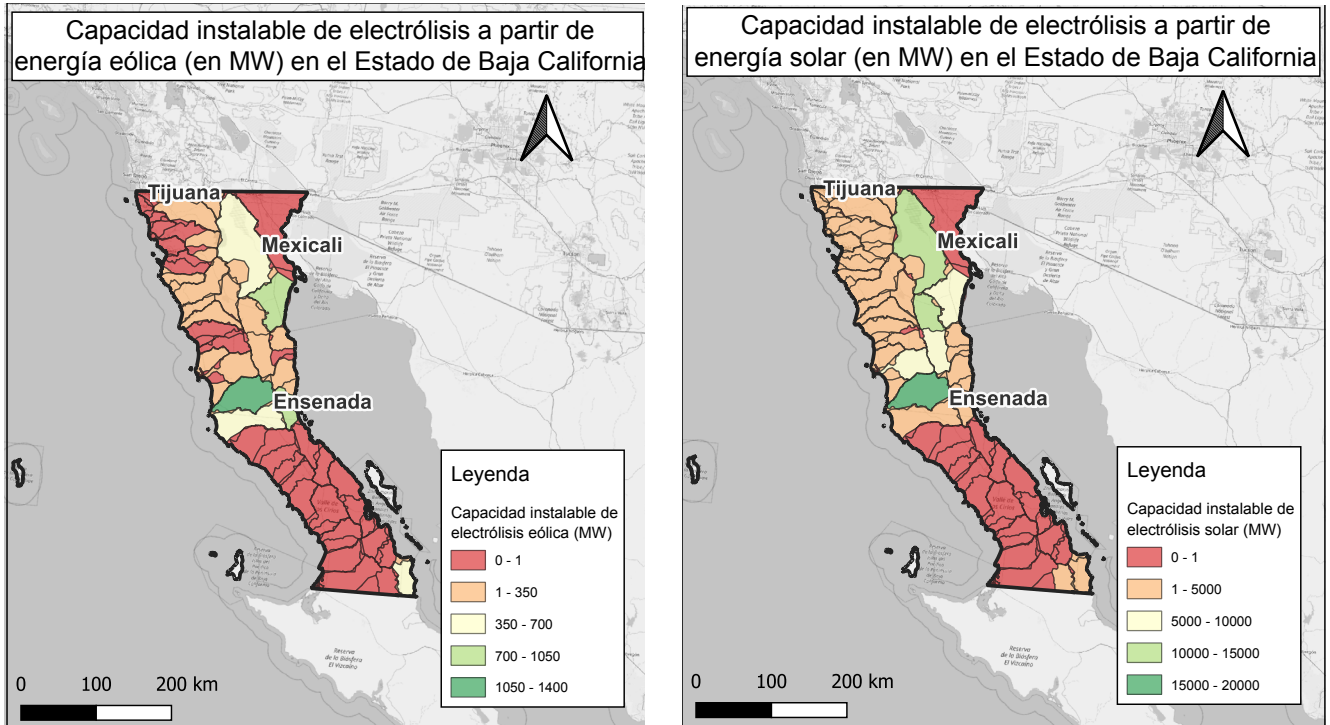
Para lograr abastecer la demanda actual de Baja California de 3,100 toneladas de H₂ con hidrógeno verde se

¹ FCEV: Fuel Cell Electric Vehicle, o vehículo de celda de combustible, impulsado por hidrógeno.

requeriría un volumen de agua equivalente a aproximadamente el 0.002% del consumo total del estado en 2019 (0.06 hm³/año). Considerando un escenario de adopción alto y creciente de H₂V, hacia 2050 se requeriría el equivalente al 0.07% del consumo actual de agua del estado (2.63 hm³/año) para suministrar el total de demanda proyectada de 125 mil toneladas de H₂ por año.

Por ello, no se considera que la producción de hidrógeno verde afectaría significativamente la disponibilidad de agua para otros usos a nivel estatal. **Los costos del tratamiento y transporte de agua son poco significativos dentro del proceso de producción de hidrógeno** (no superan el 2% del costo total, aún si se debe recurrir a la desalinización de agua).

Figura III. Mapa de capacidad instalable de electrólisis en Baja California teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y el potencial renovable factible del estado en 2022 a partir de energía solar (izquierda) y eólica (derecha).



Oportunidades en exportación

Durante el 2021, el estado de Baja California fue el tercero en volumen de exportaciones de México, abarcando el 11% a nivel nacional con un valor estimado de 48 mil millones de dólares, de los cuales 17% son equipos de transporte (8,022 MM USD). Baja California cuenta con 92 parques industriales ubicados principalmente en el municipio de Tijuana, donde se cuenta con una ubicación estratégica debido a su frontera con Estados Unidos y en particular con el estado de California. **Esto podría posicionar al estado como un productor y exportador a Norteamérica de tecnologías asociadas a la producción y aprovechamiento de hidrógeno como electrolizadores, celdas de combustible, FCEV, recarga de hidrógeno para vehículos, entre otras, cuya demanda se espera que incremente principalmente en EEUU a partir de los incentivos del Inflation Reduction Act (IRA).**

California es uno de los posibles mercados en donde Baja California podría incursionar para la exportación de hidrógeno verde. **Sin embargo, el hidrógeno verde producido en la región de San Felipe (Baja California)**

y transportado a, por ejemplo, Los Ángeles será más costoso que aquel producido localmente (3 USD/kg H₂). Sumado a esto, los subsidios establecidos por el IRA complicarían las oportunidades para que el hidrógeno mexicano compita económicamente con aquel producido y subsidiado en EEUU. Desde el estado también se podría exportar hidrógeno o amoníaco verde a Japón, este último a un costo de 916 USD/ton NH₃.

Conclusiones

Entre 2020 y 2050, la demanda del hidrógeno en Baja California podría multiplicarse casi 40 veces, impulsado principalmente por el impulso a la descarbonización del transporte pesado desde California, este sector podría consumir hasta 100 mil toneladas por año. Baja California cuenta con un gran recurso renovable, principalmente en la zona de San Felipe, que se podría aprovechar para la producción de hidrógeno verde logrando costos de hasta 1.74 USD/kg en 2030. Esto lo haría competitivo para su adopción en aplicaciones como el transporte de carga pesada en el corto plazo.

El desarrollo industrial de Baja California le permitiría establecer cadenas de valor para la manufactura y exportación de tecnologías para el uso y aprovechamiento de hidrógeno y de vehículos de celda de combustible y sus componentes, tomando ventaja de su vocación industrial, posición geográfica, volumen de exportaciones actuales y el tratado de libre comercio con EEUU.

El desarrollo de proyectos piloto en transporte pesado y el establecimiento de Hubs para la manufactura de equipos podrían ser las primeras acciones para el despliegue de oportunidades en torno al hidrógeno verde en el estado. Se recomienda estudiar el desarrollo de un corredor de transporte de carga con hidrógeno verde entre Mexicali, Tijuana, y con conexión a San Diego, con posibles ramificaciones hacia Ensenada o Calexico. Los primeros parques de generación de hidrógeno podrían ubicarse en la Rumorosa, donde también podrían alimentar dicho corredor.

Se recomienda analizar la posibilidad de desarrollar hubs binacionales de producción de hidrógeno con Ca-

lifornia, con generación renovable eólica de bajo costo proveniente de Baja California y el proceso de electrólisis al norte de la frontera, a fin de poder beneficiarse de los subsidios disponibles en Estados Unidos como el IRA.

El desarrollo de instrumentos de planeación estatal de hidrógeno y la colaboración coordinada entre sectores serán claves para acelerar la materialización de las oportunidades relacionadas con el hidrógeno verde en Baja California. La colaboración e intercambio de experiencias y mejores prácticas con instituciones en California también podría acelerar el despliegue del hidrógeno en el estado.

Se sugiere el desarrollo de la Estrategia de Hidrógeno Verde de Baja California que integre la visión de los diferentes actores y que lleve la coordinación y el apoyo del Gobierno del Estado, y el desarrollo de Hojas de Ruta por segmento de aplicación (transporte de carga, manufactura, industria, energía, etc.) podrá sentar las bases para el despliegue de iniciativas y las solicitudes de financiamiento a organismos internacionales.

1. Introducción

Actualmente, el mundo vive un proceso de transición energética desde las fuentes tradicionales, en su mayoría dependientes de los combustibles fósiles y con una alta huella de carbono, hacia tecnologías con menor impacto ambiental, bajo principios de sustentabilidad y modelos de economía circular.

En este contexto, el hidrógeno bajo en carbono² ha cobrado relevancia durante los últimos años, y desde ahora se perfila como un vector energético promotor de la descarbonización, especialmente en sectores difíciles de electrificar (como las aplicaciones térmicas de alta temperatura, la aviación y el transporte marítimo y de carga pesada), y en otros en los que es empleado desde hace décadas como materia prima (como la refinación de crudo, la producción de amoníaco, metanol y la reducción directa de hierro en la industria del acero).

El hidrógeno no es una fuente primaria de energía, sino un vector energético. Esto significa que se produce a partir de un energético primario, como podría ser energía solar fotovoltaica o eólica. Cuando la energía utilizada para la producción de hidrógeno es renovable, se le conoce como “hidrógeno verde”. En ese caso, la energía eléctrica de las fuentes renovables se alimenta a un equipo llamado electrolizador, en el que la molécula de agua se descompone en sus dos elementos fundamentales: oxígeno, que se captura o se libera al medio ambiente, e hidrógeno, que se puede almacenar, comprimir, transportar y aprovechar como materia prima o combustible.

Las dos condiciones físicas más importantes para la producción de hidrógeno verde son, en consecuencia, la disponibilidad de agua y un alto potencial de recursos renovables. México, por su posición geográfica y su extensión territorial, es un país favorable para la producción de hidrógeno verde a costos competitivos y dentro de él existen regiones que intuitivamente se pueden suponer con alto potencial para el hidrógeno verde.

En este estudio se analiza el potencial que tiene el estado de Baja California para la producción, aprovechamiento y exportación de hidrógeno verde. Con este fin, se llevaron a cabo 7 tareas principales, correspondientes con los capítulos del presente reporte:

1. Una descripción de los conceptos básicos del hidrógeno verde, su cadena de valor, mercados y aplicaciones, sentando una base de entendimiento para el resto del reporte;
2. Una caracterización social, económica, ambiental, energética y de la industria e infraestructura de Chihuahua, con el fin de trazar la línea base para la adopción del hidrógeno verde;
3. Un análisis del potencial técnico-económico para la producción de hidrógeno verde en el estado, partiendo de la evaluación de su potencial y viabilidad para la instalación de proyectos de energía renovable;
4. Un análisis cualitativo de la demanda de hidrógeno verde en Chihuahua, con el objetivo de identificar el potencial de adopción dentro del estado;
5. Una caracterización de la calidad y disponibilidad del agua en el estado, con el fin de evaluar qué implicaciones tiene esto para la realización de proyectos de producción de hidrógeno verde;
6. Un análisis de consideraciones legales, sociales y ambientales relevantes al desarrollo de proyectos de hidrógeno verde; y
7. Un estudio de interacción con otros mercados internacionales, con el propósito de identificar oportunidades de exportación desde Baja California.

Con base en estos análisis, se realizó una evaluación de barreras, obstáculos y oportunidades para la adopción del hidrógeno verde en Baja California, para culminar con una serie de recomendaciones finales y conclusiones, que se incluyen en el capítulo 8

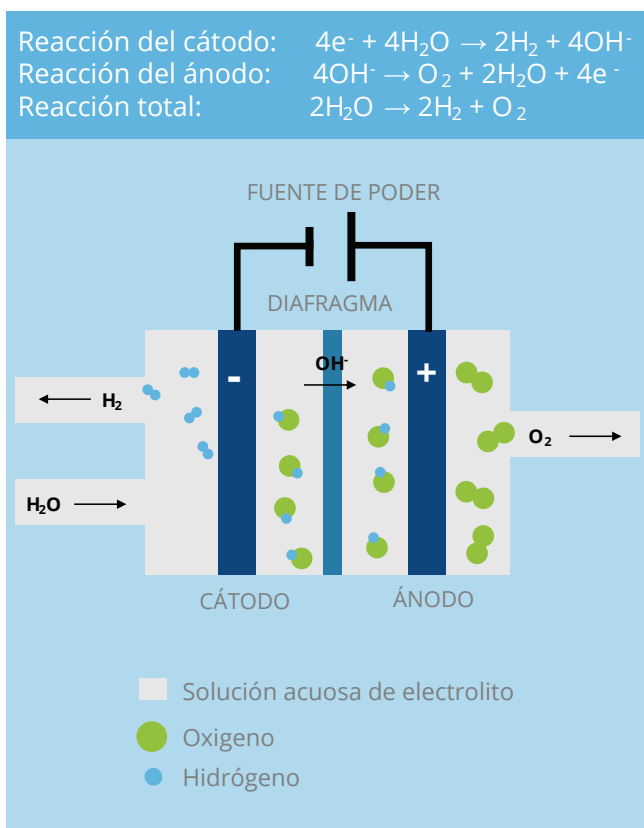
² En general, el hidrógeno bajo en carbono hace referencia a aquel cuyos procesos de producción resultan en emisiones significativamente menores a las del hidrógeno producido por métodos convencionales, que son principalmente el reformado con vapor de gas natural y la gasificación de carbón. Este término incluye al hidrógeno producido a partir de energía no renovable baja en carbono (como la nuclear), combustibles fósiles con la incorporación de sistemas de captura de carbono, el reformado de biogás y a la electrólisis alimentada con energía renovable, este último conocido como hidrógeno verde. El presente reporte se enfocará en el H₂ verde, pues es el que se ha identificado con un alto potencial de descarbonización y de despliegue a partir de los abundantes recursos renovables de México.

2. Bases del hidrógeno verde: Tecnologías, Aplicaciones y Mercados

2.1. ¿Qué es el hidrógeno verde?

El hidrógeno verde es un combustible o molécula para procesos químicos de bajas emisiones producido a partir de agua y energía renovable por medio de un proceso llamado electrólisis que se lleva a cabo en un electrolizador, como se muestra en la Figura 1. Durante la electrólisis, la molécula de agua se rompe para la producción de hidrógeno y oxígeno en estado gaseoso a partir del suministro de una corriente directa de energía eléctrica. Si esta energía eléctrica proviene de fuentes renovables, se le conoce como hidrógeno renovable o hidrógeno verde. Este combustible puede ser usado para impulsar vehículos terrestres, barcos, aviones, almacenar energía eléctrica y térmica, así como alimentar procesos industriales; ayudando a descarbonizar una variedad de aplicaciones industriales y contribuir a la transición energética.

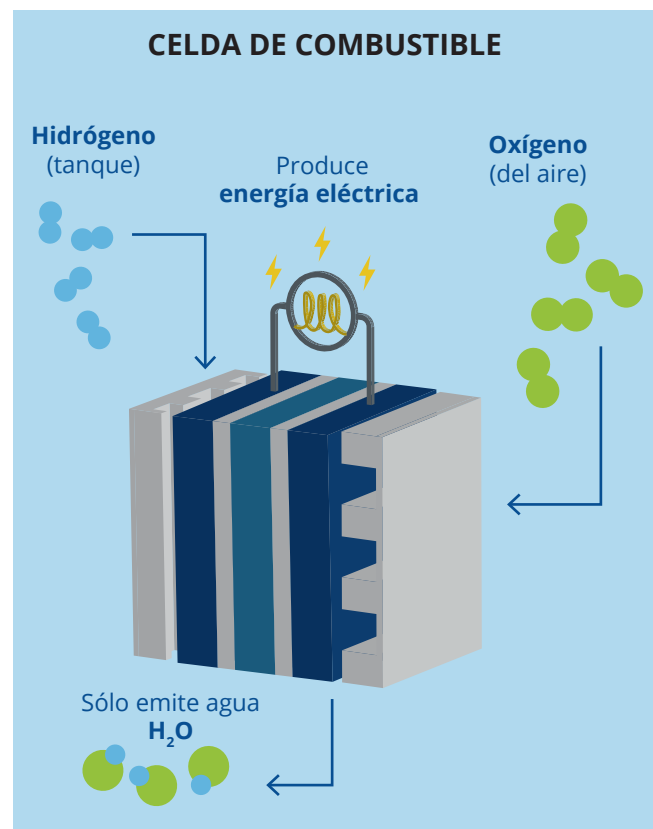
Figura 1. Esquema de un electrolizador de tipo alcalino para la producción de hidrógeno.



Fuente: elaboración propia.

A la inversa, la producción de energía eléctrica se da en celdas de combustible, las cuales usan hidrógeno almacenado y toman oxígeno del aire, y los mezclan para formar agua, generando así una corriente eléctrica que puede ser suministrada como energía para la red eléctrica o para la alimentación de motores eléctricos en vehículos, posibilitando un funcionamiento libre de emisiones, como se ve en la Figura 2.

Figura 2. Esquema de una celda de combustible de hidrógeno.



Fuente: Adaptado de (FCHEA, 2022)

2.2. Conceptos básicos del hidrógeno

El hidrógeno se posiciona en la actualidad como un elemento químico que ayudará a la descarbonización de la economía. El hidrógeno como elemento se encuentra por lo general en forma de molécula diatómica (H₂), en fase gaseosa o acoplado a otras moléculas como en el agua o en compuestos orgánicos C_xH_y.

El hidrógeno como molécula (H_2) cuenta con una versatilidad única: esto permite que la energía se pueda transportar, almacenar y luego ser reconvertida en calor

o electricidad, por lo cual se considera al hidrógeno como un vector energético.

Figura 3. Datos físicos, técnicos y proporcionales del hidrógeno molecular.



Fuente: Elaboración propia

La densidad energética por unidad de masa del hidrógeno en comparación con combustibles convencionales³ es tres veces superior, lo que lo hace un elemento con alto potencial de ser usado para su aprovechamiento como fuente de energía al ser desprendida al reaccio

nar. Sin embargo, la densidad energética por unidad de volumen es de tan sólo el 25% de aquella que contienen los combustibles fósiles líquidos⁴, lo que implica ocupar un mayor espacio de almacenamiento. La Figura 3 presenta los datos físicos y técnicos proporcionales del hidrógeno molecular.

2.3. Cadena de valor del hidrógeno verde

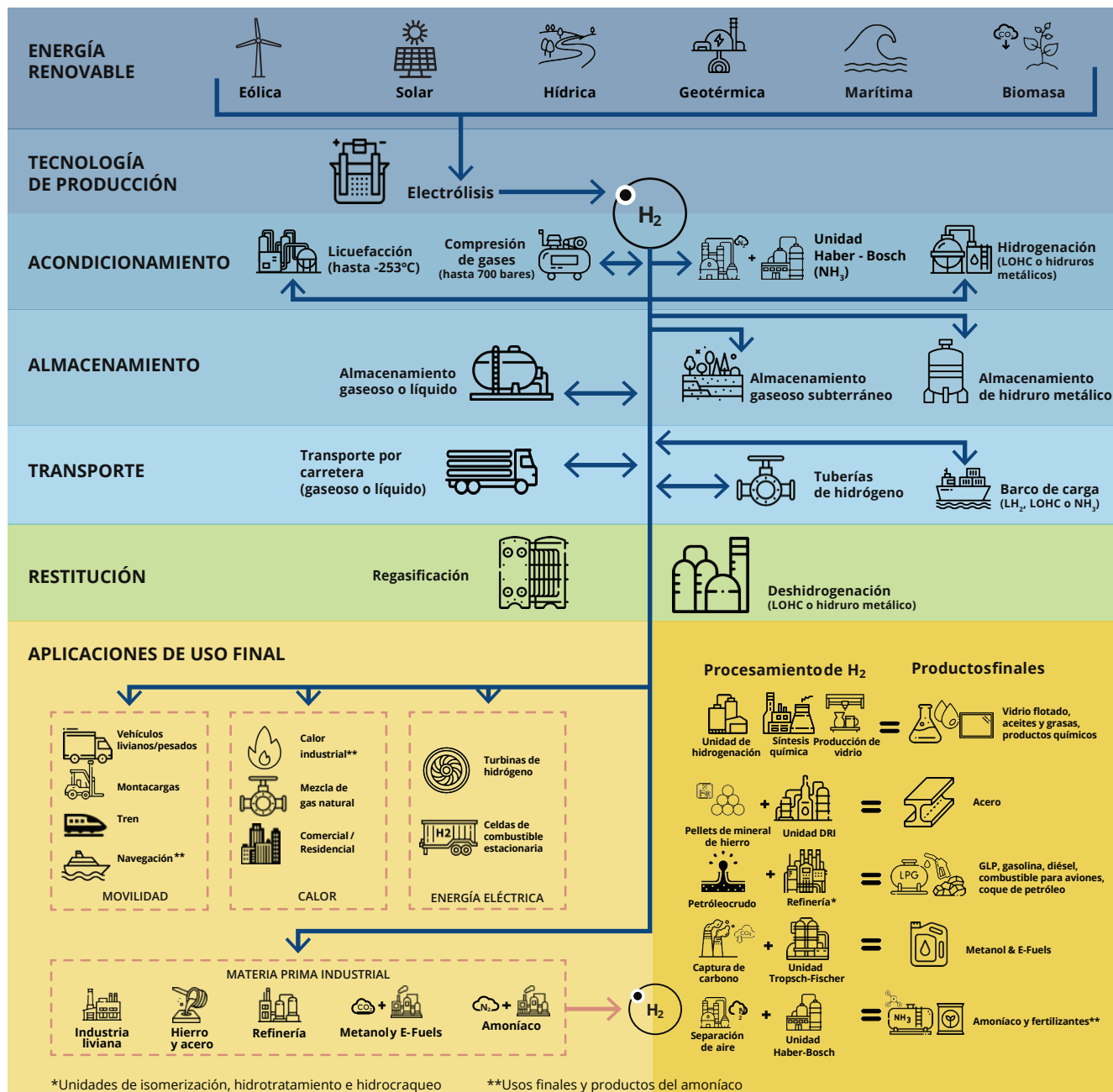
El hidrógeno verde es aquel generado por electrólisis del agua usando fuentes renovables de electricidad, a dife-

rencia de otras formas convencionales, como el reformado de metano a vapor, que genera emisiones de CO_2 . La cadena de valor del hidrógeno verde, por lo tanto, empieza con la generación de electricidad renovable y acaba con su uso como energético o químico, e incluye todas las etapas para entregar el hidrógeno de forma eficiente a esta aplicación final. Estas etapas pueden involucrar procesos tanto físicos como químicos (Figura 4). La reducción de los costos de adquisición de equipos (CAPEX) y la reducción de los costos operacionales (OPEX) son los mayores desafíos que enfrenta en la actualidad la nascente economía del hidrógeno. Sin embargo, se proyecta que, gracias a avances tecnológicos, políticas energéticas y compromisos gubernamentales, los proyectos de hidrógeno sean cada vez más competitivos en el futuro, recorriendo el mismo camino que hicieron las tecnologías eólica y solar en las últimas décadas.

³ Gasolina, propano, gas natural y queroseno tienen densidades alrededor de 42-50 MJ/kg vs 120 MJ/kg para el hidrógeno molecular.

⁴ Gasolina.

Figura 4. Cadena de valor del hidrógeno verde.



Fuente: Elaboración propia

A continuación, se describe cada una de las etapas de la cadena de valor del hidrógeno:

1

Generación de energía renovable: Es la primera etapa de la cadena de valor en donde se produce la electricidad que luego será utilizada para la generación de H₂. Se clasificará como hidrógeno verde si la energía eléctrica proviene de fuentes renovables como la solar, eólica, mareomotriz, geotérmica o biomasa. En algunos casos, el suministro eléctrico puede estar complementado con energía de la red, en porcentajes que dependen de la intensidad de emisiones de la matriz eléctrica y de la certificación o estándar de hidrógeno verde, renovable, o de bajas emisiones que se pretenda cumplir⁵.

⁵ Aún no existe un estándar global de qué exactamente es el hidrógeno verde, sin embargo, el esquema de garantías de origen europeo CertifHy, exige una reducción de emisiones de al menos 60% en comparación con la producción a partir de reformado de gas natural. Esto dependerá del mercado en el cual se pretenda vender el hidrógeno y/o los incentivos a los cuales se desee acceder, de haberlos.

2

Producción de hidrógeno: En la etapa de producción se lleva a cabo la generación de hidrógeno verde mediante el proceso de electrólisis que consiste en disociar la molécula del agua en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) usando electricidad renovable en equipos llamados electrolizadores. Dentro de las principales tecnologías de electrólisis están los electrolizadores alcalinos (ALK), los electrolizadores con membrana de intercambio de protones (PEM) y los electrolizadores de óxido sólido (SOEC).

3

Acondicionamiento de hidrógeno: Para el almacenamiento del hidrógeno y su posterior transporte y distribución, el hidrógeno debe ser acondicionado tanto en presión y temperatura. Dentro de las principales tecnologías se encuentran:

Compresión: Tecnología con mayor uso para el acondicionamiento de H_2 gaseoso, las condiciones de compresión típicas van desde los 200 bar a los 800 bar con compresores típicos como los de desplazamiento positivo y los compresores dinámicos.

Licuefacción: Proceso de cambio de fase gaseosa a líquida a través de múltiples ciclos de refrigeración para lograr temperaturas de $-253^\circ C$.

Transformación química en portadores: Generación de nuevos compuestos químicos a base de otros mediante el uso de catalizadores. Esto puede ser en amoníaco o existen los compuestos llamados portadores líquidos orgánicos de hidrógeno (LOHCs, por sus siglas en inglés), como por ejemplo metilciclohexano (MCH) a partir de tolueno, un químico de uso común y fácil manejo.

4

Almacenamiento de hidrógeno: Una vez que el hidrógeno ha sido acondicionado, este puede ser almacenado en fase gaseosa o líquida. Para la fase gaseosa el hidrógeno es comúnmente almacenado en tanques de acero o compuestos, en hidroductos, o en ubicaciones geológicas como cavernas de sal o yacimientos de gas agotados. Para almacenamiento en estado líquido se usan tanques criogénicos o tanques a temperatura ambiente para los LOHCs. Su almacenamiento en estado sólido es poco común al ser una tecnología en desarrollo, pero se da en hidruros metálicos.

5

Transporte y distribución de hidrógeno: Existen diferentes tecnologías para el transporte de hidrógeno entre las que se encuentran los ductos dedicados (hidroductos), camiones con remolque, barcos. La selección de la tecnología dependerá del volumen y distancia entre producción y consumo. Los remolques tubulares son la opción más viable para volúmenes bajos y distancias medias (<200 km), los hidroductos serán interesantes para el transporte de grandes cantidades y distancias cortas (<50 km) mientras que los barcos se usarán para grandes volúmenes y largas distancias (>500 km).

6

Restitución de hidrógeno: En ocasiones el hidrógeno o portador que se transportó o almacenó se consumirá en una fase diferente por lo que se deberán aplicar tecnologías para acondicionarlo como lo es la regasificación, deshidrogenación de LOHCs, de desorción del hidrógeno de los metales sólidos o el crackeo del amoníaco.

7

Aplicaciones y usos finales del hidrógeno: El hidrógeno cuenta con múltiples usos finales en los que puede ser implementado. En la actualidad, el hidrógeno se emplea como materia prima industrial (como en la refinación, la producción de amoníaco, metanol, peróxido de hidrógeno, acero, fundiciones de cobre, semiconductores, etc.), mientras que un mercado a futuro se estará usando en campos como la movilidad terrestre, aérea y marítima, sistemas de almacenamiento y generación eléctrica, producción de combustibles sintéticos y generación de calor industrial y residencial.

2.4. Exportación de hidrógeno verde

Hoy en día, el hidrógeno molecular se suele generar (a partir de gas natural) cerca de donde se utiliza, sin embargo, con el desarrollo de la industria del hidrógeno verde, el comercio de hidrógeno se puede llevar a cabo de forma intercontinental. Se espera que se desarrolle un mercado de exportación de hidrógeno verde desde regiones con alto potencial renovable y una relativamente baja demanda local en el corto plazo (Latinoamérica) hacia regiones con un perfil importador de hidrógeno (Unión Europea, Corea del Sur y Japón), que tienen metas ambiciosas de descarbonización, pero no cuentan con los recursos renovables y extensión territorial para producir suficiente hidrógeno verde.

El transporte de hidrógeno para largas distancias y grandes cantidades se realiza a través de barcos de carga. Con el fin de transportar una mayor cantidad de energía almacenada en el hidrógeno, este debe de ser licuado (LH_2) o almacenado químicamente en un portador como por ejemplo amoníaco (NH_3) o portadores líquidos orgánicos (LOHC). La Figura 5 presenta la cadena de valor para el transporte marítimo del hidrógeno.

La selección de modo de transporte marítimo de hidrógeno varía con relación a la distancia, disponibilidad de tierra y uso final, por lo que no existe una solución universal. Por ejemplo, algunos proyectos de exportación de hidrógeno a nivel comercial que se han anunciado serán en forma de amoníaco. Sin embargo, anuncios similares y pilotos se han realizado con LH_2 y LOHC.

Figura 5. Transporte del hidrógeno.



Fuente: Elaboración propia

A continuación, se describen las características, ventajas y desventajas de los principales portadores de hidrógeno para el transporte marítimo:

- Hidrógeno líquido (LH₂):** El transporte de LH₂ posee uno de los mayores costos asociados a la síntesis del portador, almacenamiento, carga/descarga y transporte. Los altos costos están principalmente asociados a requerimientos energéticos para lograr temperaturas de licuefacción y nivel tecnológico para contenedores criogénicos de gran capacidad de almacenamiento. Sin embargo, una de sus principales ventajas es que el LH₂ no requiere de etapas de craqueo térmico o dehidrogenación, reduciendo los costos en puertos de destino. El transporte de H₂ en forma líquida será óptimo cuando el lugar de destino lo requiere en esa fase o demande un hidrógeno de alta pureza.
- Amoníaco (NH₃):** El NH₃ presenta por lo general bajos costos a lo largo de su cadena de valor incluyendo el proceso de síntesis. Una de sus principales ventajas radica en el potencial uso de infraestructura existente como lo son los barcos, tanques y terminales. Sin embargo, la principal desventaja está en los altos costos asociados a la restitución del hidrógeno a través de la etapa de craqueo y la baja pureza del hidrógeno que se obtiene. Se proyecta que el transporte de H₂ a través de amoníaco sea más factible si éste se usa directamente en destino como amoníaco para energía, transporte marítimo o materia prima.
- Portadores líquidos orgánicos de hidrógeno (LOHC):** Los LOHCs han mostrado, por lo general, los costos más altos de regasificación junto con una madurez comercial en etapa de desarrollo. Sin embargo, su almacenamiento a temperatura ambiente y presión atmosférica permite reducir los costos a lo largo de la cadena de valor ya que se puede aprovechar la infraestructura existente de terminales portuarias que en la actualidad comercializan petróleo, diésel o productos químicos.

3. Caracterización General del Estado de Baja California

3.1. Caracterización social, económica, ambiental y de industria e infraestructura de Baja California

Población ^[1]

Número de habitantes: 3.8 millones
 Densidad poblacional: 53 habitantes/km²
 Ciudades principales: Mexicali (capital) y Tijuana (más poblada)
 Población de la Zona Metropolitana de Mexicali (ZMM): 1.0 millón (28% de Baja California)
 Total de municipios: 7
 Índice de Desarrollo Humano (IDH) 2019: 0.809
 (Crecimiento del 6% desde 2012)

PIB ^[2]

PIB (nominal): \$49,399 MM USD
 Ranking a nivel nacional: 7
 Aporte al PIB nacional: 3.80%
 Crecimiento estimado: 8.6%

Balance Comercial ^{[3] [4]}

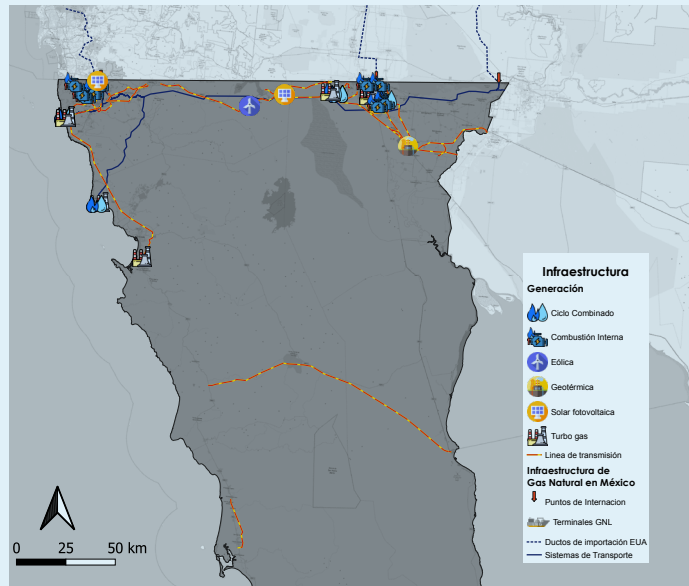
Exportaciones: \$48,001 MM USD
 Principales destinos: Estados Unidos (93%), Canadá (1.5%) y Colombia (0.8%)
 Productos que más vende: equipos de computación, comunicación, medición y otros (37%), equipos de transporte (17%) y productos metálicos (6%).
 Importaciones: \$46,190 MM USD
 Principales proveedores: Estados Unidos (40%), China (31%) y Corea del Sur (5%)
 Productos que más compra: partes de maquinaria (6%), circuitos electrónicos integrados (5%) y partes y accesorios de vehículos automotores (5%)

Inversión Extranjera ^[4]

IED de 1999 a 2022: \$31,861 MM USD
 Principales inversionistas: Estados Unidos (69%), Japón (8%) y Corea del Sur (6%)

El principal socio comercial e inversionista de Baja California son los Estados Unidos

Infraestructura ^{[5] [6]}



Proyectos de Energía Renovable

Fuente	Nombre	Capacidad (MW)
Geotérmica	1) Cerro Prieto ⁷	570
	2) Energía Sierra Juárez ⁸	155*
Eólica	3) La Rumorosa I ⁹	10
	Total	165
	Solar	4) Energía Solar Cachanilla ¹⁰
5) Rumorosa ¹¹		54
Total		124.8

Capacidad instalada de acuerdo con el PAMRNT (CENACE, 2022)

Eólica: 40 MW Solar: 46 MW

* Si bien el proyecto está ubicado en Baja California, está interconectado al sistema eléctrico de California en Estados Unidos

Políticas y Programas ante el Cambio Climático y la Transición Energética^[12]

Ante el Cambio Climático

- Ley de Prevención, Mitigación y Adaptación del Cambio Climático para el Estado de Baja California (2015)
- Programa Estatal de Acción ante el Cambio Climático de Baja California (2015)
- Plan Estatal de Desarrollo 2022-2027 (2022)
- Programa de Gestión para mejorar la calidad del aire del Estado de Baja California 2018-2027 (2018)
- Consejo Estatal de Cambio Climático (2012)

De Transición Energética

- Programa Estatal de Acción ante el Cambio Climático de Baja California (2015)
- Plan Estatal de Desarrollo 2022-2027 (2022)

Estas herramientas de planeación tienen como lineamiento impulsar iniciativas para **reducir las emisiones de GEI y contaminantes locales, principalmente en los sectores energético e industrial**, y promover el desarrollo sustentable. Así mismo, buscan incentivar la implementación de **tecnologías de energías limpias** para disminuir la dependencia de los combustibles fósiles e implementar **sistemas de transporte sostenibles**. Por lo tanto, los proyectos de hidrógeno verde podrían convertirse en un asunto estratégico para el Estado.

Clima y Relieve^[13]

Clima: El 69% del estado presenta clima muy seco, el 24% tiene clima seco y el 7% restante registra un clima templado subhúmedo y semifrío, localizado en las sierras de Juárez y San Pedro Mártir.

Temperatura: La temperatura media anual es alrededor de 19°C. La máxima promedio es de 30°C y la mínima promedio es de 5°C.

Relieve: La superficie estatal forma parte de las provincias de Península de Baja California y Llanura Sonorense.

Industrias principales^[13]

Parques industriales: A 2020, Baja California registra 60 parques industriales, 23 microparques y 8 parques industriales en construcción.

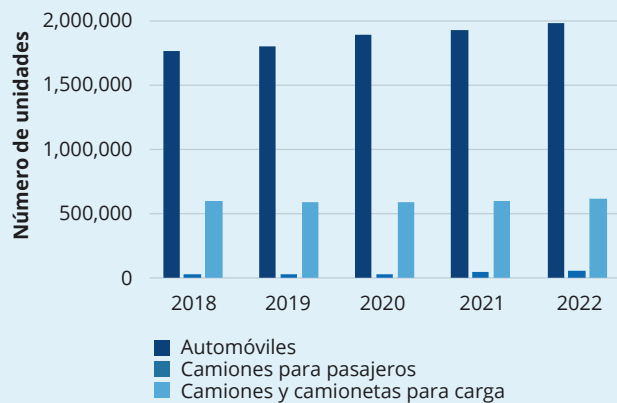
De dichos parques industriales se destacan El Florido (46 empresas, ubicado en Tijuana) y Las Californias y PIMSA I (24 y 17 empresas, respectivamente, ubicados en Mexicali).

Las industrias más relevantes son la fabricación de equipos de computación, comunicación, medición, transporte y otros, así como de productos metálicos, que en conjunto alrededor del 60% de todas las exportaciones estatales de Baja California.

También es de gran importancia el **Clúster Energético** de Baja California, que opera bajo un modelo de triple hélice (incluye representantes de la industria, la academia y el gobierno).

Transporte terrestre^[14]

Información del parque automotor por categoría vehicular en Baja California



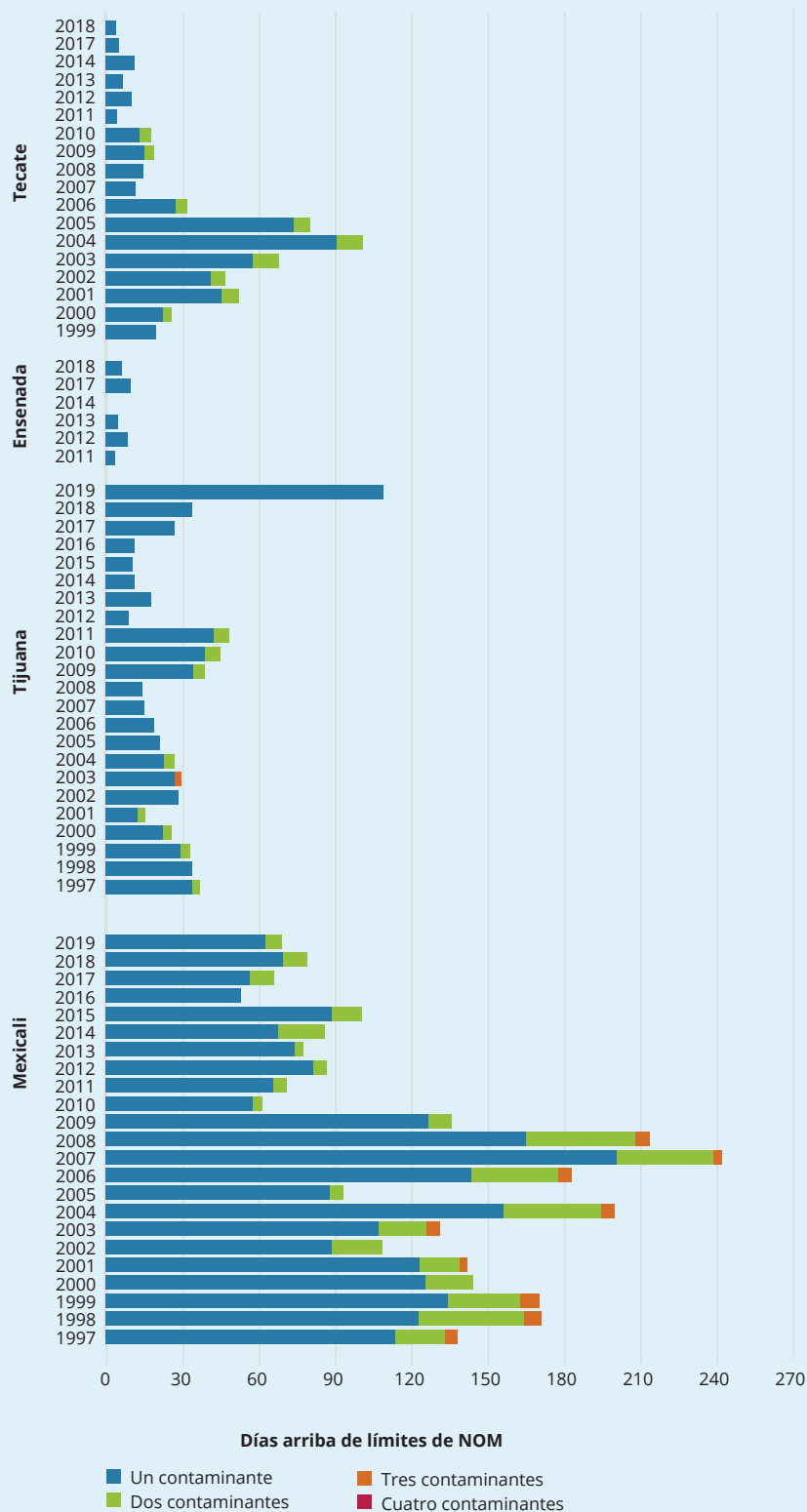
Con una tasa de crecimiento promedio anual del 3% en los últimos 4 años, se proyecta que para 2050, cerca de 4.5 millones de automóviles recorran las carreteras del estado de Baja California. En cuanto a camiones para pasajeros, se estiman alrededor de 221 mil unidades, mientras que, para camiones y camionetas para carga, las estimaciones realizadas a partir de los datos históricos prevén alrededor de 2.3 millones de vehículos.

Consecuentemente, para 2050 se estima una demanda de 102,000 millones de litros de combustible para satisfacer la demanda energética de estos tres segmentos vehiculares (esto considerando un escenario BaU, o Business As Usual, donde el crecimiento de la flota de Baja California ocurra con vehículos a combustión).

Considerando dicho escenario BaU, las emisiones de GEI podrían ascender a 272 Mton CO₂eq/año, que equivalen al 51 % de emisiones que produjo todo México en 2018. Por lo tanto, es claro que existe un gran potencial de descarbonización del sector transporte, en el que el hidrógeno puede jugar un papel clave.

Calidad del Aire^[15]^[16]

El estado de Baja California cuenta con una red de monitoreo de calidad del aire con 18 estaciones ubicadas en Mexicali, Tijuana, Ensenada, Playas de Rosarito y Tecate. La gráfica presentada a continuación, extraída del Informe Nacional de Calidad del Aire de 2019 presenta el número de días por año en que se rebasó cualquier norma vigente de calidad del aire entre los años 1997 y 2019.



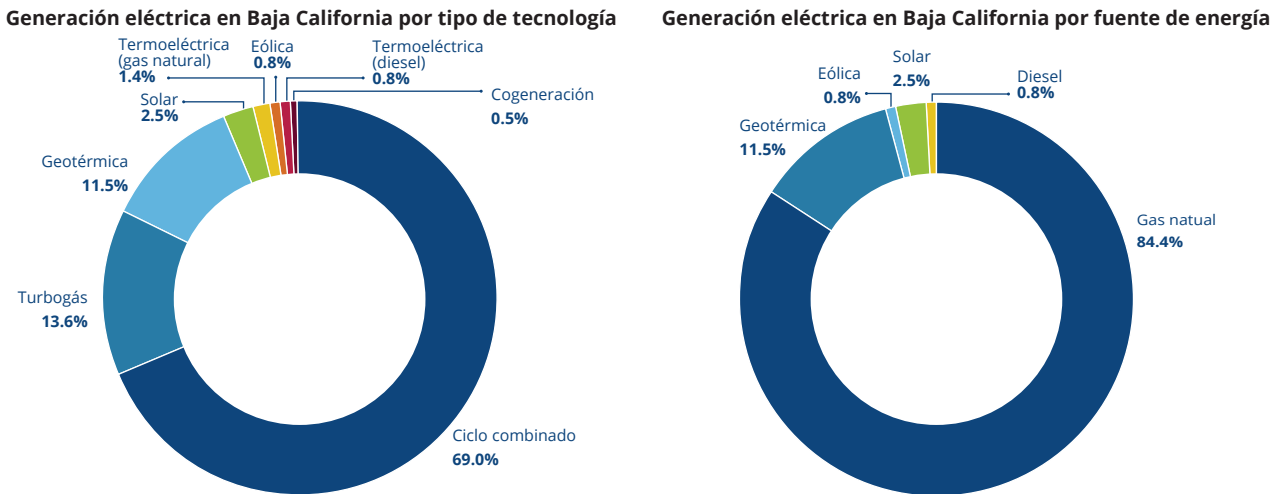
Así, se observa que en general los municipios que presentan mayores problemas de calidad del aire son Mexicali, Tijuana y Tecate, aunque los incumplimientos de las normas de calidad del aire han tendido a disminuir en los últimos años, con excepción del caso de Tijuana (donde han aumentado). El contaminante que presenta la mayor cantidad de incumplimientos es el PM_{10} , seguido del $PM_{2.5}$ y, en menor medida, monóxido de carbono y ozono troposférico. Vale la pena tener en cuenta que estos dos contaminantes provienen tanto de fuentes fijas, como las industrias, como de fuentes móviles, como el parque automotor. Por esta razón, el potencial del hidrógeno para descarbonizar y descontaminar estos sectores podría tener una contribución altamente positiva en mejorar la calidad del aire del estado.

3.2. Caracterización energética del estado de Baja California

A continuación, se presenta información detallada respecto a la generación eléctrica en Baja California (excluyendo la generación distribuida⁶), las tendencias en su consumo eléctrico, su potencial renovable eólico y solar, y el costo actual y proyectado a futuro de diferentes energéticos en el estado.

3.3. Capacidad instalada de generación eléctrica en Baja California a 2022

Figura 6. Distribución de la generación eléctrica en Baja California, por tipo de tecnología y fuente de energía.



Fuente: elaboración propia a partir de (Observatorio de Transición Energética de México, 2022).

Tipo de planta	Capacidad instalada (MW)	% de participación	Tipo de combustible	Capacidad instalada (MW)	% de participación
Ciclo Combinado	3,429	69.0%	Gas Natural	4,198	84.4%
Turbogás	675	13.6%			
Termoelectrica (gas natural)	71	1.4%			
Geotérmica	570	11.5%	Geotérmica	570	11.5%
Solar	126	2.5%	Solar	126	2.5%
Eólica	40	0.8%	Eólica	40	0.8%
Termoelectrica (diésel)	39	0.8%	Diésel	39	0.8%
Total	4,973	100%	Total	4,973	100%

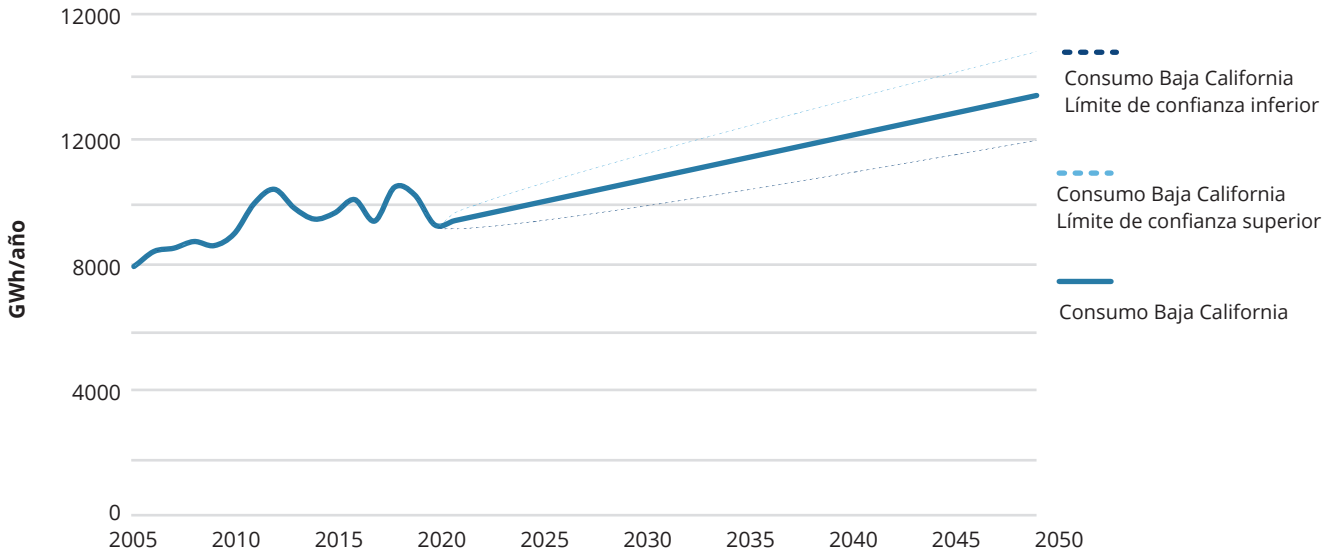
Respecto a la generación eléctrica en el estado de Baja California, una primera observación relevante es que la mayoría de la energía proviene de gas natural, principalmente de plantas de ciclo combinado y, en menor medida, turbogás y termoelectricas, que en conjunto suman el 84.4% de la participación en la matriz energética. Sin embargo, por el lado de la generación renovable, se destaca la central geotérmica Cerro Prieto, que es

una de las más grandes del mundo, con una capacidad instalada de 570 MW, que equivalen al 11.5% de la generación energética en todo el estado. Así mismo, ha habido esfuerzos importantes por desarrollar plantas de generación eólica y solar, que en conjunto suman un 3.3% de participación actualmente. La fracción mínima restante, inferior al 1%, corresponde a pequeñas plantas termoelectricas alimentadas por diésel.

⁶ La generación distribuida en México corresponde a los proyectos de pequeña escala (menores a 500kW de potencia instalada) que generalmente se instalan en casas o techos de industrias y, por lo tanto, no son relevantes para los fines de este estudio.

3.4. Consumo de energía eléctrica en Baja California

Figura 7. Histórico y proyecciones de consumo de energía eléctrica en Baja California (con intervalos de confianza del 30%)

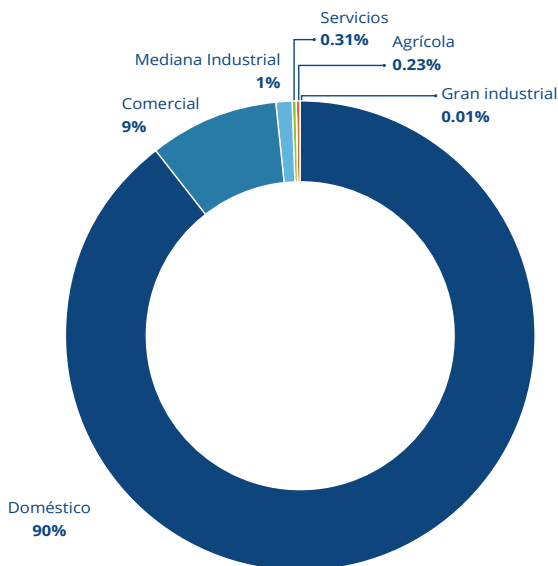


Fuente: elaboración propia a partir de (Gobierno de México, 2016), (Gobierno de México, 2022).

El consumo de energía eléctrica en el estado de Baja California ha venido creciendo sostenidamente desde 2010 a una tasa anual promedio de 2.8%, aproximadamente (Gobierno de México, 2022). En términos de consumo de energía eléctrica, Baja California ocupa el décimo puesto a nivel nacional.

El uso de la energía eléctrica en Baja California tiene una fuerte dependencia por el tipo de usuario residencial (doméstico), con una participación del 90% del total de energía que se consume en este estado. En la siguiente figura se puede observar la distribución de usuarios de energía eléctrica en el estado de Baja California (USAID, 2012).

Figura 8. Usuarios de energía eléctrica en el estado de Baja California.



Fuente: (CFE, 2019)

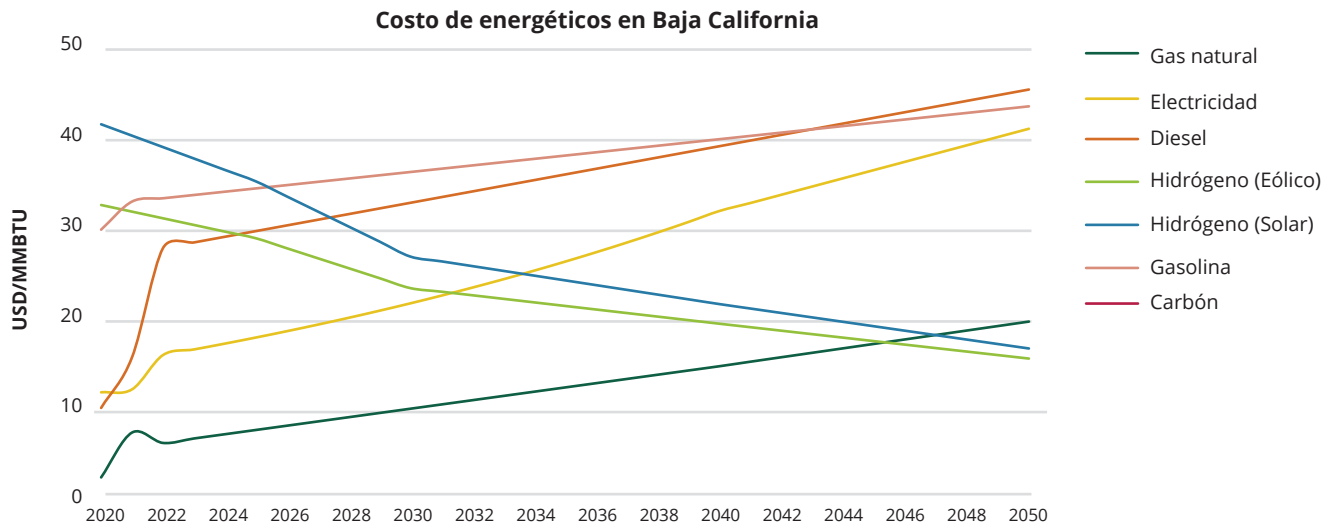
De acuerdo con el SIE, el sector industrial fue el principal consumidor de energía en Baja California en 2017, con una participación del 34.1%. Le siguen el sector residencial con el 22.2%, el sector comercial con el 19.8%, el sector agropecuario con el 10.5%, el sector transporte con el 10.5% y el sector público con el 3.9% (SIE, 2023).

3.5. Costo de Energéticos en Baja California

Se recopilaron y desarrollaron proyecciones de los costos hacia 2050 de la gasolina, el diésel, el gas natural, la energía eléctrica y el hidrógeno verde producido a partir de energía solar y energía eólica en el estado de Baja California, las cuales se muestran en la Figura 9. Los valores presentados son resultado de una extrapolación lineal con base en datos históricos. Además, se muestran en unidades energéticas (USD/MM BTU) con el fin de realizar una comparación más equitativa entre ellos.

Los valores presentados entre el 2020 y 2022 corresponden a históricos en dicho período de tiempo, mientras que para 2023 a 2050 se realizan proyecciones. Por su parte, el cálculo del costo energético del hidrógeno, tanto solar como eólico, se realiza con base en los supuestos detallados en el Anexo 4, considerando los costos nivelados del hidrógeno (LCOH) promedio para cada recurso energético a lo largo del horizonte de tiempo analizado. Vale la pena recordar que el cálculo del LCOH tiene tres componentes principales: el costo nivelado de la electricidad (LCOE), los costos operativos para la producción de hidrógeno (OPEX) y costos de inversión (CAPEX).

Figura 9. Proyecciones de costos energéticos (En términos de sus propiedades energéticas) de gasolina, diésel, gas natural, electricidad e hidrógeno producido a partir de energía solar y eólica.



Se han empleado los costos promedio de solar y eólica en Baja California, sin embargo, existe una dispersión de costos entre estas tecnologías que serán analizados en las siguientes secciones.

Fuente: elaboración propia a partir de (GasolinaMX, 2022), (Index Mundi, 2022), (CRE, 2022) & (CRE, 2022).

En términos energéticos, el costo del hidrógeno producido con energía solar y eólica alcanzaría la paridad de costos con la gasolina, el diésel y la electricidad antes del 2035. Por otro lado, el gas natural sería una fuente energética más económica que el hidrógeno verde en Baja California hasta aproximadamente el 2044-2047, dependiendo de la fuente renovable con la que se produzca y sin considerar impuestos al carbono.

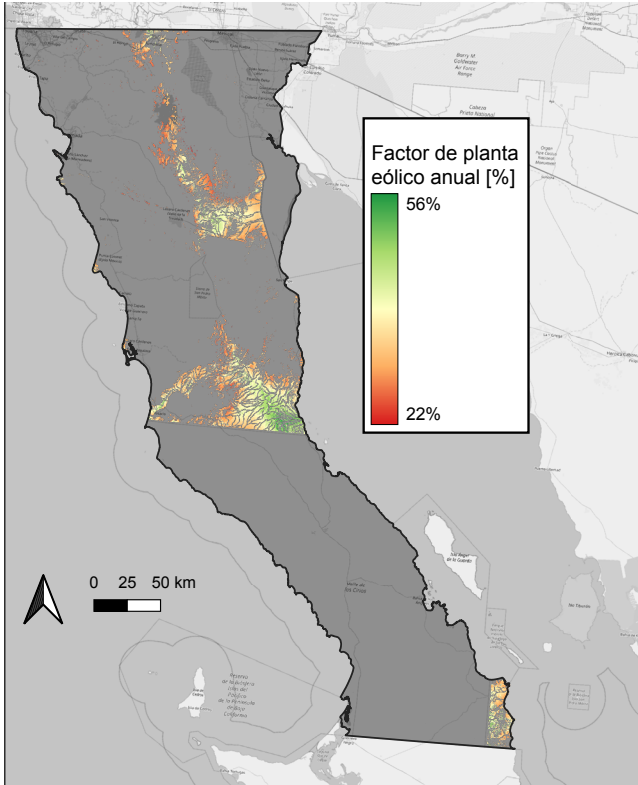
No obstante, el contexto energético mundial del 2022 puso en evidencia que los costos del gas natural y el carbón son susceptibles a alzas estrepitosas. Por ejemplo, el

carbón a nivel internacional aumento su costo un 28 % entre 2020 y 2022.

3.6. Potencial Renovable de Baja California

Finalmente, en la Figura 10 y la Figura 11 se presenta el potencial renovable eólico y solar en el estado de Baja California, determinados a partir de información del Global Wind Atlas (Global Wind Atlas, 2022) y el Global Solar Atlas (Global Solar Atlas, 2022), respectivamente.

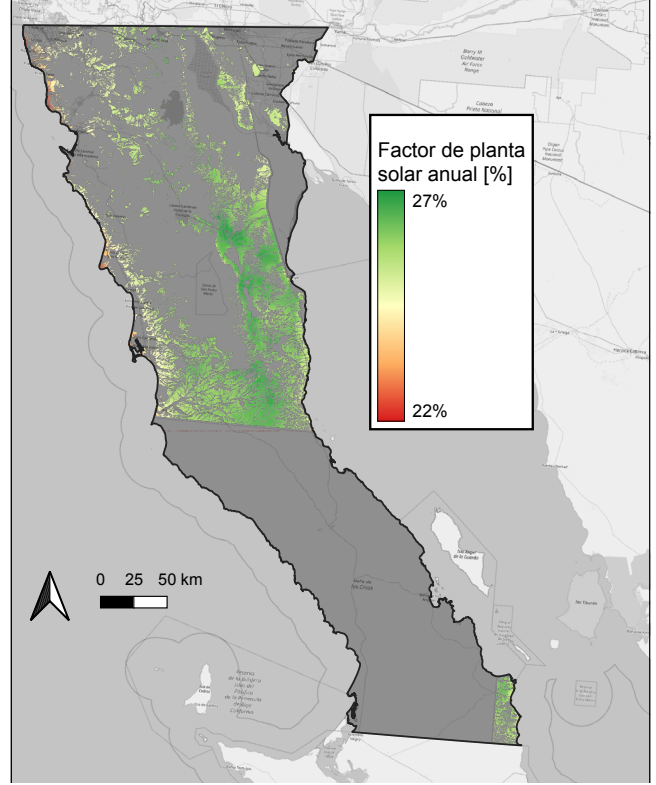
Figura 10. Potencial eólico en el Estado de Baja California.



Fuente: elaboración propia a partir de (Global Wind Atlas, 2022).

Con respecto al potencial eólico, se resalta que está presente en el centro, centro-norte y sureste del estado, donde se alcanzan factores de planta que van desde 21.6% hasta 55.6%. El potencial en las demás regiones del estado es nulo, de acuerdo con las exclusiones de terreno que se presentan con más detalle en el capítulo 4, asociadas a la disponibilidad del uso de suelo, Áreas Naturales Protegidas o falta de viabilidad viable financiera.

Figura 11. Potencial solar en el Estado de Baja California.



Fuente: elaboración propia a partir de (Global Solar Atlas, 2022).

Por su parte, respecto al potencial solar en el estado, se resalta cómo este es más abundante en términos geográficos, con una buena disponibilidad desde el centro hacia el norte del estado y otra pequeña región en el extremo sureste. Se alcanzan factores de planta mínimos de 21.9% y máximos de 26.7%. Al igual que en el mapa desarrollado para energía eólica, el mapa solamente muestra el potencial en donde es factible instalar proyectos de energía solar en Baja California.

4. Análisis del potencial técnico-económico de producción de H₂ verde en el estado de Baja California

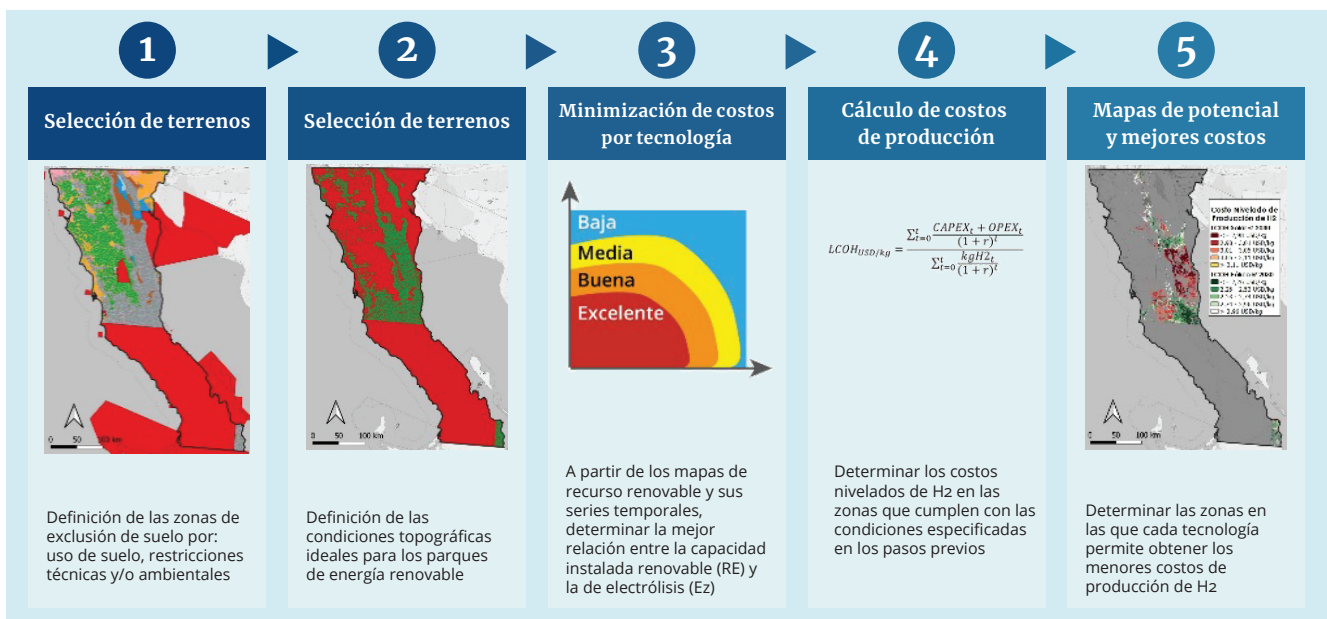
En esta sección se presenta el análisis técnico-económico del potencial teórico de producción de hidrógeno verde en el estado de Baja California basado en la disponibilidad del recurso renovable y criterios de exclusión sociales y ambientales dependiendo de la tecnología de generación. Para este caso, se consideró la generación de energía renovable a partir de paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas, contemplando su despliegue a gran escala para la estimación de costos nivelados.

4.1. Metodología

El análisis se llevó a cabo en 5 etapas:

8. Exclusión de zonas dentro del estado por restricciones técnicas, ambientales y ocupación del suelo. Las zonas de exclusión se basaron en literatura científica de estudios similares y estudios previos realizados en el contexto mexicano.
9. Exclusión de zonas que no cumplan con las condiciones topográficas según la tecnología renovable a instalar.
10. Combinación de las capas previas de exclusión con los mapas de recurso renovable y aplicación de modelos técnico-económicos con el fin de determinar la mejor configuración de energía renovable y electrólisis
11. Determinar los costos de generación de hidrógeno para todo el territorio elegible dentro del estado.
12. Seleccionar los costos de producción de hidrógeno más competitivos según su fuente de energía y realizar el mapa de potencial de generación de hidrógeno.

Figura 12. Esquema simplificado del proceso de obtención del potencial técnico-económico a partir de las diferentes capas de datos en el estado de Baja California.



4.2. Exclusión de zonas por consideraciones ambientales y sociales

A partir de los datos disponibles en el INEGI sobre la topografía de la región se construyó una capa de exclusión siguiendo las siguientes consideraciones de distancia según la tecnología de generación:

Tabla 1. Condiciones de exclusión según el uso del suelo.

Característica	Distancia mínima a respetar [m] (Eólico/PV)	Fuente
Aeropuertos	5,000 / 200	(Samsatli, Staffell, & Samsatli, 2016) / Considerado dentro de localidad
Carreteras	200 / 200	(Samsatli, Staffell, & Samsatli, 2016)
Corrientes de agua	300 / 200	(Samsatli, Staffell, & Samsatli, 2016) / (Pillot, Al-Kurdi, Gervet, & Linguet, 2020)
Cuerpos de agua	300 / 200	(Samsatli, Staffell, & Samsatli, 2016) / (Pillot, Al-Kurdi, Gervet, & Linguet, 2020)
Localidades	1,000 / 200	(Ryberg, Robinius, & Stolten, 2018) / (Pillot, Al-Kurdi, Gervet, & Linguet, 2020)
Sitios Arqueológicos	1,000	(Hinicio, 2021)
Terrenos sujetos a inundación o zonas arenosas	300 / 300	(Pillot, Al-Kurdi, Gervet, & Linguet, 2020)
Vía férrea	200	(Samsatli, Staffell, & Samsatli, 2016)
Áreas Naturales Protegidas	1,000	(Hinicio, 2021)
Áreas Protección Voluntaria	1,000	Considerado como Área natural protegida

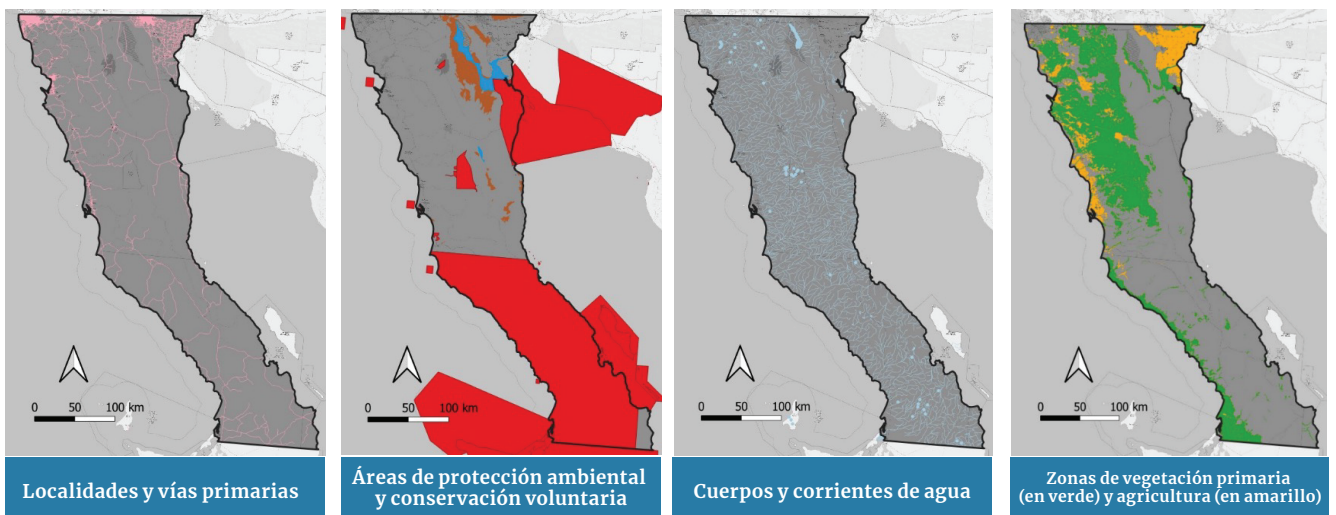
Fuente: elaboración propia.

También, se excluyeron las zonas de vegetación primaria, compuesta principalmente por bosques de pino y encino, y para el caso de la energía fotovoltaica se excluyeron además las zonas con destino agrícola.

En el estado de Baja California, solo las Áreas Naturales Protegidas representan un 40% del territorio, lo que reduce el desarrollo de proyectos de forma casi exclusiva

al norte del estado (latitud > 30°N). Además, existe una zona importante de vegetación primaria (principalmente Chaparrales) al Noreste del estado que, si bien no excluye el desarrollo de proyectos renovables, sí se considera una barrera importante para proyectos que cambien el uso del suelo de forma extensiva, como los proyectos de energía solar. Esta zona es importante por su cercanía a ciudades principales y puertos marítimos.

Figura 13. Zonas de restricción técnica, ambiental o social.



Fuente: elaboración propia.

4.3. Exclusión de zonas por consideraciones topográficas

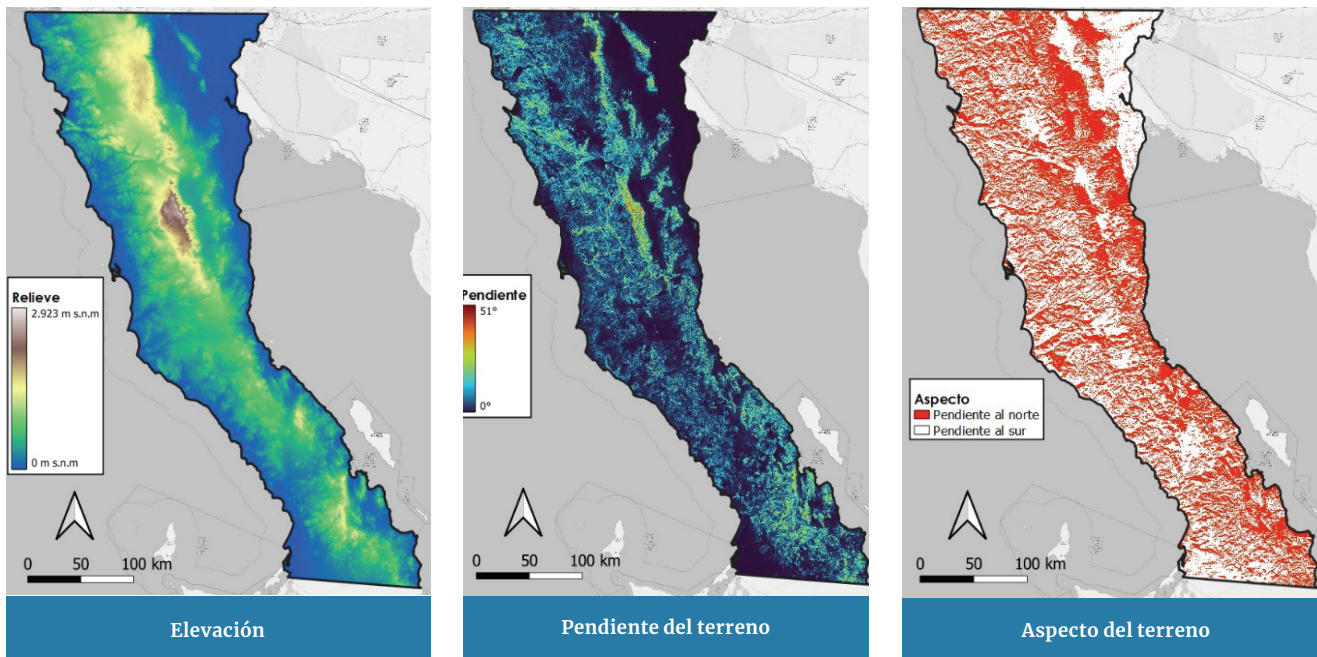
Cada tecnología de generación tiene requisitos diferentes en cuanto a las características físicas del terreno. En el caso de la energía fotovoltaica se verifica la pendiente y la orientación de la pendiente, y para la energía eólica, la pendiente y la elevación como se explica en la Tabla 2:

Tabla 2. Condiciones de exclusión según las características topográficas.

Característica	Exclusión (PV/Eólico)	Referencia
Pendiente	> 10° / > 8.53° (15%)	(David Severin, Martin, & Detlef, 2017)
Orientación de la pendiente	Si pendiente hacia el norte, excluye pendientes > 2.5° (5%) / -	(David Severin, Martin, & Detlef, 2017)
Elevación	- / >3000 [m]	(Hinicio, 2021)

Fuente: elaboración propia.

Figura 14. Características topográficas de Baja California evaluadas para determinar las zonas adecuadas según la tecnología.



Fuente: elaboración propia.

4.3.1. Cálculo de Costo Nivelado de Hidrógeno

A partir del potencial renovable identificado según el tipo de recurso y su mapeo geoespacial en Baja California, se obtuvo el potencial de costo nivelado de producción y la cantidad de generación anual de hidrógeno verde a lo largo de la geografía del estado. Para el cálculo del costo nivelado de hidrógeno se plantearon las siguientes hipótesis:

- Los factores de planta de energía renovable fueron extraídos de las herramientas de ESMAP **GlobalSolarAtlas**⁷ y **GlobalWindAtlas**⁸ para el recurso solar y eólico respectivamente.
- Se considera que los proyectos serán de gran escala con el fin de poder obtener una reducción de cos-

tos gracias a las economías de escala, es decir, se consideran proyectos por encima de los 100 MW de capacidad de electrólisis.

- Las plantas de energía renovable no se consideran conectadas a la red, por lo que los excesos de energía renovable no se podrán valorizar y serán considerados como vertimientos. **En caso de que se considere la posible venta de excesos de energía (en lugar de ser vertidos) los casos de negocio podrían mejorarse entre un 4 y un 8%. Sin embargo, se recomienda realizar un análisis con mayor detalle para identificar el porcentaje exacto.**

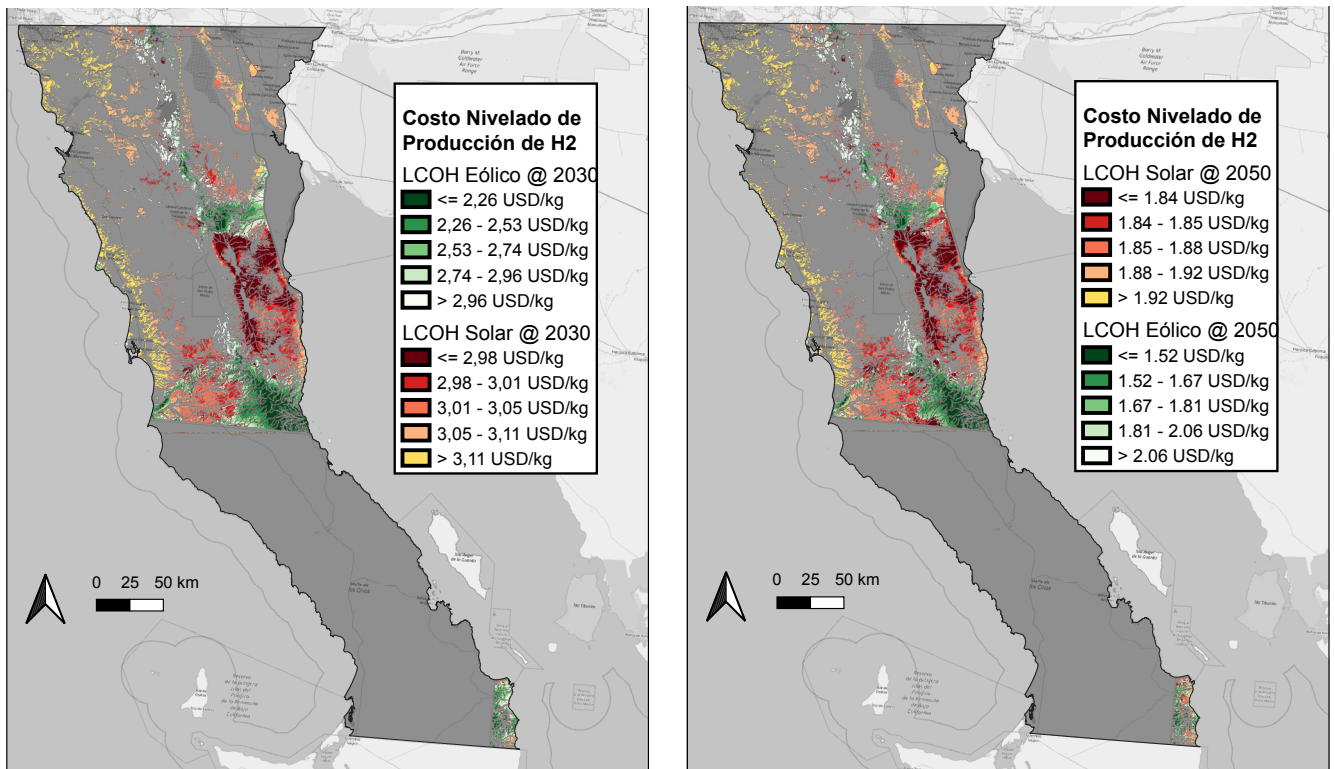
⁷ Global Solar Atlas 2.0, una aplicación gratuita basada en la web, ha sido desarrollada y gestionada por la empresa Solargis s.r.o. en nombre del Grupo del Banco Mundial, utilizando datos de Solargis, con financiación proporcionada por el Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP). Para más información: <https://globalsolaratlas.info>

⁸ Global Wind Atlas 3.0, una aplicación gratuita basada en la web, desarrollada y gestionada por la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU). El Atlas Eólico Global 3.0 se publica en colaboración con el Grupo del Banco Mundial, utilizando datos proporcionados por Vortex, gracias a la financiación del Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP). Para más información: <https://globalwindatlas.info>

- Se considera que la producción de hidrógeno es in-situ, por lo tanto, no se contemplan costos asociados al transporte de la energía o del hidrógeno; es decir, se determinó el costo nivelado de hidrógeno a la salida del electrolizador.
- Se realizó un análisis sobre la relación de dimensiones óptimas entre la capacidad de energía renovable y la capacidad de electrólisis para las condiciones de Chihuahua a nivel regional. Se determinó una relación de $1.4 (MW_{RE}/MW_{Ez})^9$ para el caso de la energía solar y de $2 (MW_{RE}/MW_{Ez})$ en el caso de la energía eólica con fines de simplificar el cálculo. La relación es más baja para el caso solar, ya que este recurso está limitado por las horas de sol, y un aumento de su capacidad en relación con la capacidad de electrólisis (por encima del valor encontrado) no se ve reflejado en un aumento de factor de capacidad del electrolizador; opuesto a lo que sucede con la energía eólica, pues este recurso puede estar presente a lo largo de todo el día.
- El análisis se realizó para los años 2030 y 2050, usando los supuestos de costos presentados en el Anexo 4.
- El cálculo se realizó asumiendo una vida útil del proyecto de 30 años, con una tasa de retorno del 8% y un cambio del stack de electrólisis cada 10 años por un costo de 20% el costo del equipo en el año 0¹⁰, usando la ecuación presentada en el Anexo 5.

El análisis realizado tomó en cuenta los costos de electrólisis PEM por su capacidad de operar bajo carga variable sin correr riesgos como la electrólisis alcalina. Sin embargo, para esta última se están realizando estudios para que pueda operar bajo carga variable al aumentar su presión de operación, usar baterías para suavizar la curva de carga, o incluso combinar electrólisis alcalina y PEM en un mismo parque para que la PEM absorba las variaciones de carga. Al realizar el análisis con electrólisis alcalina, se pueden obtener costos nivelados entre un 10 y 15% menores aún con un rango de operación entre el 10 y el 100% de su potencia nominal.

Figura 15. Proyección de los costos nivelados de producción de hidrógeno más competitivos entre las 2 fuentes de energía renovable analizadas; a la izquierda la proyección al 2030 y a la derecha la proyección al 2050.



En tonos rojos, los costos de producción más competitivos a partir de energía solar PV, entre más oscuro, menor el costo; en tonos verdes, los costos de producción más competitivos a partir de energía eólica, entre más oscuro, menor el costo. Las zonas sin color son zonas en las que por condiciones ambientales, sociales o topográficas no es posible instalar ninguna de las 2 opciones.

Fuente: elaboración propia.

⁹ La relación MW_{RE}/MW_{Ez} hace referencia a las unidades potencia de energía renovable a instalar por cada unidad de potencia de electrólisis con el fin de obtener el menor LCOH en el caso de que no se puedan valorizar los vertimientos de energía renovable.

¹⁰ Dato obtenido de la base de datos técnica, propiedad de Hinicio.

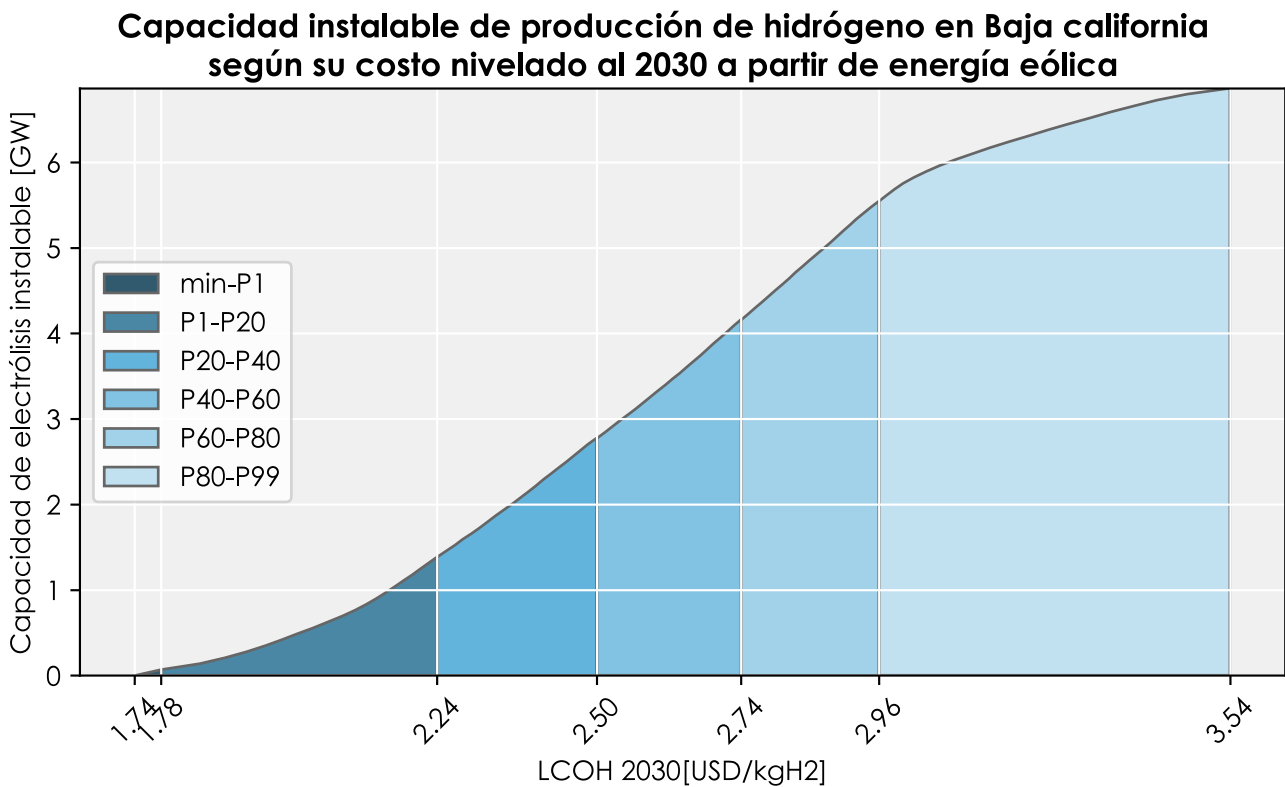
4.4. Análisis de los resultados

Como resultado del cálculo se obtuvo un costo nivelado entre 1.74 y 3.54 USD/kg al 2030 si se aprovecha el recurso eólico, mientras que si se genera a partir de la energía solar el costo nivelado estaría entre 2.89 y 3.33 USD/kg. Esta diferencia entre el recurso eólico y el solar se debe a los factores de planta que alcanzan cada tecnología; en el caso del recurso eólico, se consiguen factores de capacidad de hasta 56% que con la relación de capacidad RE-EZ¹¹ adecuada puede conseguir una operación del electrolizador superior al 80%, mientras que con el recurso solar el electrolizador solo alcanza un factor de planta de 36%. Sin embargo, en algunas zonas estratégicas del estado, como fronteras y costas (cercanía a puertos), es más competitivo usar energía solar.

A partir de los mapas generados de costo nivelado de hidrógeno, fue posible evaluar el potencial teórico de capacidad electrólisis instalable en la región (Ver Figura 16). Para ello se fijó que en 1 km² se pueden instalar 31.2 MW de energía solar¹², con lo que sería posible abastecer hasta 22.3 MW de electrólisis, o 4 MW de energía eólica¹¹, con lo que sería posible abastecer hasta 1.9 MW de electrólisis; estos valores se basan en un análisis de datos públicos de proyectos de estas tecnologías (solar y eólica) en México y la relación de capacidades óptima determinada para las condiciones de recurso renovable del estado.

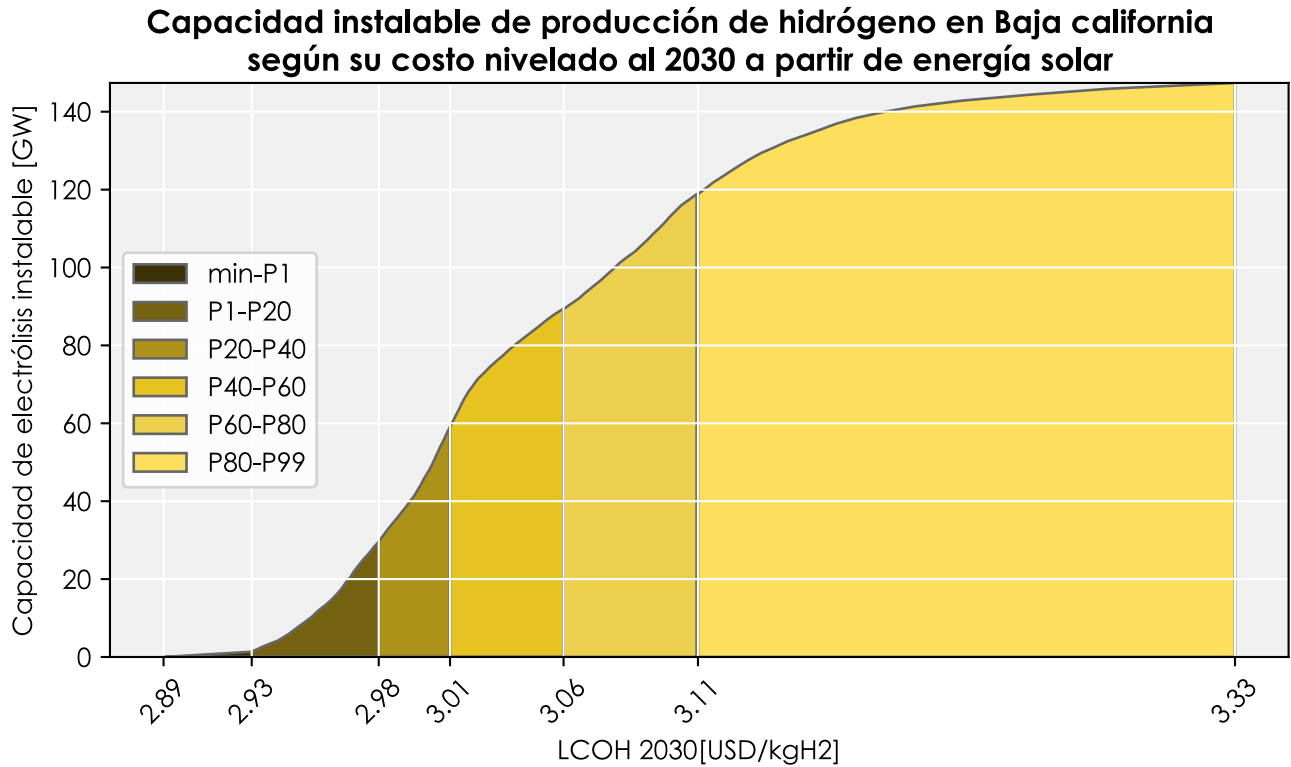
Los potenciales presentados a lo largo de este capítulo son teóricos y están sujetos a que el recurso hídrico esté disponible, en el capítulo 6 se estudia el potencial a partir del agua renovable en el territorio.

Figura 16. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Baja California al 2030 (superior: Recurso eólico, inferior: recurso solar).



¹¹ RE-EZ: Relación de potencia instalada entre la planta de energía renovable y el electrolizador en MWRE/MWEZ.

¹² Valor promedio obtenido a partir de proyectos solares ingresados en el Procedimientos de Evaluación de Impacto Ambiental (PEIA) ante el SEMARNAT y recopilados en la Gaceta Ecológica entre el 2016 y el 2022, considerando un factor esparcimiento del 75%; detalle de los proyectos recopilados en el Anexo 4.



En el eje Y capacidad instalable de electrólisis acumulada por tecnología en GW y en el eje X los costos de hidrógeno correspondientes. A mayor costo objetivo, mayor será el potencial. Los colores corresponden con los quintiles representados en los mapas de la Figura 14.

Fuente: elaboración propia.

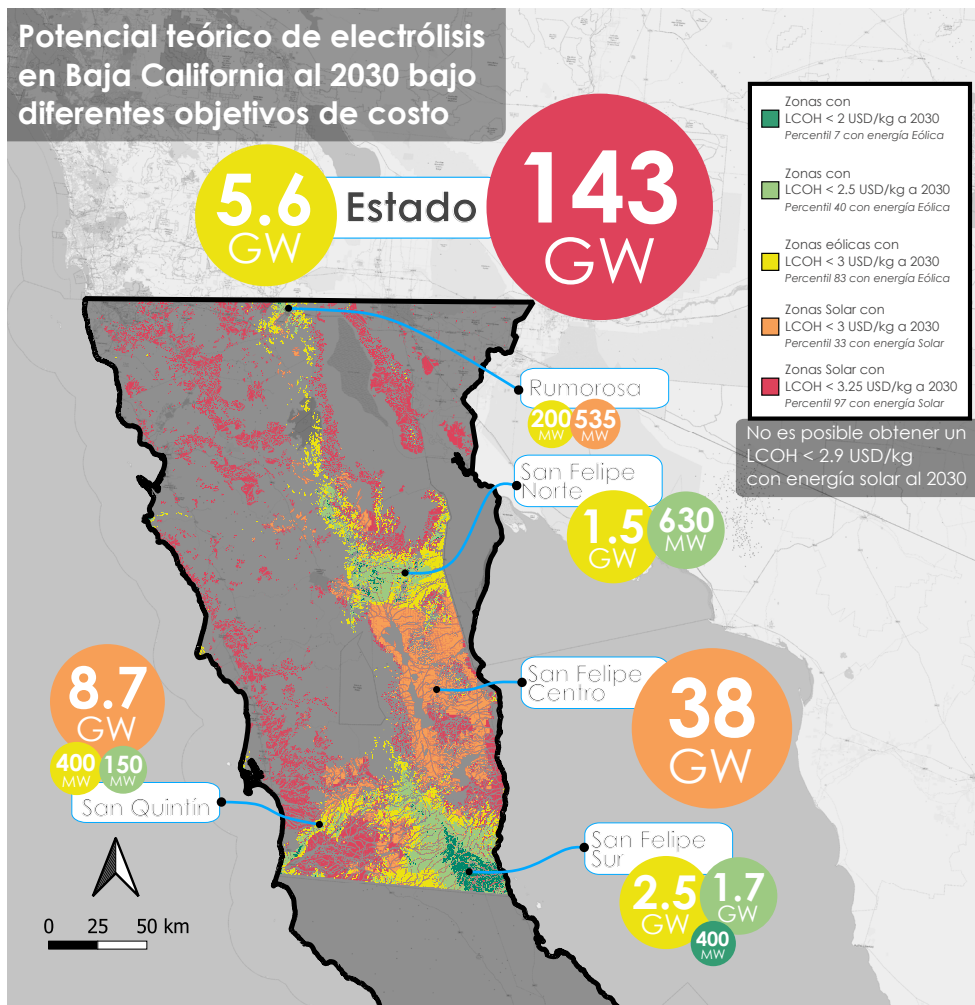
Es importante tener en cuenta que el potencial inestable ilustrado en la Figura 16, se trata del potencial teórico basado en la superficie que cumple con las condiciones descritas. Sin embargo, pueden existir otras restricciones que no fueron tenidas en cuenta que pudieran reducir esta cifra significativamente.

Baja California tiene un potencial de producción de hidrógeno cercano a 600 MW, bajo un costo inferior a

2 USD/kg a 2030. Sin embargo, tiene un potencial de 54 GW de electrólisis para producir hidrógeno a un costo inferior a 3 USD/kg.

En Baja California se identificó que el potencial renovable, tanto eólico como solar, se concentran en la zona Este central del estado, lo que permite obtener los costos más competitivos de producción de hidrógeno del estado.

Figura 17. Potencial teórico de electrólisis al 2030 en el estado de Baja California



Fuente: elaboración propia.

En el mapa presentado en la Figura 17, se resaltaron 5 zonas de interés por costo de producción o por ubicación:

- Zona sur del municipio de San Felipe, se encuentran los costos de producción más bajos del estado. Allí, aprovechando el recurso eólico, es posible instalar hasta 400 MW de electrólisis a costo de producción inferior a 2 USD/kg. Además, si se considera el potencial de producción a un costo inferior a los 2.5 y 3 USD/kg, es posible instalar hasta 1.7 y 2.5 GW respectivamente. Sin embargo, esta zona cuenta con la dificultad de tener pocas vías de acceso e infraestructura para el transporte de la energía o el hidrógeno a los puntos de consumo.
- Zona norte del municipio de San Quintín, existe un pequeño potencial de hasta 150 MW de electrólisis, alimentado por energía eólica, si se considera un costo inferior a 2.5 USD/kg. Sin embargo, si se considera un costo de hasta 3 USD/kg, sería posible instalar hasta 400 MW de electrólisis, alimentados

por energía eólica, y hasta 8.7 GW, si se alimentan con energía solar. Además, considerando un radio de 60 km alrededor de “El Rosario”, se identifica un potencial de hasta 30 GW de electrólisis a partir energía solar PV, sin embargo, el costo objetivo debe aumentarse a 3.25 USD/kg.

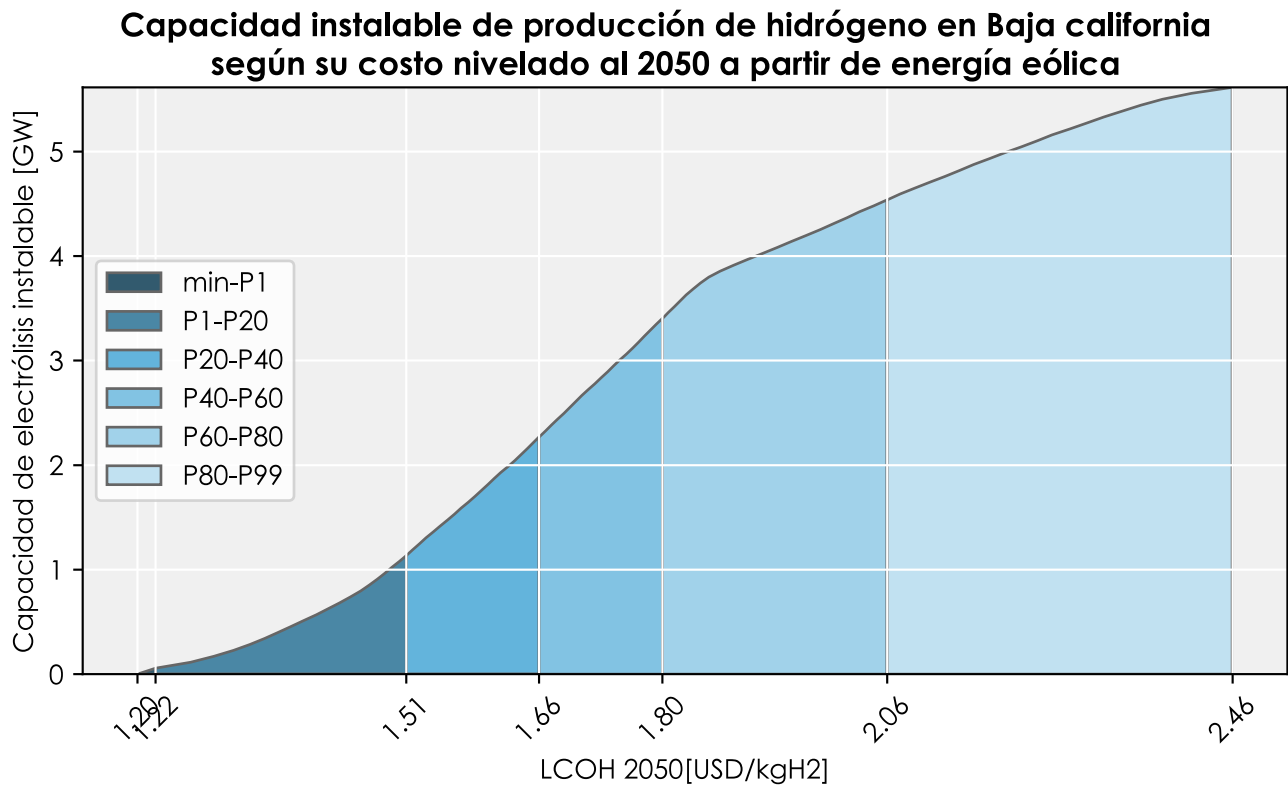
- Zona central del municipio de San Felipe, se concentra un potencial importante de generación de hidrógeno a costos competitivos (30 GW con un costo de producción inferior a 3 USD/kg) a partir de energía solar. Es interesante por los volúmenes de hidrógeno que se podrían producir, pero requeriría una inversión importante en infraestructura para el transporte de la energía o del hidrógeno a zonas de consumo. El potencial permitiría el despliegue de proyectos de gran escala para exportación si se desarrolla la infraestructura necesaria para llevar el commodity a la zona costera, por ejemplo, hay cerca de 180 km al puerto de Ensenada el cual sería un potencial punto de comercio internacional a mercados asiáticos.

- Zona norte del municipio de San Felipe, adicional al potencial mencionado previamente, se integran cerca de 1.5 GW de electrólisis a partir de energía eólica con un costo inferior a 3 USD/kg y 630 MW de electrólisis para producir hidrógeno a un costo inferior a 2.5 USD/kg; este potencial podría complementar los perfiles de generación de hidrógeno a partir de energía solar y reducir aún más los costos (un análisis genérico se expone más adelante en esta sección).
- En la Rumorosa, se identificó un potencial en La Rumorosa, de cerca de 735 MW de electrólisis (200 MW alimentados por energía eólica y 535 MW alimentados por energía solar), ideal para el desarrollo de un proyecto de escala media con un costo de producción inferior a 3 USD/kg. Aquí es importante resaltar, que si bien es un potencial pequeño, es un punto estra-

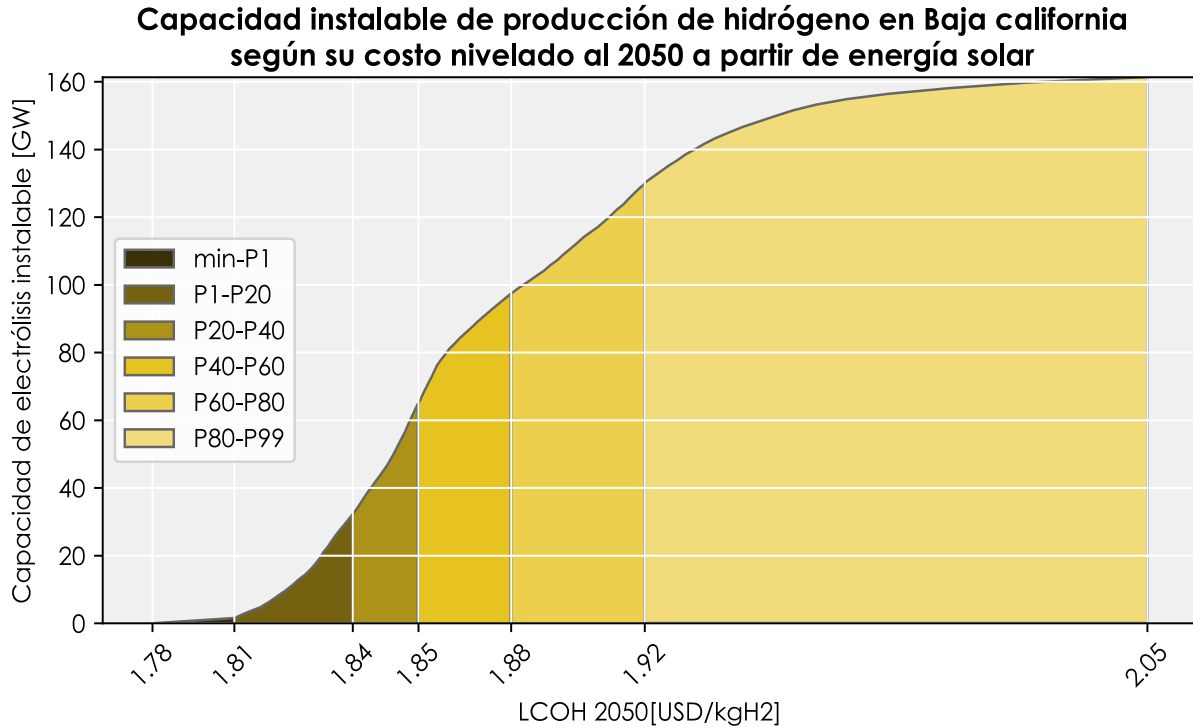
tégico entre 2 de las principales ciudades del estado, Tijuana y Mexicali. Además, hay una robusta infraestructura eléctrica y de gas, lo podría facilitar el despliegue de proyectos.

Un punto importante a resaltar es que los terrenos identificados para el desarrollo de proyectos de energía renovable para la generación de hidrógeno con menores costos, coinciden con las zonas de menor costo de generación de energía eléctrica¹³, por lo que estas dos aplicaciones podrían competir. Sin embargo, dadas las dificultades para integrar energías renovables en gran escala (por no estar conectados al sistema nacional), la instalación de electrolizadores se podría convertir en una oportunidad para absorber las variaciones de estas fuentes de energía.

Figura 18. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Baja California al 2050 (superior: Recurso eólico, inferior: recurso solar).



¹³ No siempre sucede de esta forma debido a los vertimientos de energía a la hora de generar hidrógeno de forma off-grid.



En el eje Y capacidad instalable de electrólisis acumulada por tecnología en GW y en el eje X los costos de hidrógeno correspondientes. A mayor costo objetivo, mayor será el potencial. Los colores corresponden con los quintiles representados en los mapas de la Figura 14.

Fuente: elaboración propia.

Al 2050, se identifica una reducción de costos más acelerada por parte del hidrógeno generado a partir de energía solar que con eólica. Sin embargo, en términos generales, el recurso eólico sigue siendo más competitivo para la generación de hidrógeno. Cerca de 5 GW de electrólisis alimentados por energía eólica pueden ser instalados con un costo por debajo del menor costo obtenido a partir de energía solar al 2030 (<2.89 USD/kg) y 3 GW al 2050 (<1.78 USD/kg).

Para 2050, Baja California tendrá un potencial de 1.2 GW de electrólisis con un costo menor a 1.5 USD/kg y cerca de 162 GW con un costo menor a 2 USD/kg (Cerca del 95% del potencial solar al 2050, se encuentra por debajo de este costo).

4.4.1. Potencial híbrido

La combinación del recurso eólico con el solar es una alternativa que podría generar una reducción de costos, sin embargo, esto requiere un estudio más detallado en cada punto que permita determinar su complementariedad.

Para ilustrar el posible efecto de la combinación de los recursos, se tomó un punto arbitrario en el estado donde se cuenta con un gran potencial solar, pero poco de eólico. En dicho punto se realizó un dimensionamiento óptimo de las capacidades de energía renovable para 1 MW de electrólisis¹⁴. Se encontró que la combinación de los 2 recursos podría significar una importante reducción de un 30%.

Tabla 3. Dimensionamiento óptimo del parque de energía renovable para el menor LCOH según las tecnologías usadas para un punto arbitrario en el estado.

Capacidad PV [MW]	Capacidad Eólica [MW]	Factor de planta EnR	Factor de planta EZ	LCOH @ 2030
1.5	0	30%	42.4%	3.59
0	2.3	27%	56.5%	4.24
1.3	0.7	29%	56%	2.52

Fuente: elaboración propia.

¹⁴ Se consideró 1 MW para efectos de simplicidad, y se mantuvo el costo supuesto al 2030 para las diferentes tecnologías a gran escala que se presenta en el Anexo 4

5. Análisis cualitativo de demanda de hidrógeno verde

En esta sección se presentan los aspectos clave que permitirían desarrollar la industria del hidrógeno verde en el estado de Baja California y con esto entender la potencial demanda en diferentes sectores económicos que habría en los próximos años. Para ello, se realizó el levantamiento en primera instancia del mercado actual del hidrógeno en el estado, seguidamente se desarrollaron estudios de paridad de costos para tres usos finales del hidrógeno como por ejemplo materia prima, transporte y generación de energía eléctrica.

Al finalizar el capítulo, se evaluó a Baja California en diferentes aspectos para poder determinar a grandes rasgos, las condiciones actuales y futuras del estado para viabilizar la adopción del hidrógeno describiendo la capacidad de aportar en la reducción de GEI mediante el uso de hidrógeno verde.

5.1. Mercado actual de hidrógeno en Baja California

El siguiente capítulo recopila el diagnóstico actual del mercado del hidrógeno en el estado de Baja California. El objetivo principal es identificar aquellos sectores económicos que presentan consumo e incluso producción de este vector energético. Lo anterior, ayudará a determinar la cantidad de hidrógeno demandado, su fuente de producción y aplicaciones principales que se dan hoy en día.

A continuación, se presenta el estudio del mercado actual del hidrógeno en Baja California:

- **Metanol:** En México el metanol es considerado como un petroquímico secundario (Amoniaco, Benceno, Dicloroetano, Etileno, Metanol, Óxido de etileno, Paraxileno, Propileno, Tolueno, Xilenos entre otros.), lo cual trae como consecuencia una dependencia de los petroquímicos básicos al ser la materia prima para la elaboración de estos (Etano, Propano, Butano, Pentanos, Hexano, Heptano, Materia prima para negro de humo, Naftas, Metano). Esta situación ha dificultado el poder garantizar el abastecimiento de materias primas a la petroquímica secundaria, lo que ha limitado su desarrollo y desincentivado la inversión en proyectos (NACIONAL, 2014). De acuerdo con el Anuario Estadístico PEMEX 2020, el estado no cuenta con complejos petroquímicos de la empresa PEMEX. Por otro lado, el gobierno mexicano ha contemplado la posibilidad de construir una planta de metanol para el mercado asiático y mexicano en la ciudad de Topolobampo ubicada en el estado de Sinaloa (PEMEX, 2020), que por su cercanía con Baja California, podría desplazar la producción a aquella ciudad. Por lo tanto, la demanda de hidrógeno para esta industria a 2022 es de **0 ktonH₂**.
- **Refinería:** De acuerdo con el Anuario Estadístico PEMEX 2020, e informe GIZ – HINICIO Diagnóstico MX, el estado no cuenta con planta de refinación de petróleo crudo de la empresa PEMEX. Por lo tanto, la demanda de hidrógeno para esta industria a 2022 es de **0 ktonH₂**.
- **Acero:** Según la radiografía de la industria del acero (MX CANACERO, 2022) se identificó lo siguiente:
 - Grupo Simec cuenta con una planta de producción de acero a partir de horno eléctrico.
 - La producción de acero en el estado para el 2021 fue de 0.24 millones ton.
 - Los hornos eléctricos son usados principalmente para producción de acero a partir de chatarra (la operación del horno eléctrico no involucra hidrógeno). Por lo tanto, se asume que el consumo de H₂ se da en la etapa de tratamiento térmico.
 - A partir de entrevistas con actores del sector siderúrgico, se consume para tratamiento térmico de una tonelada de acero, cerca de 6 m³ H₂. Por lo tanto, la demanda de hidrógeno para esta industria a 2022 es de **0.13 ktonH₂/año**.
- **Amoniaco y químicos:** En cuanto a la producción de amoniaco y químicos que consumen hidrógeno para su producción se encontró que:
 - Baja California no cuenta con planta de producción de amoniaco en el estado por lo que no demanda hidrógeno para la producción de este compuesto, el cual sería usado para la producción de fertilizantes

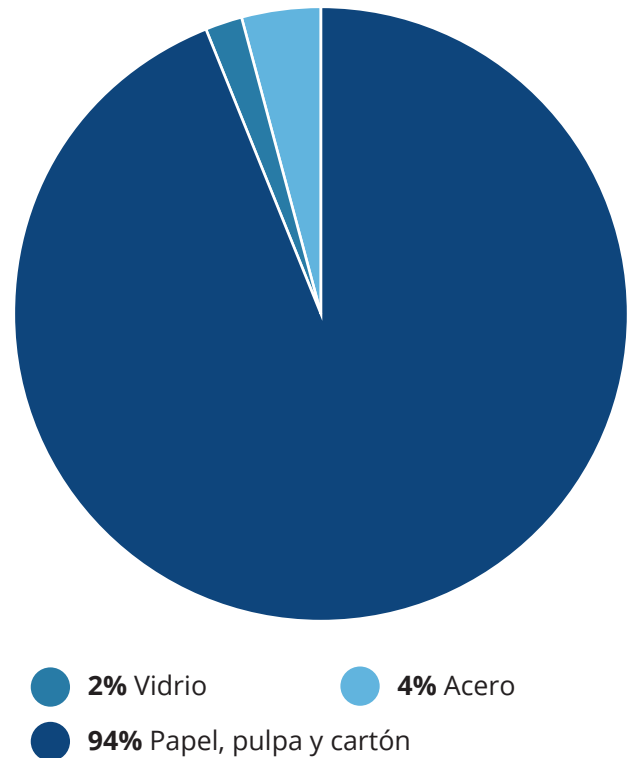
- El estado no cuenta con complejos petroquímicos de PEMEX para la producción de amoníaco a partir de H₂.
- Las plantas de producción de fertilizantes que se planean reactivar en México están en Veracruz, Michoacán y Baja California Sur (Swissinfo, 2020). Por lo tanto, la demanda de hidrógeno para esta industria a 2022 es de **0 ktonH₂**.

Gases industriales: A partir del informe (GIZ, 2021), no se identificó plantas de producción de gases industriales en Baja California. Por lo tanto, la demanda de hidrógeno para esta industria a 2022 es de **0 ktonH₂**.

- **Papel, Pulpa y cartón:** La producción de papel en Baja California se origina del papel y cartón de desecho que se recicla y utiliza en la elaboración de papel sanitario, facial, servilletas, cajas de cartón corrugado, cajas enceradas, contenedores, bolsas de papel, entre otras. Este sector posee un nivel de desarrollo competente, y el 67% de las industrias cuenta con un departamento dentro de la empresa que se dedica al desarrollo tecnológico. Por otro lado, la investigación determinó que Baja California se encuentra entre los 5 estados con mayor afinidad a este sector en el País, con una participación de aproximadamente 5 empresas, con un consumo de hidrógeno aproximado de **3.11 ktonH₂/año**.
- **Vidrio Flotado:** Saint Gobain Glass cuenta con una planta en Baja California para la producción de vidrio flotado. El hidrógeno tiene el propósito de evitar la oxidación del estaño fundido en los baños de estaño (Tin Bath) lo cual se da por ingresos de aire a la cámara de baño. Para evitar la oxidación, se usa un gas formador H₂/N₂ con concentraciones de hidrógeno que van desde 1 a 10%¹⁵. Por lo general se usan volúmenes altos 90 Nm³/h, dando una cantidad demandada de hidrógeno de **aproximadamente 0.07 ktonH₂/año**.

La Figura 19 muestra la participación de mercado de cada una de las industrias analizadas en este capítulo en cuando a demanda de hidrógeno se refiere.

Figura 19. Diagnóstico actual del mercado de hidrógeno en Baja California.



Fuente: Elaboración propia.

5.2. Evaluación de competitividad en costo por sector

El hidrógeno, por la versatilidad que tiene para ser usado en diferentes industrias, puede ser analizado según el uso final que se le dé por ello, la competitividad del hidrógeno verde debe ser analizada uso por uso.

El hidrógeno como materia prima (feedstock) debería compararse con su sustituto directo (por ejemplo, con el hidrógeno gris); mientras que en el transporte se debería comparar de forma integral con la operación de vehículos con el combustible que se emplee en el segmento de transporte a descarbonizar, por ejemplo, diésel en el sector de carga pesada

¹⁵ Se asume una producción, y proceso productivo semejante al del estado de Coahuila a disponibilidad de datos abiertos del sector industrial.

5.2.1. Estimaciones de la paridad de costos

El concepto de costo nivelado del hidrógeno objetivo (LCOH, por siglas en inglés) determina el costo que debería tener el hidrógeno verde para comparar los costos del energético o materia prima que se desea reemplazar en una aplicación (ver Anexo 5 para más detalles). Para términos de este documento se calcula el LCOH objetivo como materia prima (comparado con hidrógeno gris), para el transporte (en contraste con vehículos de transporte de carga pesada a diésel) y para la producción de energía eléctrica se toma como el costo de producción de energía a partir de gas natural.

También se considera el LCOH en Chihuahua a partir de la producción de energía solar y eólica, considerando el P10 y P50 (percentil 10 y percentil 50) para cada una de las tecnologías de generación, proyectando así el LCOH en una franja de precios en la que se espera que se desarrolle la infraestructura de producción del hidrógeno en el estado.

De esta manera es posible determinar en qué momento del tiempo la producción del hidrógeno verde tendría una paridad de costos en cada una de las industrias analizadas y así determinar si para una industria específica sería competitivo introducir hidrógeno verde dentro de sus procesos antes del 2050.

La adopción del hidrógeno verde en las diferentes industrias tendrá un sentido económico en la medida que la paridad en costos se de en una etapa temprana, por tal motivo, en la siguiente figura se muestra el análisis de paridad de costos donde cabe la pena señalar que:

- El hidrógeno como materia prima puede ser empleado en refinerías, producción de amoníaco, producción de metanol, producción de acero, procesos industriales (producción de cemento, entre otros) o donde se requiera una fuente de calor o proceso de hidrogenación. Para el caso específico de la industria en Baja California, se tiene en cuenta las industrias ya existentes y aquellas con potencial adopción futura.
- En el sector transporte puede sustituir los combustibles fósiles en diferentes segmentos vehiculares en donde el transporte de carga es uno de los casos de negocio más atractivos.
- Los generadores de energía eléctrica con gas natural podrían reemplazar su consumo de combustibles fósiles, parcial o completamente, siendo reemplazados por la combustión de hidrógeno. Además, en cuanto a la producción de energía eléctrica, el hidrógeno también puede ser aprovechado con una celda de combustible (FC, por siglas en inglés), que

es un proceso electroquímico con mayor eficiencia energética que la combustión.

5.2.2. Hidrógeno como materia prima

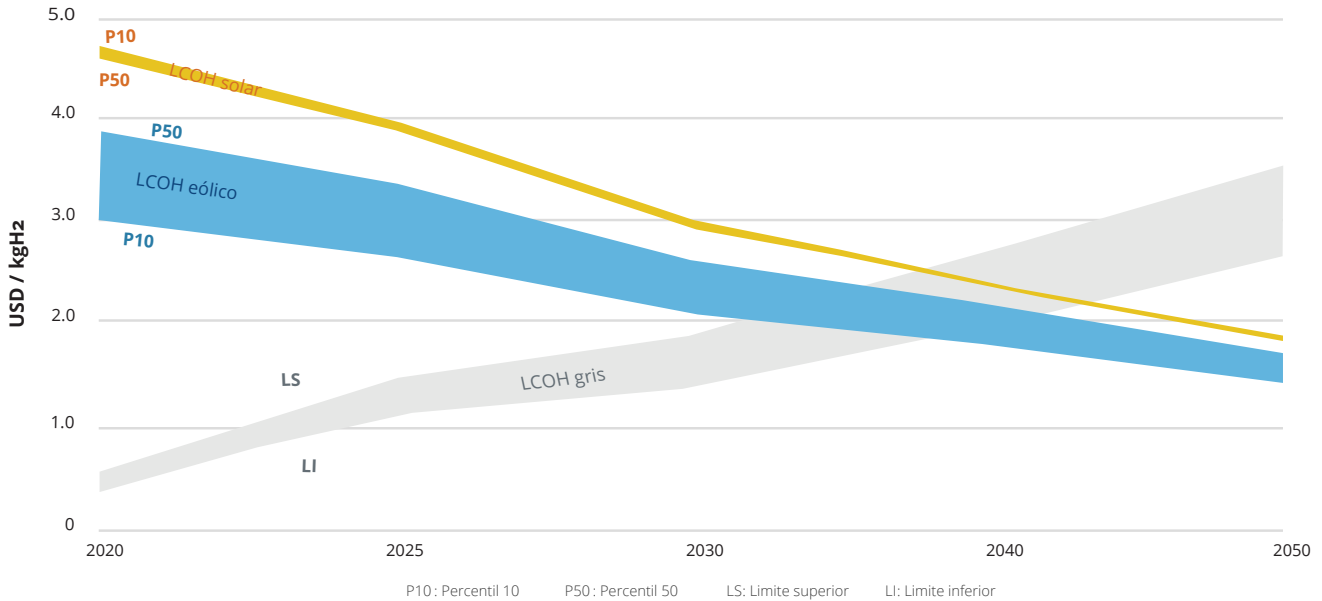
Como materia prima, se estima que el hidrógeno verde sea competitivo respecto al hidrógeno gris antes del 2030, aprovechando el P10 de los recursos eólicos del estado. En la siguiente figura se muestra el LCOH gris en su límite superior (LS) e inferior (LI), representando la volatilidad del costo del gas natural, materia prima para la producción del hidrógeno gris. Estos límites se trazaron a partir de los históricos mexicanos de costos del gas natural, materia prima del hidrógeno gris producido a través del proceso de SMR, en donde se ha calculado una variación anual de $\pm 15\%$. De esta manera, la volatilidad esperada del LCOH gris en sus condiciones de mayor costo tendría la paridad antes un poco después del 2030. Sin embargo, en un escenario donde el gas natural disminuya sus costos en la franja que define su LI, la paridad de costos se postergaría un par de años, estando cercana al 2038.

Por su parte, en cuanto a la producción de hidrógeno verde con energía solar fotovoltaica, se encuentra una paridad de costos a mitad de la década del 2030, incluso empleando el P10 del estado. La variación del LCOH gris nuevamente aplazaría unos años la paridad de costos con el hidrógeno verde solar, postergando la paridad a principios del 2040.

De lo anterior se puede concluir que la producción de hidrógeno verde debería en principio realizarse a partir de los mejores recursos eólicos del estado de Baja California para así competir con el hidrógeno gris en las industrias donde este elemento se emplea como materia prima. Un punto a destacar es que la volatilidad del costo del gas natural influye en el tiempo donde la paridad entre el hidrógeno gris y verde se alcanzaría, y aunque en este análisis se ha considerado una variación del 15%, los datos históricos demuestran que en un año como el 2021, la variación anual puede llegar a superar el 500% respecto a su promedio histórico previo (CREb, 2022).

Por lo tanto, se esperaría que industrias presentes en el estado como la del amoníaco y producción de peróxido de hidrógeno (para producir papel) y aquellos procesos industriales emergentes que posiblemente involucren el uso de hidrógeno como materia prima, empiecen a adoptar el hidrógeno verde a mediados de la década de 2030, debido a su competitividad en términos económicos y siendo producidos en principio a partir de energía eólica. En la Figura 20 se pueden ver con mayor detalle las proyecciones de LCOH, tanto para el hidrógeno gris, como el hidrógeno verde a partir de energía solar fotovoltaica y eólica.

Figura 20. Proyección de paridad de costos entre hidrógeno gris y verde (solar y eólico) como materia prima sector industrial.



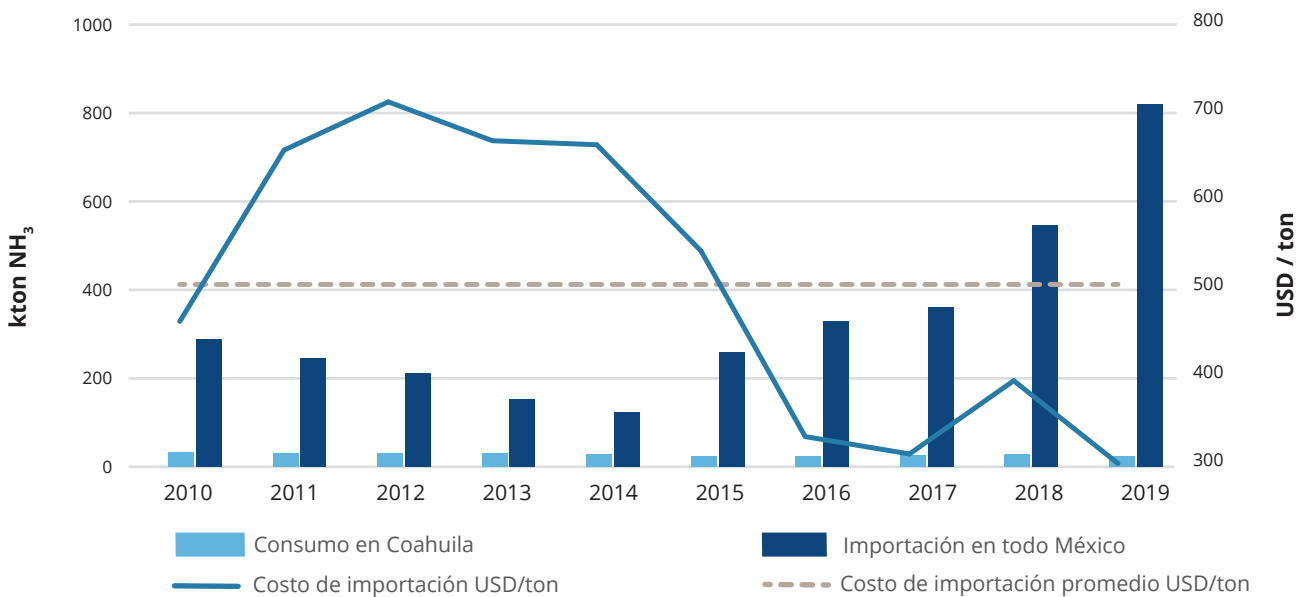
Fuente: elaboración propia

Se espera que a medida que el hidrógeno verde alcance la paridad de costos con el hidrógeno gris, las industrias que hoy ya emplean este vector energético como insumo sean las primeras en adoptar el hidrógeno verde. Lo anterior obedece a una ya existente adecuación de los procesos industriales para el uso del hidrógeno y por ende, estas industrias no caerían en sobre costos por la necesidad de comprar nueva maquinaria u adaptar sus líneas de producción.

A pesar de no tener la infraestructura ya desplegada, el hidrógeno como materia prima podría incentivar la industria agrícola en el estado de Baja California en su

potencial de ser utilizado en la producción de amoníaco, industria que en los últimos años ha disminuido a nivel Nacional (ANIQ, 2019). Como se verá en el siguiente gráfico, es cada vez más la cantidad de amoníaco que México importa, aumentando un 284% entre 2010 y 2019. El costo de importación de amoníaco también ha variado entre estos mismos años, con un precio promedio de 506 USD/tonNH₃. Esto sin considerar la crisis del gas natural que persiste a la fecha de elaboración de este informe y que ha llevado al amoníaco a alcanzar valores que superan los 800 USD/tonNH₃ en mercados internacionales (Datur, 2022).

Figura 21. Análisis de costo de importación y cantidad de amoníaco consumido en México y Baja California.



Fuente: Elaboración propia con datos de (ANIQ, 2019).

En este sentido, bajo la consideración del costo promedio en el que México ha estado importando amoníaco (506 USD/tonNH_3), se necesitaría un LCOH de hidrógeno verde cercano a los 1.82 USD/kgH_2 , valor que podría alcanzarse a finales de la década del 2040. Por otro lado, tomando en consideración los precios alcanzados en los mercados internacionales durante el 2022, este valor sería de 3.5 USD/kgH_2 , el cual ya es alcanzable en este estado gracias a los precios competitivos de la energía eólica.

Para dar un contexto de esta oportunidad, de acuerdo con los registros del gobierno de México (Gobierno de México, 2022), Baja California es uno de los dos estados que conforman la segunda península más larga del mundo. Tiene una ubicación privilegiada, colinda al norte con Estados Unidos, al este con el Mar de Cortés, al oeste con el océano Pacífico y al sur con el estado de Baja California Sur. Su temperatura media anual es de 18 a $19 \text{ }^\circ\text{C}$; de mayo a septiembre las temperaturas alcanzan los $30 \text{ }^\circ\text{C}$. Gracias a la particularidad de su clima con lluvias en invierno, ha propiciado que las tierras del estado sean las ideales para la siembra de diversos productos.

En la actividad agrícola los municipios con mayor superficie sembrada son: Mexicali con $147 \text{ mil } 777 \text{ ha.}$, Ensenada con $30 \text{ mil } 300 \text{ ha.}$ y Tecate con 875 ha. Sus principales productos son alfalfa $2 \text{ millones } 602 \text{ mil } 708 \text{ toneladas/año}$, fresa $200 \text{ mil } 571 \text{ toneladas/año}$, algodón hueso $142 \text{ mil } 442 \text{ toneladas/año}$, tomate rojo $137 \text{ mil } 632 \text{ toneladas/año}$ y cebolla $99 \text{ mil } 914 \text{ toneladas/año}$.

También vale la pena señalar la importancia del cultivo de la vid (uva), el cual para 2019 tuvo una derrama económica mayor a $431 \text{ millones de pesos mexicanos}$ en el estado de Baja California. En este mismo año, se produjo una cosecha cercana a 18 mil toneladas del fruto. La mayoría de la cosecha es utilizada en la producción de vinos y una parte también se emplea en la producción de refrescos. El cultivo de la vid es uno de los principales cultivos perennes desarrollados en el estado (México, 2020).

En general, los cultivos con mayor participación en Baja California necesitarían la siguiente cantidad de fertilizantes por unidad de área sembrada (SAGARPA, Agenda Técnica Baja California, 2015):

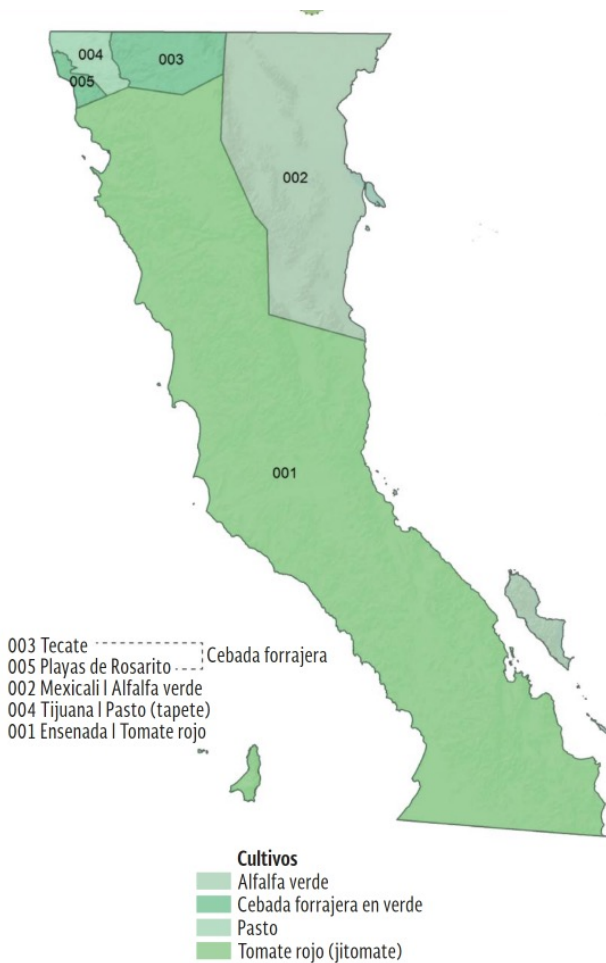
- **Alfalfa:** Entre los nutrientes que la alfalfa necesita se encuentran el fósforo (para un desarrollo de raíces y anclaje en el terreno, así como buena absorción de agua y nutrientes) y el potasio, que es clave para una adecuada traslocación de nutrientes (desde la raíz hacia las hojas, y desde las hojas hacia la raíz). El uso

de fertilizantes nitrogenados no es común para este tipo de cultivos.

- **Algodonero:** México consume cerca de $604 \text{ Millones de toneladas por año}$ y su producción llega hasta $487 \text{ millones de toneladas anuales}$. Esto quiere decir que México tiene una necesidad de importación de este producto, principalmente proveniente de Estados Unidos (SAGARPA, Planeación Agrícola Nacional, 2017). Como regla general, la planta de algodón consume nitrógeno a una cantidad doble en comparación con el fósforo y el potasio. En consecuencia, un fertilizante N-P-K 20-10-10 es más adecuado, si es imposible un análisis del suelo. Un esquema de fertilización común aplicado por muchos cultivadores de algodón es la adición de $440 \text{ libras (200 kg)}$ de N-P-K 20-10-10 por hectárea durante la siembra (a través de la máquina de siembra) y $440 \text{ libras (200 kg)}$ de N-P-K 20-10-10 por hectárea durante la floración (principios del verano). Tenga en cuenta que $1 \text{ hectárea} = 10.000 \text{ metros cuadrados} = 2,47 \text{ hectáreas}$ (Wikifarmer, 2022).
- **Cártamo:** El nitrógeno es la base de la nutrición de las plantas y uno de los componentes más importantes de la materia orgánica. Sin nitrógeno la planta no puede elaborar los materiales de reserva que han de alimentar los órganos de crecimiento y desarrollo. El nitrógeno es el elemento fertilizante que más influye en el desarrollo de las plantas, pero debe ir siempre acompañado de fósforo y potasio de forma equilibrada para obtener el máximo rendimiento.
- **Cítricos:** El nitrógeno es uno de los nutrientes más críticos para estimular el crecimiento y dar buenos rendimientos en cítricos. Las plantas requieren hasta 2 kg/ha por día de nitrógeno durante el período de llenado del fruto (YARA, 2022).
- **Hortalizas:** Aunque si hay presencia de nitrógeno (8%), los fertilizantes para hortalizas tienen una mayor composición de fósforo (15%) y potación (25%).
- **Maíz:** Se recomienda que la fertilización de maíz se realice mediante la aplicación de 300 a 350 kg de nitrógeno/ha, que corresponden a 650 a 750 kg de urea. Haciendo la conversión correspondiente, se puede aplicar cualquier otro fertilizante nitrogenado.

En la Figura 22 se observa la distribución espacial de los cultivos existentes en el estado de Baja California.

Figura 22. Distribución de cultivos en el estado de Baja California.



Fuente: (SAGARPA, Agenda Técnica Baja California, 2015)

Como se puede notar, la mayoría de los cultivos en Baja California son dependientes de fertilizantes nitrogenados, lo anterior se traduce en la necesidad de compra de materia prima como el amoníaco, que, como se acaba de mencionar, está en déficit comercial. La industria del hidrógeno verde no solo impulsaría la creación de empresas productoras de fertilizantes, sino que también como efecto colateral se podría promover la seguridad alimentaria y energética del estado.

5.2.3. Transporte pesado con hidrógeno

El sector del transporte carretero pesado con hidrógeno se espera que alcance la paridad de costos a mediados de 2025 en Baja California¹⁶, con respecto a los de motor de combustión interna (ICEV) de diésel. Esto haría del

transporte el sector de aplicación con viabilidad económica más temprana en el estado entre aquellos analizados. Un escenario optimista sugiere que la descarbonización del transporte a partir del hidrógeno verde generado por energía eólica podría alcanzar la paridad de costos considerando la adquisición de los vehículos en el 2025. Es valioso también considerar que en el mercado existen otras alternativas para descarbonizar el transporte pesado como los vehículos eléctricos con batería (BEV). Respecto a esta última tecnología, cabe la pena señalar que son una alternativa de cero emisiones directas con algunas ventajas y desventajas respecto a los vehículos eléctricos con celdas de combustible (FCEV).

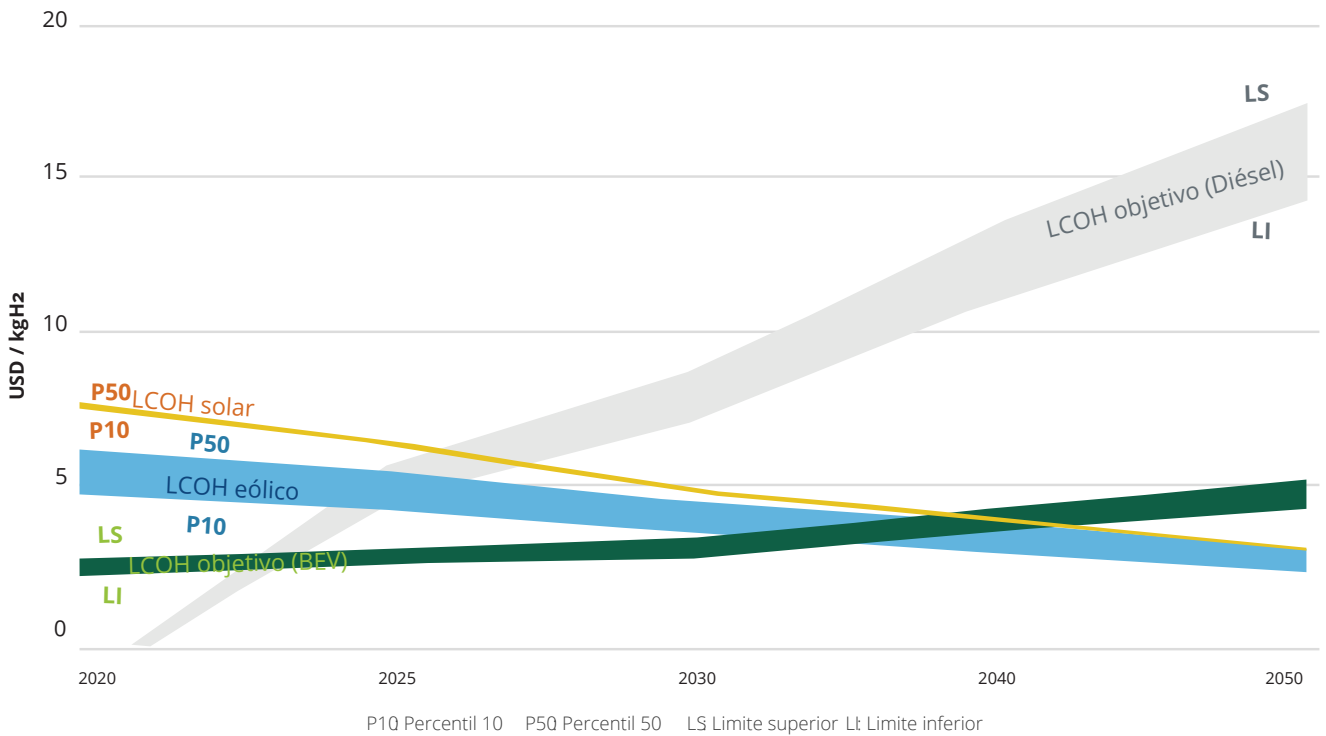
El análisis del sector transporte se realizó a partir de una comparación entre los ICEV (diésel), BEV y FCEV; respecto a su paridad de costos. En este comparativo se propone un análisis donde se consideran los siguientes costos de sus fuentes energéticas primarias:

- **ICEV (diésel):** Proyección de costos del diésel a 2050 (ver Figura 7). Se considera una variación del costo del diésel de un $\pm 10\%$, para introducir una fluctuación en los costos futuros de este energético, dando así un límite superior (LS) y un límite inferior (LI).
- **BEV:** Proyección de costos de la energía eléctrica en Baja California (ver Figura 7). Se considera una variación del costo de la energía eléctrica de un $\pm 10\%$, para introducir una fluctuación en los costos futuros de este energético, dando así un límite superior (LS) y un límite inferior (LI). Las proyecciones para esta tecnología no consideran la obtención directa de energía renovable a través de contratos de compra y venta de energía.
- **FCEV:** Costos del hidrógeno verde a partir del recurso renovable solar y eólico en Baja California considerando la cadena de valor del hidrógeno verde hasta el punto de suministro del usuario final (ver anexo 7). Se consideran el percentil 10 (P10) y el percentil 50 (P50) para cada recurso, en aras de dar una mayor sensibilidad al estudio.

A continuación, se muestran los resultados del análisis, tomando como referencia el costo que debería tener la producción de hidrógeno verde para que los FCEV puedan ser competitivos con respecto a los ICE y BEV.

¹⁶ La paridad de costos indica la fecha de adquisición y puesta en operación de los vehículos en el año indicado considerando un análisis de costo total de propiedad (TCO) durante todo su ciclo de vida, tomando en cuenta que conforme aumente la demanda se incrementen las fuentes de suministro de hidrógeno verde y éste reduzca su costo con el tiempo. Por ello, no necesariamente aplica tal cual a un proyecto piloto individual.

Figura 23. Paridad de costos del hidrógeno en el transporte pesado.



Fuente: elaboración propia

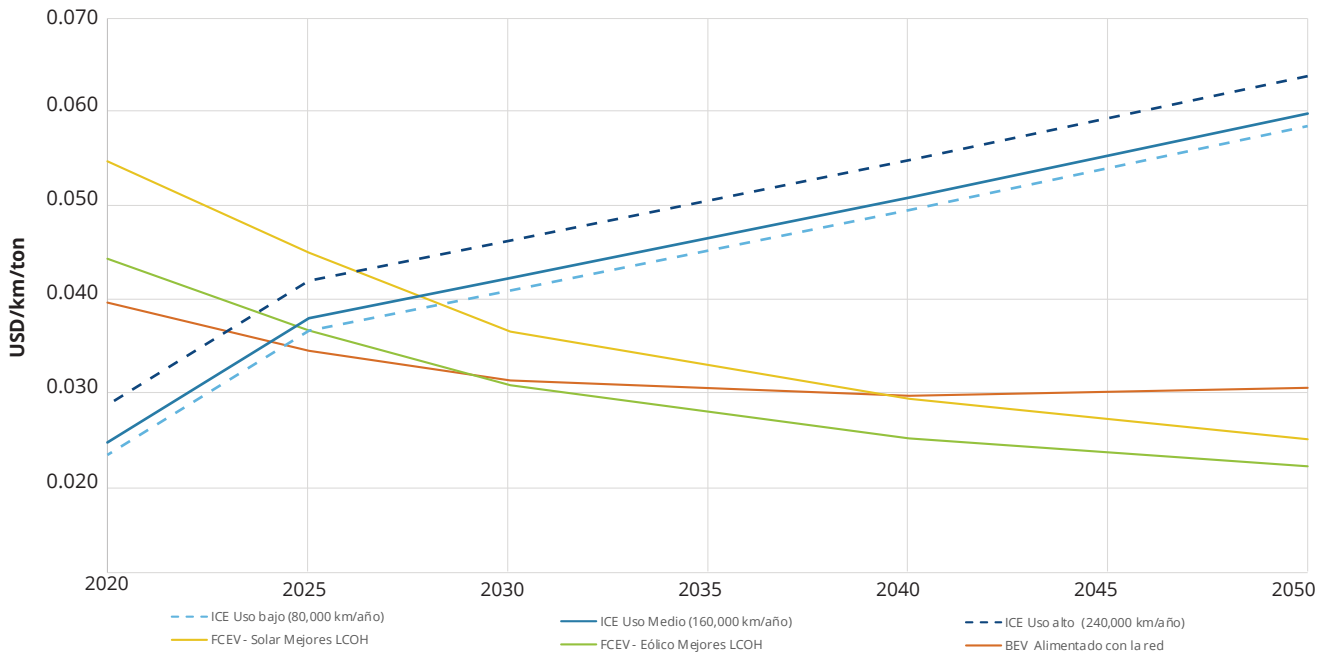
Los camiones de hidrógeno son vehículos eléctricos (EV) que almacenan energía en forma de hidrógeno comprimido y lo emplean para generar electricidad a través de celdas de combustible (fuel cells), que alimentan un motor eléctrico para impulsar al vehículo. Al usar celdas de combustible, la eficiencia de conversión energética es superior a la de los motores de combustión, lo que contribuye a que su uso alcance la paridad de costos de manera temprana, aunque no necesariamente sea más barato el hidrógeno que el diésel por unidad de contenido energético (USD/MMBTU o USD/MJ). Esto es sin considerar ningún incentivo por la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero u otros contaminantes de la atmósfera, los cuales podrían acelerar aún más el que alcance la paridad de costos.

Para realizar un análisis de competitividad más completo de los FCEV en el sector del transporte pesado, se calculó el costo total de propiedad (TCO, por sus cifras en inglés) en el cual se consideran los costos de adqui-

sición, operación y mantenimiento durante toda la vida útil de cada vehículo. Este análisis considera también las diferencias en la eficiencia entre las alternativas y sus características técnicas, a partir del cual se obtiene un costo final por unidad útil o unidad funcional, que es un indicador más preciso para la comparación en costos tomando en cuenta la utilidad para el propietario de la unidad aplicable a una flota vehicular.

En este caso la unidad funcional es el transporte de carga por kilómetro recorrido, considerando también la capacidad de carga de cada tecnología, por lo que se calculó el TCO en costo por kilómetro y por tonelada durante su vida útil, como se muestra para diferentes intensidades de uso en la Figura 24. El comparativo se realiza entre camiones con motores de combustión interna de diésel (ICEV), camiones eléctricos a baterías (BEV) y camiones eléctricos de celda de combustible de hidrógeno (FCEV).

Figura 24. Análisis de sensibilidad de costos por kilómetro recorrido entre tecnología convencional (ICE) y las celdas de combustible (FCEV). Considerando los supuestos por tecnología del Anexo 7 entre los cuales se considera: eficiencia, CAPEX, costos energéticos, tiempo de vida útil.



Fuente: elaboración propia.

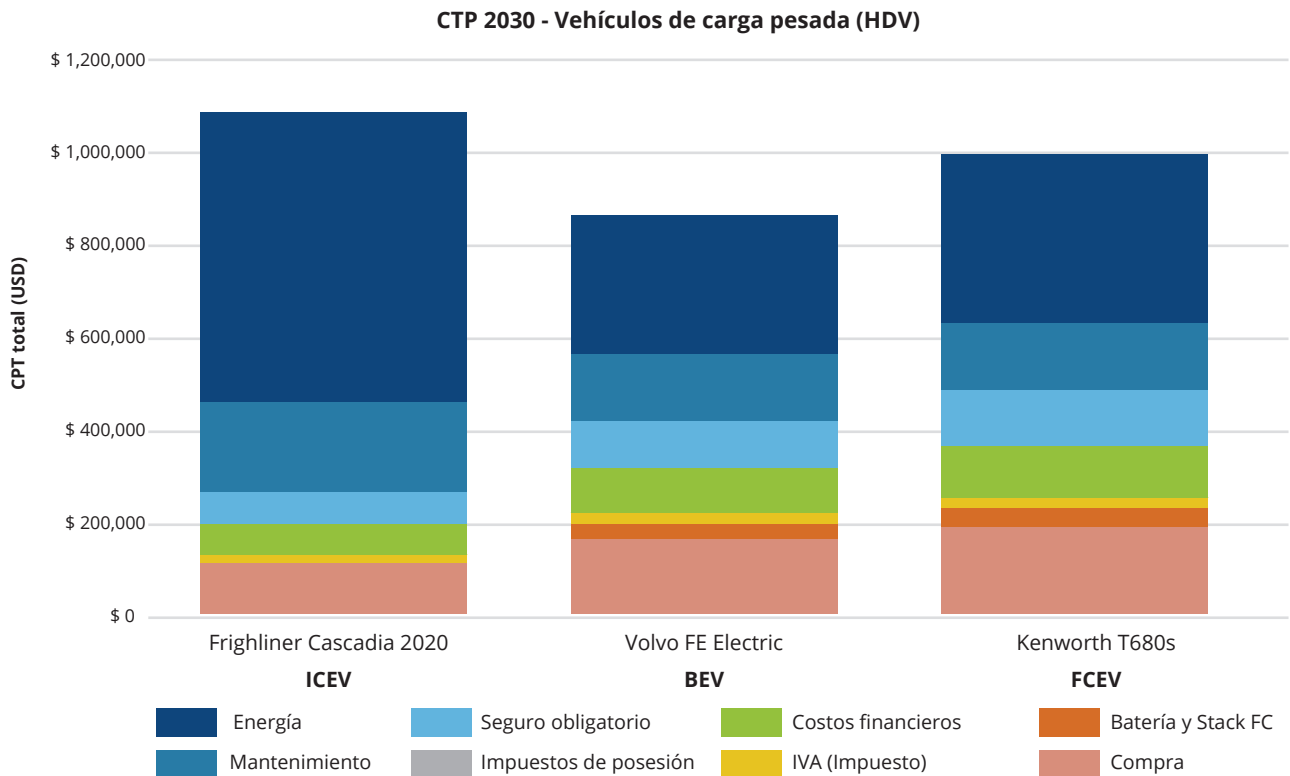
A partir de la información contenida en el gráfico anterior es posible dimensionar, según su nivel de actividad, el costo por tonelada y por kilómetro para un vehículo a combustión (ICEV) en comparación de un vehículo con celda de combustible (FCEV) alimentado con hidrógeno verde producido con energía eólica y solar. Variar un $\pm 50\%$ el nivel de actividad con respecto a los 160 mil kilómetros que recorre un vehículo de carga en México podría postergar la paridad de costos por kilómetro entre 2023 y 2024, alimentándose con H₂V eólico, mientras que para H₂V solar las fechas de paridad se estiman que sean entre 2027 y 2028.

Si bien los BEV requieren menores costos de inversión para su adquisición y para desplegar su infraestructura de recarga, además de una mayor eficiencia energética, los FCEV ofrecen ventajas como tiempos de recarga menores y autonomías más extendidas, lo que resulta en más horas efectivas de uso en el día y la capacidad de adoptar rutas con puntos de repostaje más distantes. Entre las desventajas de los BEV destaca que las baterías

ocupan mayor espacio y con las tecnologías actuales pueden ser hasta tres o cuatro veces más pesadas que los sistemas de almacenamiento y uso de hidrógeno, reduciendo la capacidad útil del camión para transportar mercancías (GIZ, 2021).

Un análisis más detallado sobre la competitividad de las diferentes tecnologías mencionadas se puede consultar en los reportes “Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación” (GIZ, 2021), en particular el [Tomov: Aplicaciones en el sector del transporte](#). Por ejemplo, en términos del costo total de propiedad (TCO) para vehículos de carga pesada (HDV) en México, para 2030 las tres tecnologías serían económicamente similares entre sí. La Figura 25 toma valores promedio a nivel nacional por lo que no contempla el alto potencial eólico específico de Chihuahua, que reduciría el TCO del FCEV. La Figura 25 representa el CTP por cada tecnología en la cual no se refleja algunas ventajas del camión de hidrógeno frente al eléctrico a baterías, como su uso por más horas del día y con mayor capacidad de transporte de carga.

Figura 25. Comparativo de TCO de diferentes tecnologías para camiones de carga en México 2030.



Fuente: elaboración propia a partir de (GIZ, 2021).

En aras de reducir las emisiones de GEI en el estado, se lleva a cabo hace ya un par de años, la discusión sobre la adquisición de vehículos a combustión de gas natural. Prueba de ello es la adquisición de 120 autobuses Hyundai (100 Super Aero City y 20 County), que ofrecen sus servicios en la ciudad de Tijuana desde 2019 (Ngvjournal, 2019). En la prensa también se puede encontrar diferentes anuncios donde se declara la intención del estado en reducir el impacto ambiental del transporte haciendo uso de esta tecnología, incluso, se habla de la renovación de los buses y taxis que atienden el transporte público en ciudades como Tijuana y Mexicali.

Poniéndolo en perspectiva, Engerer y Horn (2010) citan un estudio de Price Waterhouse Coopers, que se basa en COPERT y CONCAWE, en este se reportan emisiones de CO₂ sobre una base WTW (Well to Wheel) de poco más de 120 gCO₂/km para GNC versus 160 gCO₂/km para Diesel y poco más de 190 gCO₂/km para gasolina. Los únicos combustibles con mejores resultados en este análisis son el etanol (110 gCO₂/km) y el biodiésel (90 gCO₂/km). Lo anterior supone una mejora de solamente el 25% comparando los vehículos a gas natural y los diesel (The Contribution of Natural Gas Vehicles to Sustainable Transport, 2010).

Por otro lado, las emisiones de NO_x, SO_x, entre otros gases, también se asocian a la combustión de gas natural, motivo por el cual las alternativas como BEV y FCEV serían una mejor opción en términos medio ambientales.

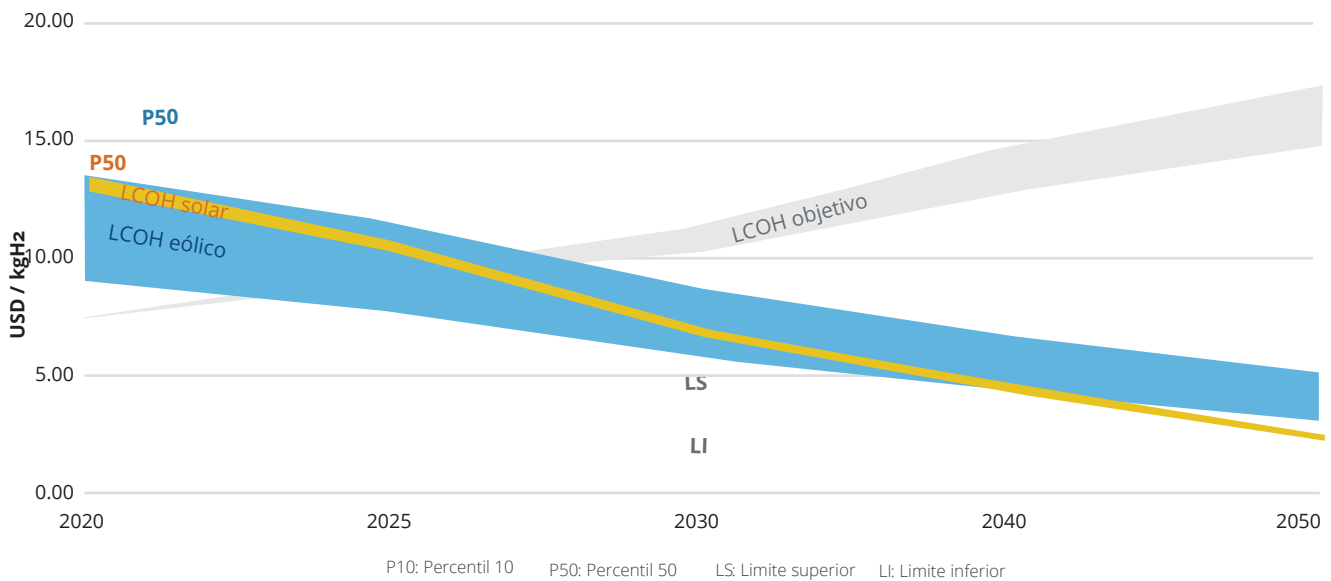
Tomando como referencia el análisis realizado en esta sección, se espera que los BEV sean en general más competitivos que los FCEV en términos económicos por lo menos hasta finales de la década del 2040. Sin embargo, requisitos como una alta disponibilidad de los vehículos, que no es compatible con largos tiempos de recarga, largas autonomías y mayor capacidad de carga, darían lugar a una oferta para los FCEV en los segmentos que demandan estas condiciones operativas. Por lo tanto, la demanda de hidrógeno verde para el transporte pesado estaría enfocada principalmente en sectores con las condiciones antes mencionadas, limitando la demanda del hidrógeno a segmentos específicos en donde las baterías no podrían competir por sus restricciones tecnológicas. Para la evaluación de casos específicos, se recomienda hacer un análisis comparativo ya que diferentes requerimientos operativos en términos de horas de operación, distancias y diferencias de altura a recorrer, entre otros, podrían arrojar casos de mayor competitividad de hidrógeno respecto a las baterías antes de lo proyectado.

5.2.4. Hidrógeno como energético

Para la generación de energía eléctrica estacionaria, se proyecta que hasta la década del 2040 será posible alcanzar paridad de costos entre la generación de energía eléctrica a partir del gas natural y la producida usando celdas de combustible de hidrógeno en Chihuahua. La principal razón se debe al bajo costo energético del gas natural que se usa en Chihuahua. Para 2030, se requeriría contar con un LCOH verde cercano a 1 USD/kg para lograr la paridad en costos con la electricidad producida en ciclos

combinados de gas natural. Lo anterior parece difícilmente alcanzable bajo los supuestos con los que se calcularon los LCOH de origen renovable, sin embargo, políticas para subsidiar este energético y/o programas para incentivar la descarbonización del sector energético, podrían reducir la distancia entre el costo de producción de energía eléctrica con gas natural vs. hidrógeno verde. En la Figura 26 se puede apreciar las proyecciones de LCOH solar y eólico en el estado, junto con el LCOH objetivo para la generación de energía eléctrica con gas natural.

Figura 26. Proyección paridad de costos entre hidrógeno objetivo e hidrógeno verde (solar y eólico) para generación energía.



Fuente: elaboración propia

Para antes del 2050, el hidrógeno como materia prima, energético para transporte y generación de energía eléctrica promete ser una fuente económicamente viable en el estado de Baja California. La energía eólica podría ser la fuente de generación que permita producir el H₂ verde más económico en este estado, motivo por el cual se recomienda analizar en primera instancia este recurso al momento de desarrollar proyectos de hidrógeno verde para el uso final de las industrias analizadas.

5.3. Estimación de alto nivel del crecimiento de la demanda de H₂

En el estado de Baja California, las principales ventas internacionales durante el 2021 fueron los monitores y proyectores que no incorporan aparatos de recepción de televisión (US\$10,649M), vehículos de motor para el transporte de mercancías (US\$4,138M) e instrumentos y aparatos utilizados en ciencias médicas (US\$3,245M). Estos productos tuvieron como principales destinos los Estados Unidos (US\$46,506M), Canadá (US\$724M) y Co-

lombia (US\$404M) (Gobierno de México, 2022). Por otro lado, la economía local de Baja California tiene un fuerte componente en el comercio al por menor, representado por el 37,8 % de las unidades económicas existentes en el estado. El estado también cuenta con industria de servicios, turismo y manufactura considerable, lo cual lo ha hecho un estado atractivo para recibir inversión, principalmente de estadounidense, europea y canadiense.

A pesar de los esfuerzos nacionales e internacionales para descarbonizar la matriz energética, La Comisión Federal de Electricidad (CFE) está fortaleciendo su parque de generación en el Sistema Eléctrico Baja California (BCA) con la construcción y puesta en servicio del proyecto Central de Combustión Interna (CCI) Mexicali Oriente. El proyecto cuenta con una inversión aproximada de 379 millones de dólares y contempla el impulso a la economía de la zona del Valle de Mexicali. El proyecto aportará una potencia eléctrica 429 MW, entrando en operación en 2023 (Economista, 2022). Sin embargo, el Gobierno del Estado, a través de la Comisión Estatal de Energía (CEE), realizó durante el 2022 una serie de

pláticas en conjunto con la Secretaría de Economía, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la Secretaría de Energía (SENER) para miembros del sector industrial en los municipios de Mexicali, Tijuana, Ensenada, Tecate y Rosarito con el objetivo de presentar la planificación y el estatus del sector energético de Baja California, como temas principales se establecieron algunos objetivos en los que se resalta la necesidad de conseguir la autosuficiencia energética del estado haciendo uso de sus recursos renovables.

Considerando el contexto energético y económico del estado, la estimación de alto nivel del crecimiento de la demanda de H₂ en Baja California ha tenido en cuenta que:

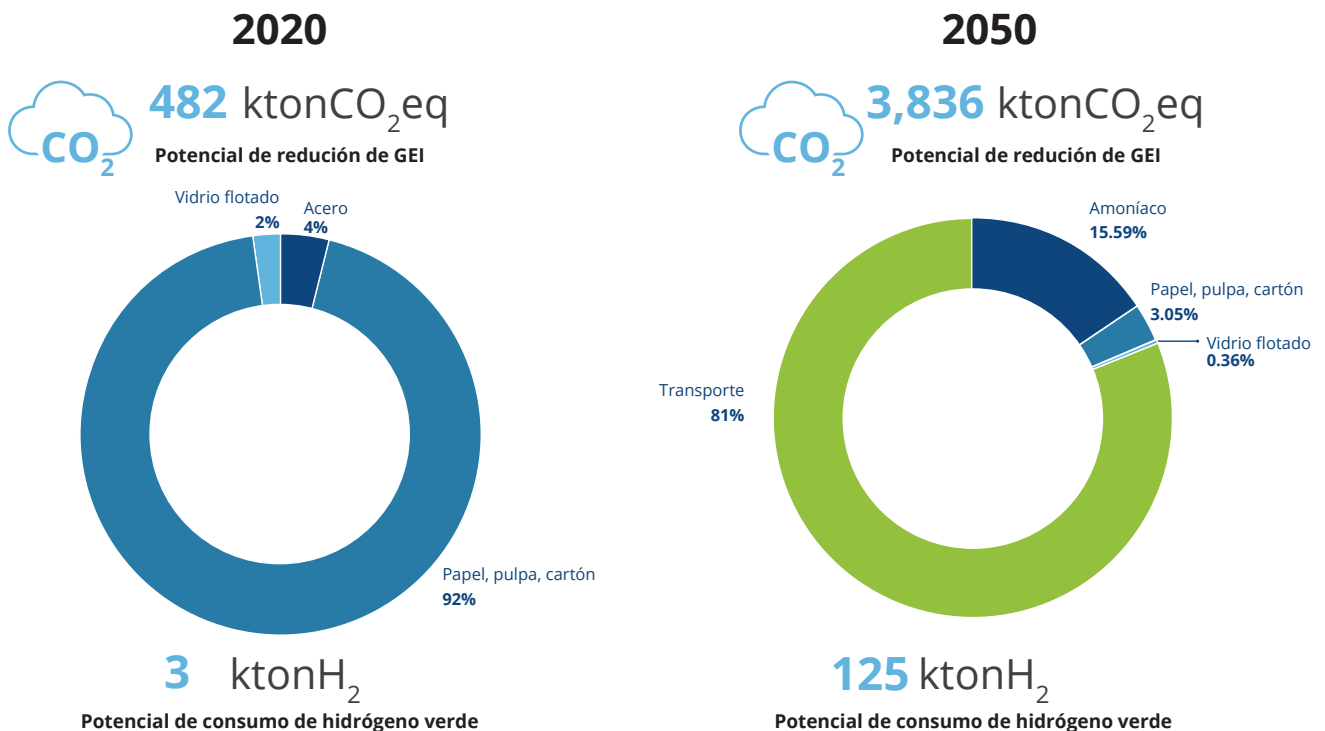
- La descarbonización de la red eléctrica en Baja California debería favorecer la inyección de energía directamente de las fuentes renovables (solar y eólica), por su competitividad en precios frente a otros energéticos como el gas natural, mientras que, el hidrógeno tendría un mayor protagonismo en industrias difíciles de electrificar tales como: la producción de amoníaco y productos químicos.

- El gas natural será una fuente de producción de calor más económica que el hidrógeno verde por lo menos hasta mediados del 2042.
- La descarbonización del transporte pesado de carga debería priorizar la tecnología de los FCEV, antes que los vehículos a gas natural. Si bien en términos económicos los vehículos con gas natural son más económicos que aquellos con hidrógeno, los vehículos con gas natural no representan un beneficio sustancial para el estado.

Considerando lo anterior, se ha estimado el consumo de hidrógeno en Baja California para 2020 y la potencial demanda hacia 2050, donde se ha tenido en cuenta: el crecimiento nacional e internacional del mercado de los diferentes sectores mencionados, la paridad de costos, el consumo actual de hidrógeno en el estado y por industria.

Adicionalmente a la proyección de demanda, en la Figura 27 se realiza una estimación de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que podrían reducirse si la adopción del hidrógeno cumpliera las proyecciones realizadas para cada industria.

Figura 27. Evolución de la demanda de hidrógeno en Chihuahua 2020 – 2050.



Fuente: Elaboración propia.

El potencial de consumo de hidrógeno en Baja California se multiplicaría cerca de 41 veces en solo 30 años, siendo el sector de transporte pesado el que más aportaría en su crecimiento.

Otra industria que vale la pena analizar es la del amoníaco, que para 2021 no tenía un potencial de consumo anual y, para 2050, este potencial llegaría a 19.6 ktonH₂ (3.3 ktonNH₃). Baja California podría aprovechar sus recursos energéticos para producir su propio amoníaco y emplearlo en la industria agrícola, industria que según la sección 5.2, tiene representatividad en la economía del estado y que a su vez ya demanda de este elemento en la mayoría de los cultivos que hoy tiene en su territorio.





Con este contexto, el aprovechamiento del hidrógeno como insumo para la industria agrícola debe ser analizado con mayor detalle en próximos estudios.

Por otro lado, en cuanto al sector del transporte, la demanda de hidrógeno sería influenciada principalmente en el segmento del transporte pesado, donde se ha comprobado que la paridad de precios se encuentra antes del 2025. Se sugiere que el gobierno de Baja California contemple la producción e hidrógeno verde localmente para la descarbonización del transporte, priorizando especialmente aquellos usuarios con alta demanda energética como lo pueden ser quienes recorren largas distancias, transportan grandes volúmenes de mercancía o en el ejercicio de su negocio, cumplen particularmente con estas dos características.

Adicionalmente a lo mostrado en la figura anterior, el hidrógeno en Baja California podría ser adoptado en la industria de chips y en la industria aeroespacial, en donde el gobierno podría valerse de la producción local y limpieza de hidrógeno para así madurar estas industrias a mediano y largo plazo.

Para dar un orden de magnitud en las necesidades de despliegue de infraestructura para satisfacer la potencial demanda de hidrógeno verde en el estado de Baja California, la Figura 28 muestra la potencia de energía renovable y de electrólisis necesaria a ser instalada en 2020 y 2050 para satisfacer al 100 % las demandas de hidrógeno para dichos períodos de tiempo, en donde para el 2020 se considera reemplazar en su totalidad el hidrógeno gris por hidrógeno verde y de esta manera dar una noción de la infraestructura requerida en 2020 para desligarse de la dependencia hacia el hidrógeno gris.

Figura 28. Estimación de infraestructura de generación renovable para satisfacer la potencial demanda de hidrógeno en Baja California (solar y eólico considerando el P10).

	2020	2050
 Potencia solar requerida	58 MW	1,812 MW
 Potencia electrolizador requerida (solo solar)	41 MW	1,294 MW
 Potencia eólica requerida	23 MW	739 MW
 Potencia electrolizador requerida (solo eólica)	12 MW	389 MW

Fuente: Elaboración propia.

5.4. Matriz de indicadores cualitativos

La demanda de hidrógeno a nivel estatal tiene diferentes aspectos que podrían influenciar su adopción. Estos van desde aspectos tecno-económicos hasta ambientales, con los cuales se puede evaluar cualitativamente el potencial que cada estado tendría en la adopción del hidrógeno verde bajo el contexto de los cinco KPIs propuestos¹⁷.

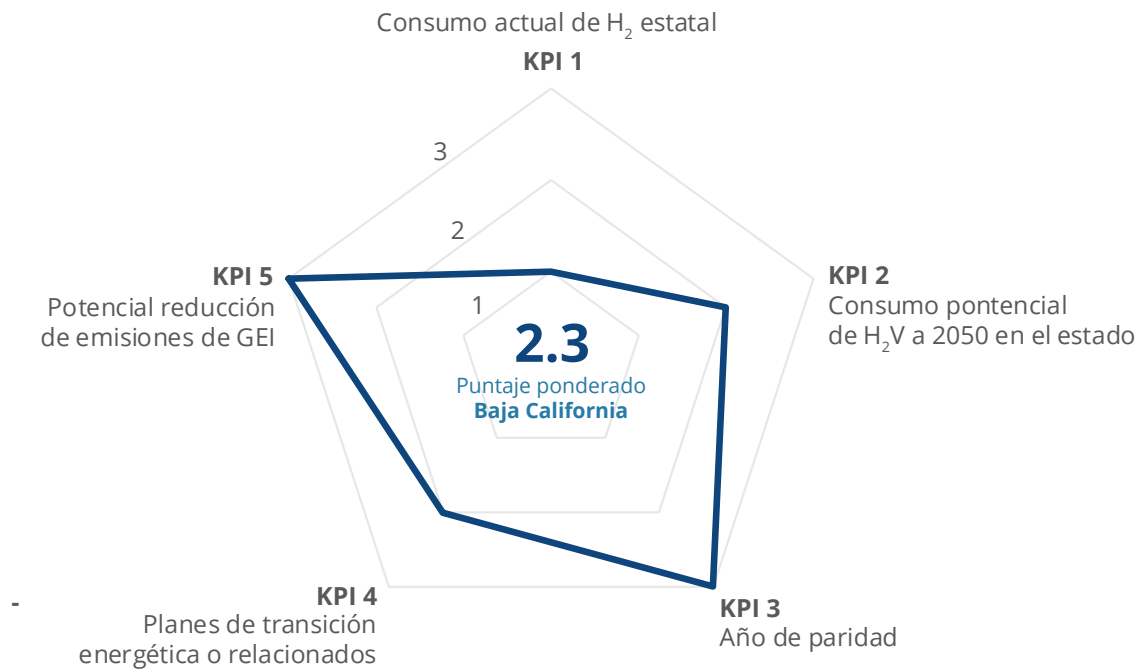
En la siguiente figura, se mostrará la calificación de cada KPI (ver Figura 29, donde Baja California ha obtenido una calificación ponderada de 2.3. El estado cuenta con dos KPIs que poseen puntajes máximos, estos son: el KPI 3 de año de paridad y el KPI 5 que hace referencia a la capacidad de reducción de GEI a 2050. A partir de los resultados obtenidos en el subcapítulo 5.2 se identificó que el estado federal tendrá un consumo potencial de hidrógeno a 2050 de 277 ktonH₂/año y la paridad de

¹⁷ Los KPIs que se usaron para la matriz de indicadores cualitativos se seleccionaron de acuerdo con la relevancia de hidrógeno dentro del mercado actual y futuro, estos son: KPI 1 - Consumo actual de H₂ estatal, KPI 2 - Consumo potencial de H2V a 2040 estatal, KPI 3 - Año de paridad, KPI 4 - Planes de transición energética o relacionados, KPI 5 - Potencial reducción de emisiones GEI.

costos serán en el corto plazo (menor al 2035). El KPI 1 de consumo actual de hidrógeno fue uno con el menor puntaje ya que el estado no cuenta con industrias petroquímicas y de refinación de petróleo que son las que en su mayoría consumen en la actualidad la mayor cantidad de hidrógeno. Sin embargo, industrias como la producción

papel y acero, aportan a la demanda actual. Con relación a planes energéticos de transición energética, se identificó que Baja California cuenta con políticas o planes estatales de descarbonización, sin embargo, estos aún no consideran directamente el uso del hidrógeno, pero sí mencionan las energías renovables.

Figura 29. Matriz de indicadores cualitativos para Baja California.



Fuente: Elaboración propia.

5.5. Drivers y barreras del hidrógeno por sector

A partir de los análisis desarrollados en detalle en el presente capítulo, se describe a continuación los principales drivers y barreras que se identifican en Baja California para la adopción del hidrógeno verde.

5.5.1. Drivers - industria

- El hidrógeno como materia prima para la industria logra una paridad de costos entre un horizonte temporal corto/medio esto es: 2030 y 2040.
- Las industrias papel & cartón y acero; demandantes del hidrógeno como materia prima, podrían encontrar una oportunidad de descarbonización de sus procesos si hacen una migración de hidrógeno gris al uso de hidrógeno verde. Impacto en reducción de

contaminantes depende de cada uno de los procesos y debe ser analizado por separado.

- Existe un margen de crecimiento de los mercados de la producción de amoníaco y otros químicos demandantes de hidrógeno, que no sólo incrementarían la demanda de hidrógeno sino también beneficiarían al estado en temas de soberanía energética y alimentaria.
- La falta de incentivos podría representar una oportunidad en el estado para promover nuevos programas en las industrias que requieren calor y usen el hidrógeno verde como fuente energética.

5.5.2. Barreras - industria

- El hidrógeno como fuente de calor para la industria no es muy atractivo económicamente antes del 2040. Antes de llegar a este año los costos energéticos del gas natural son más competitivos.

- Procesos industriales han sido adaptados para el uso de combustible sólidos, como el carbón y gaseosos, principalmente gas natural, por lo que la adopción de hidrógeno en estos procesos térmicos requerirá de reconversión tecnológica con costos asociados a modificaciones y puesta en marcha del nuevo Balance de Planta.

No existe una industria de refinería ni de producción de metanol en el estado consideradas como las principales industrias que en la actualidad demandan hidrógeno y que se proyectan a migrar a hidrógeno verde.

5.5.3. Drivers – transporte

- La paridad de costos en el transporte pesado (con diesel) tendría lugar antes del 2025, lo que viabiliza el estudio más profundo en la implementación temprana de proyectos piloto.
- Los vehículos, sin importar si son a combustión o no, dependen fuertemente de los chips. Se estima que en la actualidad un vehículo tenga alrededor de 100 chips, los FCEV no serán la excepción y por tanto, la industria existente de microchips en Baja California podría ser proveedor de estos elementos en la cadena de producción.
- Combustibles como el hidrógeno y el amoníaco.
- En el estado ya hay despliegue de buses con gas natural, esto demuestra una intención política y comercial para promover tecnologías de cero y bajas emisiones. La inercia para introducir FCEV sería menor a consecuencia de la curva de aprendizaje obtenida al emplear estas tecnologías.

5.5.4. Barreras – transporte

- La madurez tecnológica y logística de las empresas fabricantes de FCEV están restringidas a China y Europa.
- Existe una competencia internacional por adueñarse de la industria de los microchips. México debe emprender medidas para liderar esta industria aplicada en el sector automotriz.
- Los operadores logísticos no tienen claro sobre la seguridad del suministro de los

5.5.5. Drivers – energía eléctrica

- Existen recursos renovables por ser aprovechados en Baja California los cuales pueden ser empleados para la producción de hidrógeno verde a precios competitivos.
- A través de celdas de combustible, el hidrógeno lograría tener cabida en el mercado energético antes del 2050. Su adopción más temprana dependerá del abaratamiento de los equipos para la producción y uso de este energético principalmente.

5.5.6. Barreras – energía eléctrica

- El hidrógeno es más costoso energéticamente que fuentes como el gas natural, por tal motivo no parece ser atractivo para usos industriales intensivos en energía eléctrica antes del 2040, incluyendo la generación en termoeléctricas..

6. Análisis de uso sustentable de agua

La presente sección tiene como objetivo llevar a cabo una caracterización de la disponibilidad de agua para la realización de proyectos de hidrógeno en el estado de Baja California. Para ello, en primer lugar, se presenta un estado del arte de cuáles son los requerimientos de calidad y cantidad de agua para la producción de hidrógeno a partir de electrólisis. Después, se brinda una breve contextualización de los lineamientos generales que existen para la priorización de los usos del agua en México. Posteriormente, se definen algunos indicadores clave utilizados para evaluar la disponibilidad de agua en el estado. Finalmente, se presenta el detalle de la caracterización del recurso hídrico en Baja California, incluyendo aspectos de la disponibilidad, calidad y costo del agua en el estado. A partir de los resultados obtenidos de dicha caracterización, se analizan las implicaciones de los diferentes elementos analizados para el desarrollo de proyectos de hidrógeno.

6.1. Requerimientos de cantidad y calidad de agua para la producción de hidrógeno

La producción de hidrógeno verde a partir de electrólisis requiere de agua como insumo fundamental. Esto partiendo de que la electrólisis es el proceso mediante el cual se separa el agua en sus dos componentes fundamentales: el hidrógeno y el oxígeno.

En ese sentido, de cara al despliegue de proyectos de hidrógeno, es importante conocer los requerimientos de agua, en términos de cantidad y calidad, ya que la disponibilidad de esta puede llegar a ser un limitante para la selección de sitios. Así, en cuanto a los requerimientos de cantidad de agua, **se debe tener en cuenta que para producir 1 kg de H₂ se requieren aproximadamente entre 18 y 24 L de agua** (Blanco, 2021). Esto contempla de 9-11 L para la electrólisis en sí y también considera las pérdidas ocasionadas debido al proceso previo de desmineralización (remoción de sales inorgánicas) del agua. Es decir, el tratamiento requerido antes de ingresar al electrolizador. Por su parte, en cuanto a requerimientos de calidad de agua, esta debe ser de tipo 2 o superior, de acuerdo con el estándar 1193 de la Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales (ASTM, American Society for Testing and Materials). Las especificaciones para este tipo de agua son las siguientes (INIMET, 2010):

Tabla 4. Especificaciones del agua tipo II, de acuerdo con el estándar ASTM 1193.

Aspecto	Líquido incoloro y limpio
Densidad a 25°C	1.000 + 0.001 g/mL
Olor	Inodoro
pH a 25°C	4.5 – 8

Conductividad eléctrica máxima a 25° C	1.0 µS/cm
Resistividad mínima a 25°C	1.0 MΩ
Carbono Orgánico Total (COT) máximo	50 mg/L
Sodio máximo	5 µg/L
Cloruros máximos	5 mg/L
Sílice total máximo	3 µg/L

Fuente: elaboración propia con base en (INIMET, 2010).

Por lo tanto, el agua a utilizarse debe tratarse de manera previa para cumplir con dichos estándares, lo que implica esfuerzos y costos adicionales, en función de la calidad del agua disponible localmente. Sin embargo, en general esto no implica un incremento significativo en el costo del hidrógeno producido, como se ha demostrado en estudios anteriores (Hinicio, 2021). También es importante considerar que los estándares del agua tipo II son más altos que incluso los del agua potable, dado que se requiere un líquido con alto nivel de pureza. No obstante, esto se puede lograr mediante procesos de destilación, que es el método que se emplea más comúnmente, dado que es el más económico, ya que solo requiere consumo de electricidad (Janssen, 2021).

6.2. Lineamientos para la priorización de los usos del agua en México

La Ley de Aguas Nacionales, publicada originalmente en 1992 y reformada de manera más reciente en mayo de 2022, es el instrumento de ordenamiento más importante del recurso hídrico en México. Su objetivo fundamental es regular la explotación, uso, aprovechamiento, distribución y control del agua en todo el país, así como velar por la preservación de su cantidad y calidad, a fin

de lograr un desarrollo integral sustentable (Gobierno de México, 2022).

Al respecto de la priorización de los usos del agua en México, la Ley de Aguas Nacionales establece la organización y el funcionamiento de los Consejos de Cuenca: un total de 26 entes a nivel nacional cuya misión es ejecutar programas y acciones con el fin de lograr una mejor administración de las aguas, el desarrollo de la infraestructura hidráulica y los servicios respectivos, y la preservación de los recursos de las cuencas (PAOT, 2002). Estos están conformados por representantes de los gobiernos municipales de los estados y entre sus atribuciones tienen la **misión y facultad de concertar las prioridades de uso del agua con sus miembros y su respectivo Organismo de Cuenca, pero con el lineamiento nacional de dar prioridad al uso doméstico y público urbano en todos los casos** (Gobierno de México, 2022).

6.3. Indicadores clave para la evaluación de disponibilidad de agua

Con el ánimo de realizar una evaluación integral de la disponibilidad de agua en Chihuahua, se llevó a cabo una revisión de recursos como el Reporte de Estadísticas del Agua en México (CONAGUA, 2019), la información y los mapas disponibles en el Sistema Nacional de Información del Agua (SINA) y el Informe de la Situación del Medioambiente en México (SEMARNAT, 2018). A partir de ello, se seleccionaron dos indicadores clave, el **agua renovable** y el **grado de presión**, los cuales se definen a continuación, y para los que se cuenta con información a nivel de entidad federativa, proveniente del Reporte de Estadísticas del Agua en México (CONAGUA, 2019).

El **agua renovable** se define como la cantidad máxima de agua que es factible explotar anualmente en una región sin alterar el ecosistema hídrico, ya que se renueva por medio de la lluvia. Por lo tanto, depende de las características hidrológicas del área analizada (CONAGUA, 2017). Esta se mide en unidades de volumen de agua y también suele calcularse como estadística per cápita, con el fin de dar una idea de la disponibilidad de agua por habitante en un momento en específico.

Por su parte, el **grado de presión** se calcula como el porcentaje que representa el volumen de extracción de agua media anual total para usos consuntivos del total de recursos hídricos renovables. Es decir, corresponde al volumen de agua extraído para usos consuntivos

dividido entre el volumen total de agua renovable (CONAGUA, 2017). De acuerdo con la clasificación definida por CONAGUA, el valor del grado de presión indica si el recurso hídrico renovable no presenta estrés o si este es bajo, medio, alto o muy alto de acuerdo con los siguientes lineamientos:

Tabla 5. Clasificación del grado de presión del agua renovable.

Porcentaje	Clasificación del grado de presión
Menor a 10%	Sin estrés
De 10% a 20%	Bajo
De 20% a 40%	Medio
De 40% a 100%	Alto

Fuente: (CONAGUA, 2022).

6.4. Caracterización de la disponibilidad de agua en Baja California

La caracterización mostrada a continuación incluye información sobre el agua renovable, el grado de presión y la distribución de los usos del agua en el estado, así como la disponibilidad de agua subterránea (acuíferos) y superficial, la calidad del agua y los regímenes de zonas de pago de derechos.

En el análisis de disponibilidad de agua de acuíferos, se presenta cuáles de ellos tienen problemas de salinización, dado que esto impacta la calidad del agua disponible. Por su parte, en el análisis de aguas superficiales también se muestra cuáles cuencas corresponden a vedas y reservas. Las zonas de veda son aquellas áreas en las que no se autorizan aprovechamientos de agua adicionales a los establecidos legalmente y donde además éstos se controlan mediante reglamentos específicos, a fin de evitar el deterioro del agua (en cantidad o calidad), la afectación a la sustentabilidad hidrológica, o el daño a los cuerpos de agua. Mientras tanto, las zonas de reserva son las áreas en las que se establecen limitaciones en la explotación, uso o aprovechamiento de una parte o la totalidad de las aguas disponibles, con el fin de prestar un servicio público, implantar un programa de restauración, conservación o preservación, o cuando el Estado resuelva explotar dichas aguas en función del bien público (CONAGUA, 2014).

Caracterización de Disponibilidad de Agua - Estado de Baja California

Disponibilidad de agua¹, agua renovable y grado de presión

- Volumen disponible de agua de acuíferos – 2020: **53 hm³/año**
- Volumen disponible de agua superficial – 2020: **440 hm³/año**
- Volumen disponible de agua total – 2020: **493 hm³/año**

Fuente: Cálculos propios con base en (SINA, 2021) & (SINA, 2022)

1Los valores reportados se calcularon al sumar la disponibilidad de agua de los acuíferos y cuencas no sobreexplotados en el estado, es decir, aquellos cuya disponibilidad actual es mayor a 0 hm³/año, de acuerdo con la información disponible.

- Agua renovable total – 2019: **3,045 hm³/año**
- Grado de presión – 2019: **117.2% (muy alto)**
- Grado de presión – 2030: **117.2% (muy alto)**

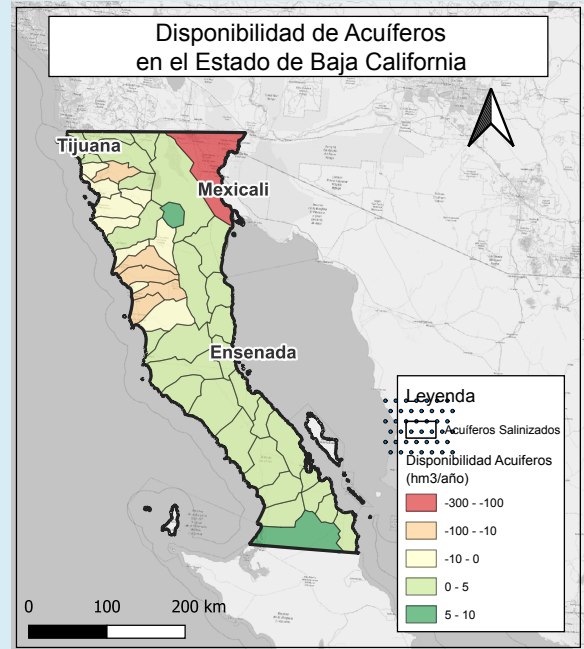
Fuente: (CONAGUA, 2022)

También es clave tener en cuenta que existe una suspensión nacional para el libre alumbramiento (descubrimiento de nuevas fuentes) de agua subterránea.

Acuíferos

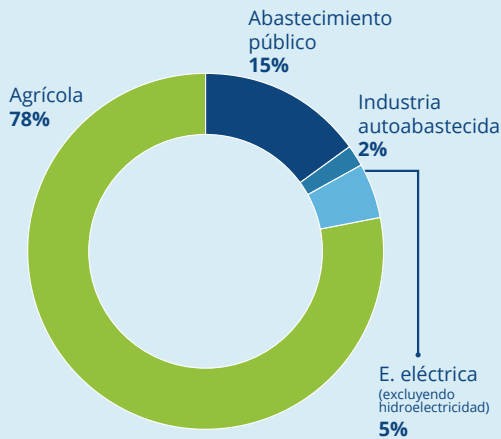
Total de acuíferos: 48

acuíferos salinizados: 10



Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2021).

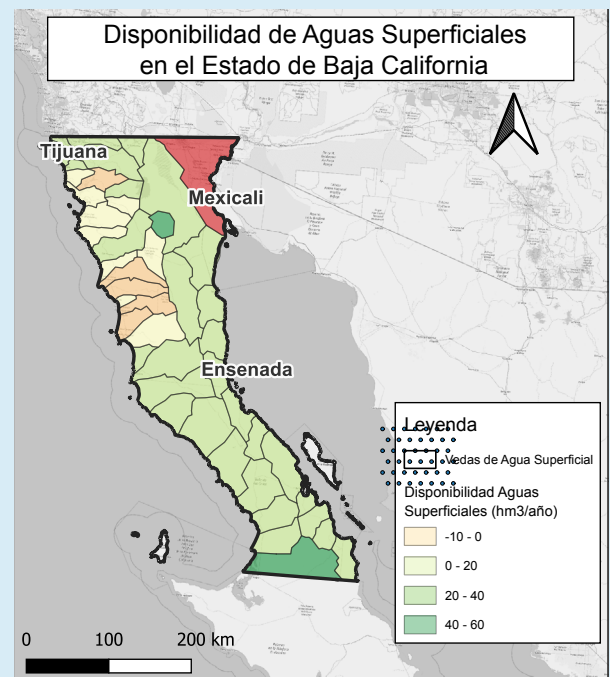
Usos del agua (2018, en hm³/año)



Tipo de uso	Total	Agua superficial	Agua subterránea
Agrícola	2,776	1,701	1,075
Abastecimiento público	522	435	86
Industria autoabastecida	83	69	14
Energía eléctrica (excluyendo hidro)	189	0	189
Total	3,570	2,206	1,364

Fuente: (CONAGUA, 2022)

Aguas superficiales



Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2022).

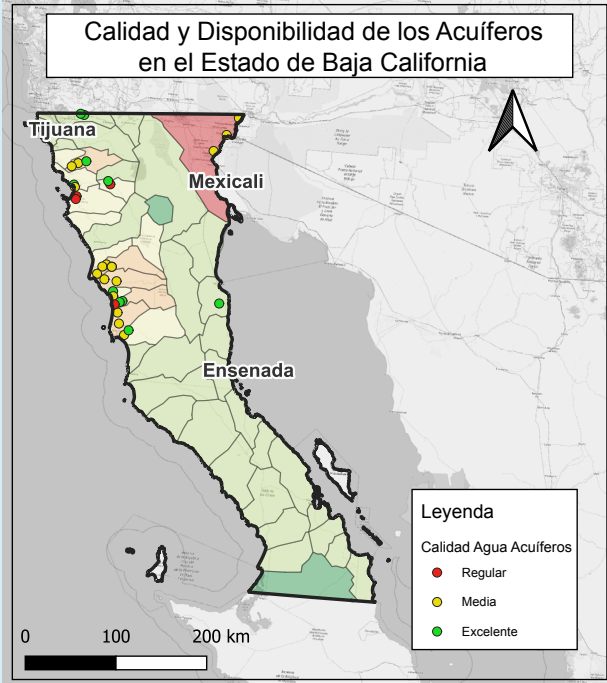
Caracterización de Disponibilidad de Agua - Estado de Baja California

Calidad del agua

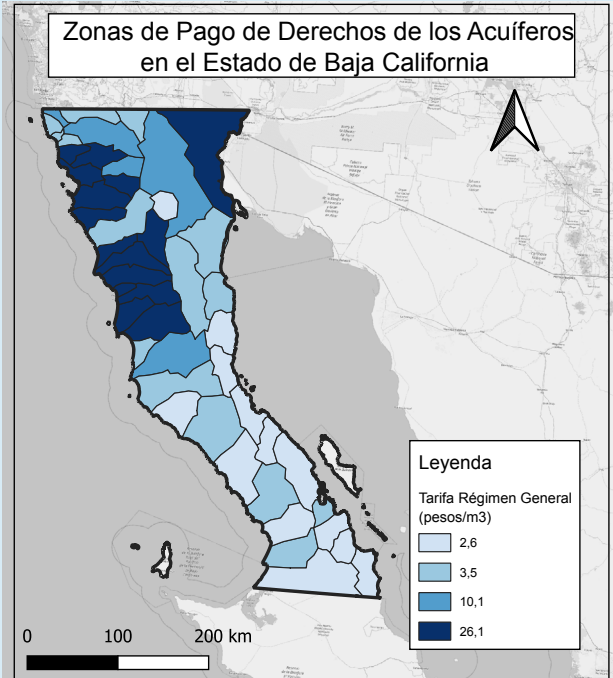
Zonas de pago

Acuíferos

Acuíferos



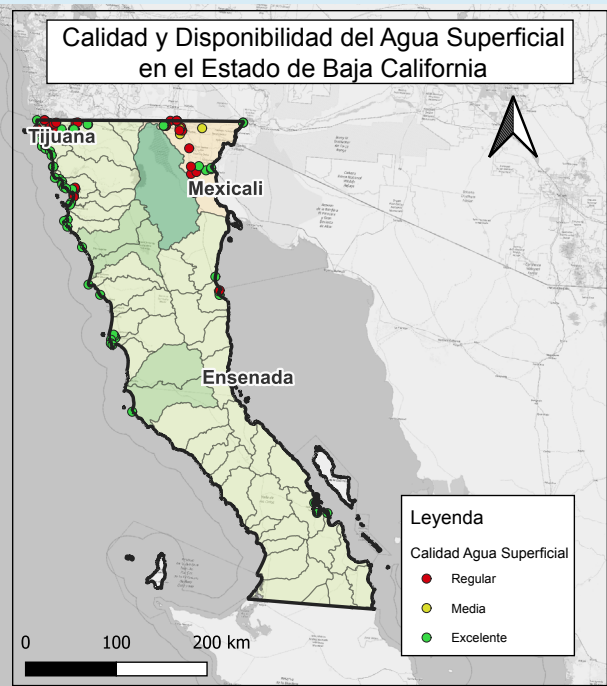
Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2021).



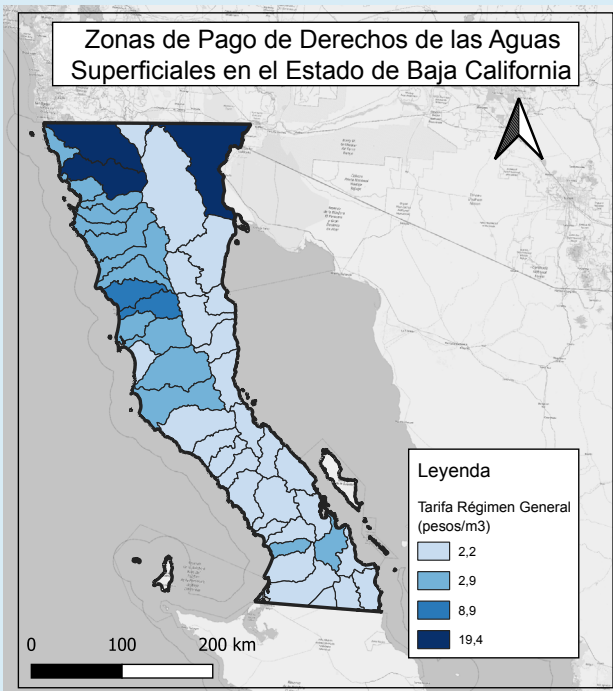
Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2022).

Aguas superficiales

Superficial



Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2021).



Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2022).

6.5. Análisis de las implicaciones de la caracterización del recurso hídrico en Baja California para el desarrollo de proyectos de hidrógeno

6.5.1. Disponibilidad de agua total y potencial máximo de producción de hidrógeno

La disponibilidad de agua total en el estado fue calculada mediante la suma de los volúmenes de agua de los acuíferos y cuencas no sobreexplotados en Baja California. Es decir, aquellos que, de acuerdo con la información disponible de CONAGUA, tienen una disponibilidad mayor a 0 hm³/año. Esto con el fin no incrementar el estrés hídrico sobre fuentes de agua que ya están sobreexplotadas y no comprometer la disponibilidad del recurso a futuro. Para el caso de los acuíferos, se consideraron solamente aquellos que pertenecen al estado de Baja California, de acuerdo con lo reportado por el SINA (SINA, 2021). Por su parte, para el caso de las cuencas de agua superficial, se consideraron todos los cuerpos de agua que se encuentran al interior del estado en su totalidad y, para aquellos que se comparten con estados aledaños, se consideró una disponibilidad de agua proporcional al área perteneciente a Baja California. De esta manera, con base en información reportada para 2020, se encontró que existe una disponibilidad de 53 hm³/año de agua de acuíferos y de 440 hm³/año de aguas superficiales¹⁸ en el estado, para un estimado total de 493 hm³/año.

Como se ha venido discutiendo a lo largo del reporte, las dos mayores limitaciones técnicas para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde son la disponibilidad de agua y de espacio para la instalación de plantas renovables. Por esta razón, se realizó un análisis para determinar la cantidad máxima de MW instalables de electrólisis y kton/año de hidrógeno producibles en Baja California teniendo en cuenta estas dos limitantes. Así, por un lado, se calcularon los MW de electrólisis máximos instalables teniendo en cuenta la disponibilidad de área para el desarrollo de proyectos de energía renovable y el respectivo potencial renovable en dichos terrenos. Complementariamente, se hizo el mismo ejercicio, pero partiendo de la disponibilidad de agua (es decir, cuánto hidrógeno sería posible producir teniendo en cuenta el recurso hídrico y el potencial renovable factible de las diferentes zonas). Luego, se compararon los dos valores obtenidos y se tomó el más bajo entre los dos, de manera que la cantidad de hidrógeno a producir cumpliera ambas restricciones.

Para determinar el potencial de instalación de electrólisis considerando las limitaciones de área, se partió de los parámetros de requerimiento de área para electrólisis a partir de fuentes solares (22.29 MW_{EZ}/km²) y eólicas (2.00 MW_{EZ}/km²) presentados previamente en el apartado 4.2. y se multiplicó por el área disponible con potencial para proyectos renovables. Por su parte, para determinar el potencial de instalación de electrólisis con base en las limitaciones de agua, se partió de los requerimientos de agua para la producción de hidrógeno (21 m³/ton de H₂¹⁹) y la distribución de los potenciales factores de carga de electrólisis por zona, derivados de los factores de planta máximos en las áreas con factibilidad para la instalación de proyectos de energía renovable (análisis explicado con mayor detalle en el capítulo 4). El cálculo se realizó a partir de la ecuación obtenida mediante el despeje algebraico mostrado a continuación:

$$Cap. \text{ real prod. } H_2 \text{ ton} = \frac{\text{disp agua}}{\frac{21 \text{ m}^3}{\text{ton } H_2}} = ef \text{ EZ} * FC \text{ EZ} * Pot. \text{ instalada EZ}$$

Donde *Cap. real prod. H₂ ton* corresponde a la capacidad real de producción de H₂ (en ton), es la disponibilidad neta de agua del estado (anual), es la eficiencia de los electrolizadores²⁰, es el factor de carga de los electrolizadores (proveniente del análisis de potencial renovable explicado en el capítulo 4) y es la potencia instalada de electrólisis.

De esta manera, despejando para la potencia instalada de electrólisis, se obtiene la expresión para encontrar el potencial instalable máximo en Baja California teniendo en cuenta la disponibilidad de agua:

$$Pot. \text{ instalada EZ} = \frac{21 \text{ m}^3 \text{ disp agua}}{\text{ton } H_2 * ef \text{ EZ} * FC \text{ EZ}}$$

La Figura 30 muestra el resultado final obtenido de MW instalables máximos en cada área, tanto para energía solar, como para energía eólica, luego de tomar el valor menor entre los obtenidos con ambas restricciones. Como conclusión central de este ejercicio, se encontró que sería posible instalar un máximo de 119,709 MW (119 GW) de electrólisis en el estado de Baja California si se utilizara todo el potencial solar del estado y 6,920 MW (6 GW) si se utilizara todo el potencial eólico²¹.

¹⁸ Esto con la salvedad de que la mayoría de las zonas con disponibilidad de agua actualmente (un aproximado de 75 hm³/año) corresponden a zonas de veda, por lo cual sería necesario validar si es posible hacer uso de ese recurso hídrico o no.

¹⁹ Se considera dicho valor al ser un intermedio del rango reportado por (Blanco, 2021), convertido a m³ agua /ton H₂

²⁰ Se considera una eficiencia de 53 MWh de EZ / ton H₂, que es un valor típico de los electrolizadores a la fecha de elaboración del informe.

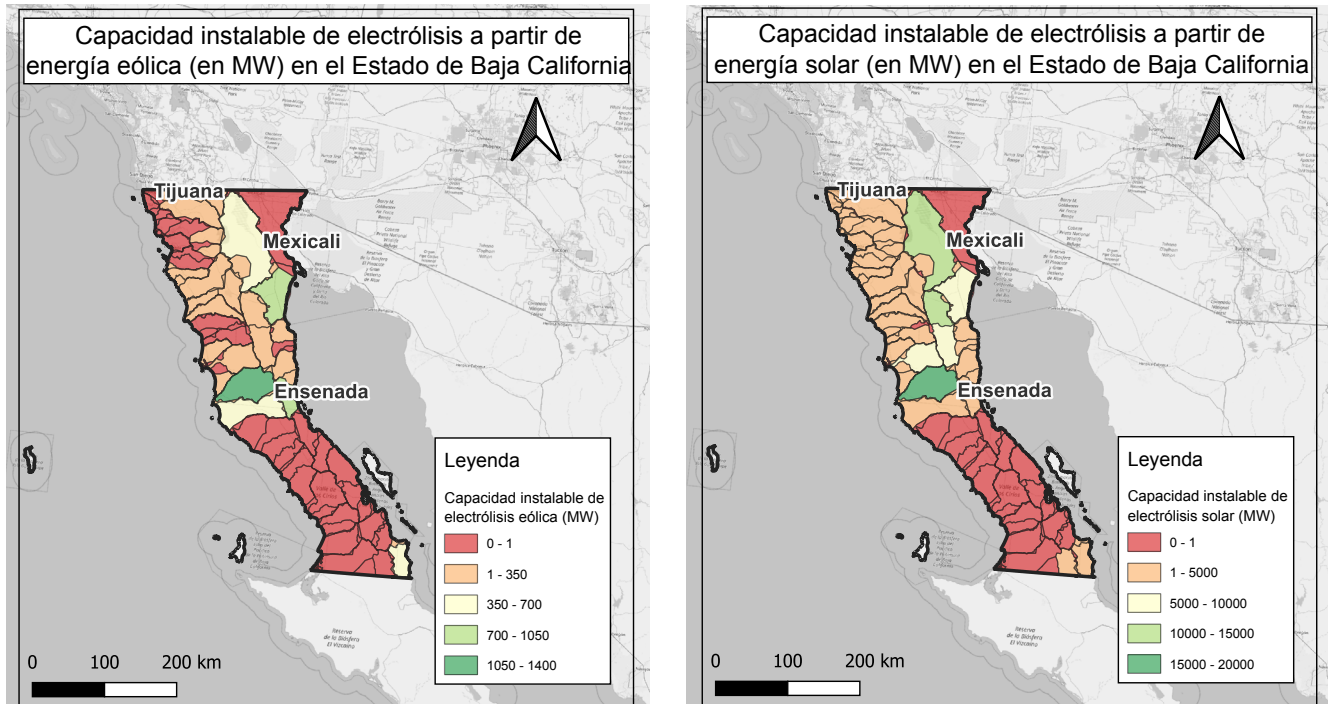
²¹ Se debe tener en cuenta que esto corresponde al requerimiento total de electrólisis, pero que los factores de carga con los que operan los electrolizadores varían en función del factor de planta renovable disponible en cada zona.

Estas dos cifras ya incorporando como limitante la disponibilidad de agua en el estado a 2020.

Se debe tener en cuenta que las divisiones territoriales que se observan en estos mapas y los presentados en la

Figura 31 son las mismas que se obtuvieron al analizar la disponibilidad neta de agua en el estado y que resultan del cruce entre las fuentes de agua subterránea y agua superficial en el estado de Baja California.

Figura 30. Capacidad instalable máxima de electrólisis a partir de fuentes solares y eólicas en Baja California, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020 y el potencial renovable factible del estado a 2022.



Fuente: elaboración propia.

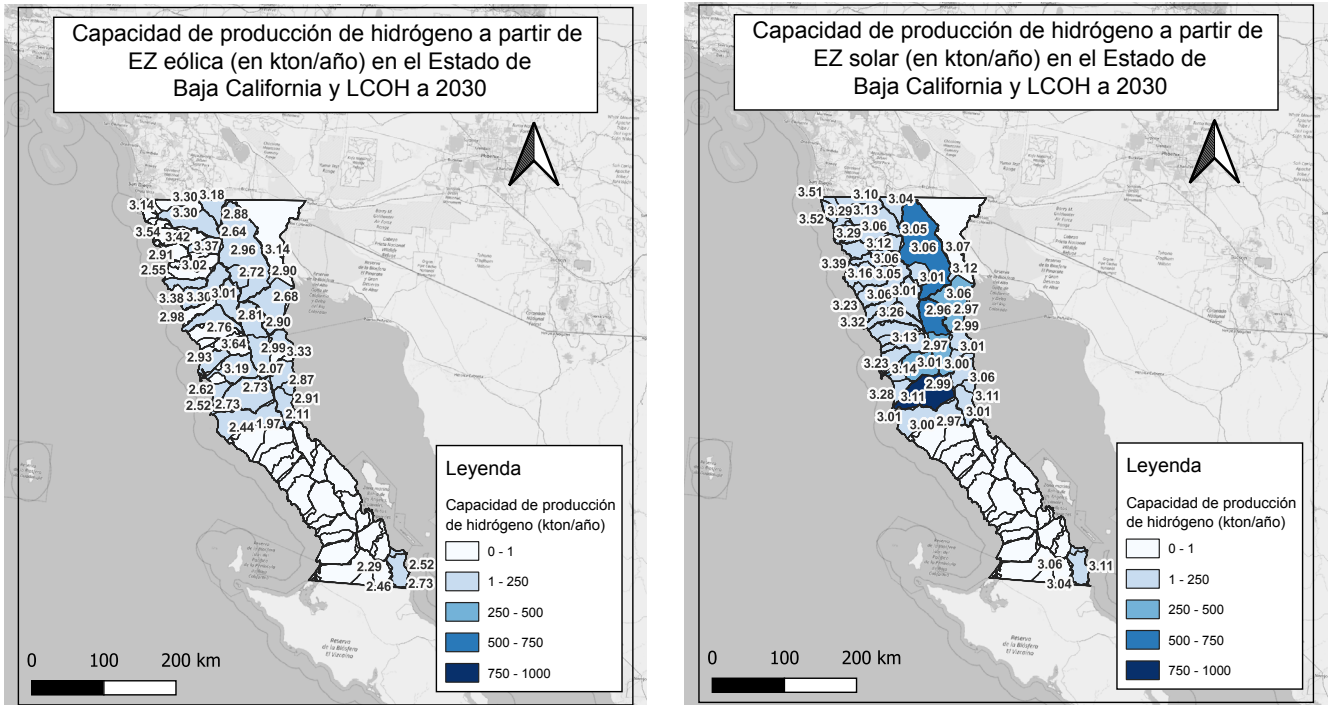
Similarmente, fue posible calcular la cantidad máxima de hidrógeno que sería posible producir en el estado, de acuerdo con las restricciones de área y agua disponible. La Figura 34 muestra los resultados obtenidos, incorporando también el valor del LCOH a 2030 correspondiente en cada zona (que se obtuvo previamente como resultado del análisis del potencial técnico-económico). A partir de este análisis, fue posible encontrar que:

- El potencial máximo de producción de hidrógeno en el estado de Baja California a partir de **fuentes solares**, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020, es de **6,812 kton H₂/año**.
- Los LCOH en estas zonas factibles oscilan entre **2.95 y 3.53 USD/kg H₂ para 2030**.

- El potencial máximo de producción de hidrógeno en el estado de Baja California a partir de **fuentes eólicas**, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020, es de **754 kton H₂/año**.
- Los LCOH en estas zonas factibles oscilan entre **1.97 y 4.19 USD/kg H₂ para 2030**.

Se debe tener en cuenta que **estas cantidades no son acumulativas**, dado que en cada cálculo se considera la disponibilidad total de agua y áreas con potencial renovable factible en el estado. Será responsabilidad de los desarrolladores de proyectos determinar si lo más provechoso es la utilización de uno u otro recurso renovable (o también ambos, si es el caso).

Figura 31. Capacidad de producción de hidrógeno en Baja California a partir de fuentes eólicas y solares, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y el potencial renovable factible del estado, y valores de LCOH promedio correspondientes a cada zona (en USD/kg de H₂)



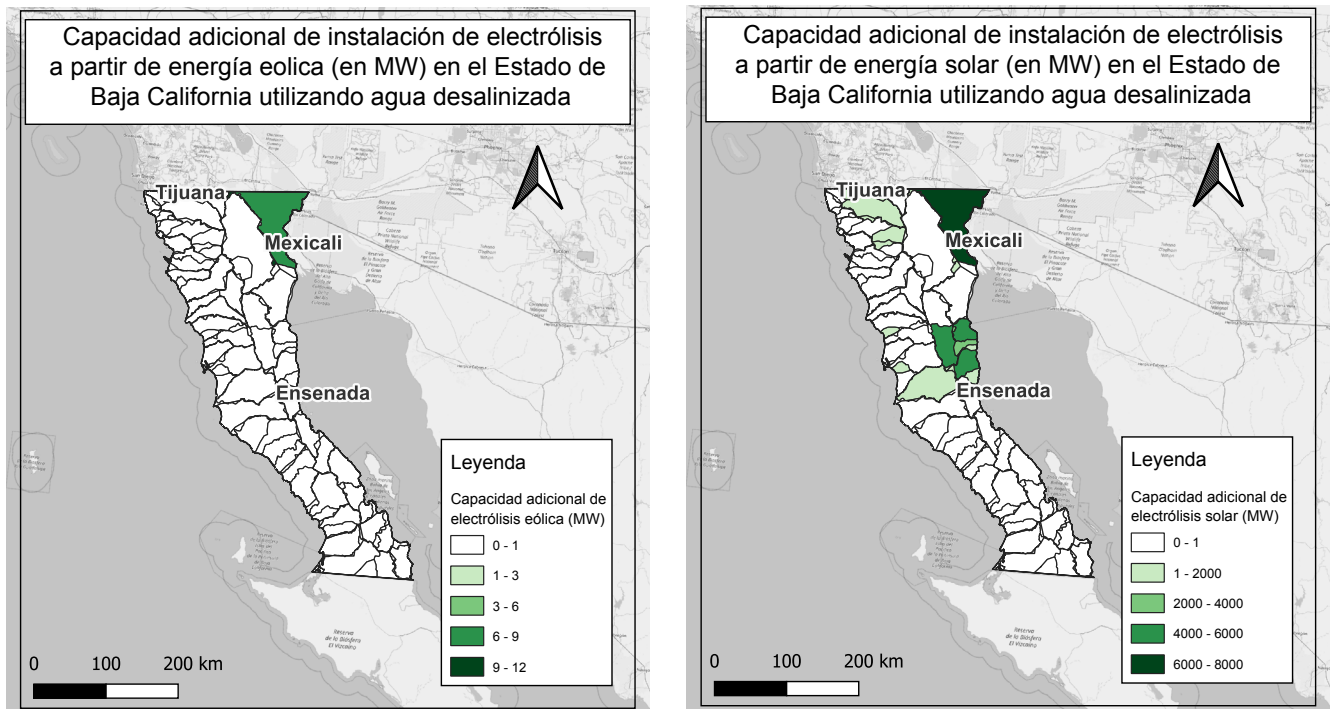
Fuente: elaboración propia.

6.5.2. Capacidad adicional de instalación de electrólisis y producción de hidrógeno por la incorporación de desalinización de agua

Al ser un estado que cuenta con una gran cantidad de costa, tanto al este como al oeste, Baja California puede considerar la desalinización de agua como una alternativa adicional para alimentar proyectos de producción de hidrógeno verde. De esta manera, el limitante para el potencial máximo de desarrollo de proyectos no sería la disponibilidad de agua, como ocurre en algunas regio-

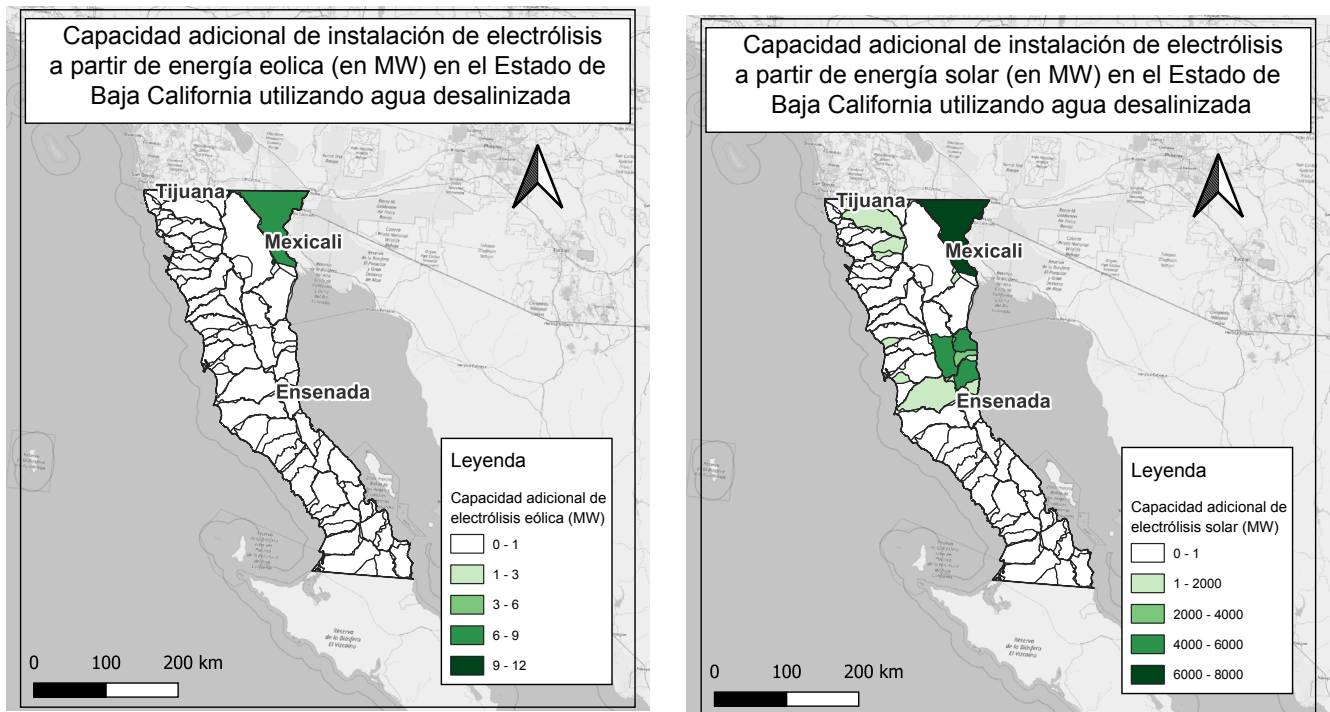
nes del estado, sino la disponibilidad de terreno factible para la instalación de plantas de generación renovable. La Figura 32 muestra los MW adicionales de electrólisis solar y eólica que se podrían instalar en Baja California al considerar la disponibilidad de terreno como única limitante para la producción de hidrógeno verde. Por su parte, la Figura 33 ilustra las kton de hidrógeno adicionales que se podrían producir.

Figura 32. Capacidad adicional de instalación de electrólisis a partir de fuentes solares y eólicas en Baja California, considerando el suministro de agua desalinizada y el potencial renovable factible del estado a 2022.



Fuente: elaboración propia.

Figura 33. Capacidad adicional producción de hidrógeno verde a partir de fuentes solares y eólicas en Baja California, considerando el suministro de agua desalinizada y el potencial renovable factible del estado a 2022.



Fuente: elaboración propia.

De esta manera, se tiene que se podrían instalar 28,814 MW (28 GW) adicionales de electrólisis alimentada con energía solar, o 18 MW alimentados por energía eólica. Esto se traduciría en una capacidad de producción adicional de 1,646 kton de hidrógeno anuales a partir de

energía solar o 1.63 kton a partir de energía eólica. Con esto, se observa que, para el caso de la producción de hidrógeno verde a partir de energía eólica, el limitante en la mayoría de los casos es la disponibilidad de terreno para la instalación de proyectos de generación renovable.

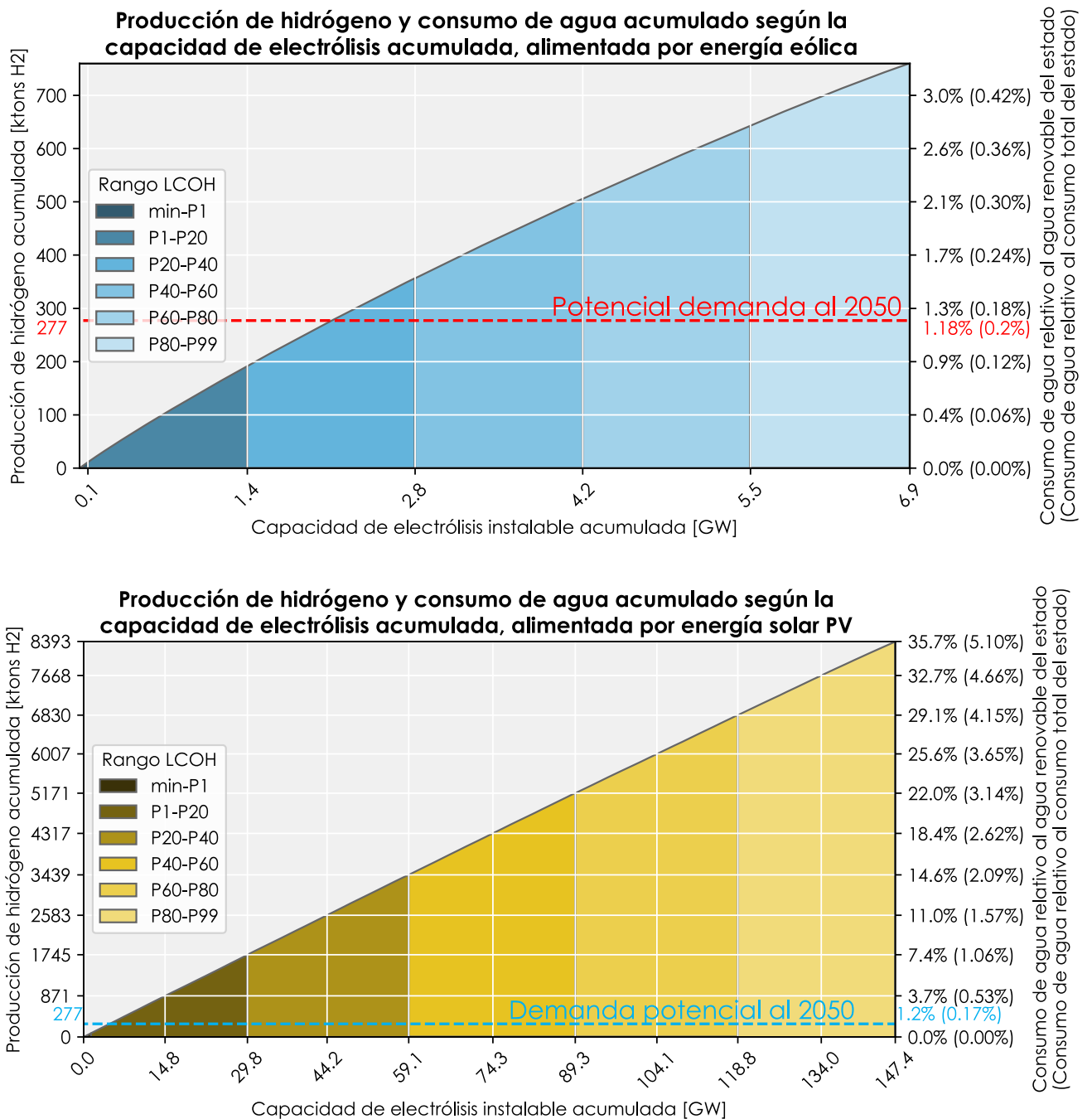
ble, mientras que, en la producción de hidrógeno a partir de energía solar, la limitante, si bien en la mayoría de los casos sigue siendo la disponibilidad del terreno, es más comúnmente la disponibilidad de agua.

6.5.3. Curvas de mérito de producción de hidrógeno, incorporando el consumo de agua

Es importante notar que los potenciales mostrados en la Figura 31 y la Figura 32 corresponden al potencial máximo de producción a partir de la disponibilidad de agua y áreas factibles para el desarrollo de proyectos

de generación renovable en el estado, pero no priorizan los mejores LCOH que se pueden obtener en diferentes zonas. Por otra parte, no se recomienda destinar la mayoría del recurso hídrico de alguna región a la producción de hidrógeno mientras haya otros usos que priorizar, como el suministro de agua potable o de riego. En respuesta a estas dos consideraciones, se elaboraron las curvas de mérito (Figura 34) presentadas a continuación, que muestran la capacidad instalable de electrólisis, la producción de hidrógeno correspondiente y el consumo de agua acumulados para el rango de valores de LCOH obtenidos en Baja California a 2030.

Figura 34. Curva de mérito de capacidad de electrólisis instalable y consumo de agua correspondiente con base en los LCOH eólico (arriba) y solar (abajo) a 2030.



Fuente: elaboración propia.

Al analizar las curvas de mérito, queda en evidencia también el potencial de adopción de hidrógeno verde en el estado bajo un escenario optimista, obtenido del capítulo anterior, ya que se puede observar que **para suministrar toda la demanda de hidrógeno verde a Baja California se requeriría alrededor del 0.17% del consumo de agua del Estado bajo un escenario de adopción elevada para 2050.**

Así mismo, se evidencia que podrían instalarse cerca de 1.4 GW de electrólisis alimentada a partir de energía eólica con el 20% de los mejores LCOH (percentil 20) obtenibles en el estado y 14.8 GW de electrólisis alimentada con energía solar con el 10% de los mejores LCOH (percentil 10). Esto implicaría un consumo de agua total de 22.7 hm³/año, equivalentes a aproximadamente el 4.6% del agua renovable disponible del estado y el 0.7% del consumo actual de agua en Guanajuato a 2019. Dicha potencia total instalable (16.2 GW) equivale a más de 3 veces los objetivos nacionales a 2025 de Chile, el país más ambicioso en temas de hidrógeno verde en América Latina, a nivel nacional, que son de 5 GW de electrólisis instaladas (Ministerio de Energía de Chile, 2020).

6.5.4. Consumo de agua esperable para el desarrollo de proyectos de hidrógeno en Baja California

Es importante tener en cuenta que los resultados presentados en los dos apartados anteriores ilustran el potencial máximo de producción de hidrógeno en Baja California con base en el recurso hídrico y el potencial renovable disponible. Sin embargo, un despliegue realista de proyectos de hidrógeno en el estado no implicaría una demanda de agua tan elevada. En particular, si se consideran las estimaciones de alto nivel del crecimiento de la demanda de hidrógeno verde en Baja California (presentadas en el apartado 4.3. del presente documento), se tiene que **para abastecer el total de la demanda de hidrógeno del estado a 2020, que es de aproximadamente de 3 kton de H₂, se requerirían alrededor de 0.06 hm³ de agua por año.** Esto representa el 0.002% del consumo total de agua del estado a 2019 y el 0.07% del consumo industrial para el mismo año. Así mismo, corresponde al 0.01% de la disponibilidad de agua en el estado de Baja California a 2020.

Similarmente, **para 2050, considerando una demanda de 125 kton H₂/año, el requerimiento de agua sería de 2.63 hm³ anuales,** lo que representa el 0.07% del consumo total y 3.16% del consumo industrial de Baja California a 2019. Esto también equivale al 0.53% de la disponibilidad de agua en el estado a 2020.

6.5.5. Calidad del Agua

La caracterización de la calidad del agua presentada en los mapas para agua superficial y subterránea está basada en el semáforo de la información de los indicadores de calidad del agua disponible en el SINA. Este considera la evaluación de 8 parámetros: Demanda Bioquímica de Oxígeno a cinco días (DBO₅), Demanda Química de Oxígeno (DQO), Sólidos Suspendidos Totales (SST), Coliformes Fecales (CF), *Escherichia coli* (E. Coli), Enterococos (ENTEROC), Porcentaje de Saturación de Oxígeno (OD%) y Toxicidad (TOX). Así, al integrar los resultados obtenidos para todos los indicadores, la calidad del agua se clasifica en una escala de semáforo verde (que en el presente análisis se denomina “excelente”), amarillo (“buena”) o rojo (“media”).

Teniendo en cuenta esto, se puede notar que la calidad del agua subterránea en Baja California en su mayoría es media o excelente (17 y 10 puntos del total de 31 mapeados, respectivamente). Sin embargo, se presentan algunos incumplimientos de los límites de la regulación mexicana, más comúnmente para Sólidos Disueltos Totales y Conductividad, que se explican en cierta medida por la problemática de salinización que existe en algunos acuíferos del estado. También se presentan algunos otros incumplimientos para Manganeso, Hierro, Flúor, Nitratos y Coliformes Fecales.

En cuanto a la calidad del agua superficial, se evidencia que esta también tiende a ser alta, ya que la mayoría de los puntos mapeados corresponden a calidad excelente y buena (61 y 4 puntos de un total de 106 mapeados, respectivamente). Sin embargo, en términos porcentuales, la calidad es menor que la del agua de acuíferos, ya que existen 41 puntos con calidad media (que representa un 39% del total) en comparación de los 4 para agua subterránea (equivalente al 13%) Los parámetros de la regulación mexicana que se llegan a incumplir en estos casos son Coliformes Fecales y *E. Coli* (con mayor frecuencia), así como Demanda Química de Oxígeno, Demanda Biológica de Oxígeno y Porcentaje de Saturación de Oxígeno. Esto puede atribuirse a vertimientos de aguas residuales en los diferentes cuerpos de agua, que hacen que estos terminen con una carga elevada de materia orgánica.

Independientemente de esto, los procesos de tratamiento (probablemente destilación) a los que se sometería el agua a utilizarse en los proyectos de hidrógeno permitirían tratar todos los contaminantes presentes en las fuentes de Baja California, para así obtener la calidad de agua necesaria para la electrólisis. Además, proyecciones realizadas por la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) revelan que el costo del tratamiento y el transporte de agua son poco significativos dentro del proceso de producción de hidrógeno. De hecho, en el

caso más conservador posible, en que se necesita utilizar sistemas de desalinización de agua, los valores no superan el 2% del costo total de la producción del hidrógeno (Blanco, 2021). El consumo de energía para estos procesos tampoco supera el 1% del consumo total.

6.5.6. Zonas de Pago de Derechos

Por su parte, el análisis de Zonas de Pago de Derechos reveló que, tanto en el caso de los acuíferos, como en de las aguas superficiales, la tarifa del régimen general tiende a tener correlación con la disponibilidad de agua: en los sitios con mayor disponibilidad de agua, la tarifa tiende a ser menor y viceversa. Esto es positivo de cara a la realización de proyectos de hidrógeno, dado que la recomendación de este estudio es utilizar las fuentes de agua que actualmente no tienen problemas de sobreexplotación, por lo que se puede esperar que las tarifas de pago sean menores.

Adicionalmente, en el caso del agua de acuíferos, se identifica que las zonas con las tarifas más costosas en el estado, ubicadas en el norte y el noroeste, también presentan problemas de salinización (atribuible a la sobreexplotación que existe en estos). En contraste, los acuíferos ubicados desde el centro y hacia el sur del estado tienen mayor disponibilidad, lo que permite tener mejores tarifas de cobro, y, en su mayoría, no presentan problemas de calidad del agua por salinización. Por su parte, respecto al agua superficial, se evidencia que

las zonas al este (a excepción de Mexicali) y desde el centro hacia el sur del estado, son las que ofrecen mayor disponibilidad y permiten mejores tarifas de cobro. Por esta razón, **en términos de la disponibilidad y calidad del recurso hídrico, es recomendable que los proyectos de hidrógeno en el estado de Baja California sean realizados en la región este (a excepción de la zona de Mexicali) y desde el centro hacia el sur del estado.** La región norte y del noroeste del estado, por el contrario, se perfila como la menos idónea para la realización de proyectos de hidrógeno en términos del agua disponible. Sin embargo, debe considerarse que en estas regiones, así como en las zonas costeras del estado en general, **se podría considerar la desalinización de agua marina como una alternativa de suministro.**

A pesar de esto, y como también se discutió previamente, el costo del suministro, tratamiento y transporte de agua tiende a ser poco significativo en comparación con los demás costos necesarios para la producción de hidrógeno, principalmente la energía eléctrica, razón **por la cual el criterio de mayor peso para la selección de sitios óptimos para proyectos de hidrógeno debería ser el potencial renovable factible de la zona, siempre y cuando también se pueda asegurar el suministro de agua, sin tener que emplear el recurso hídrico de fuentes sobreexplotadas o comprometer la disponibilidad para otros usos, como el agrícola y, primordialmente, el consumo humano.**

7. Análisis de consideraciones legales, sociales y ambientales

7.1. Marco Regulatorio

7.1.1. Sector Energético

Para desarrollar proyectos de hidrógeno verde, se requiere contemplar el marco regulatorio mexicano que actualmente cubre a los proyectos de energías renovables variables (eólica, solar), de infraestructura y de actividades industriales como la producción, transporte y consumo de hidrógeno y otros gases industriales.

Para el sector energético, el marco regulatorio es dominado por la Reforma Constitucional en Materia Energética, (conocida como Reforma Energética) que se publicó en diciembre de 2013, así como sus leyes secundarias. Específicamente, el mandato de la Reforma Energética en el artículo 17 transitorio, establece obligaciones de energías limpias para los participantes del sector eléctrico, así como la necesidad de fijar metas y atender la reducción de emisiones contaminantes del sector. Derivado de este mandato, se adoptaron la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y la Ley de Transición Energética (LTE), con el objeto de mitigar de los impactos negativos del sector.

La LIE mandata las responsabilidades de planeación del sector a la Secretaría de Energía (SENER), el papel de controlar el funcionamiento y la penetración de las energías en el sistema eléctrico al Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE) y el papel del regulador del mercado eléctrico a la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Reconociendo las externalidades sociales y ambientales que pueden derivar del desarrollo del sector eléctrico (y de proyectos renovables), la LIE establece la necesidad de realizar Evaluaciones de Impacto Social (Evis) y procesos de Consulta Indígena libre, previa e informada cuando se trate de comunidades indígenas que

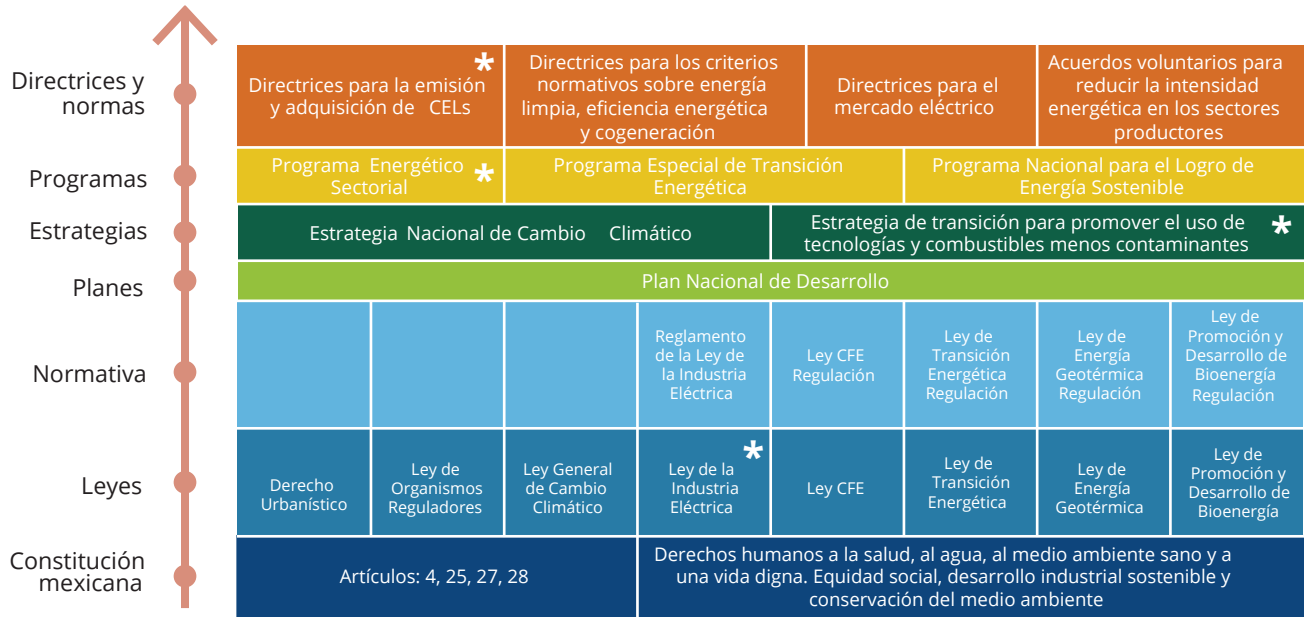
puedan verse afectadas por el desarrollo del proyecto. La Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA) mandata la realización de Evaluaciones de Impacto Ambiental para todo proyecto de infraestructura. Estos instrumentos demuestran que los actores locales afectados por los proyectos de energías renovables tienen derecho a ser consultados, compensados y respetados.

Sin embargo, estos instrumentos de consulta y participación no siempre han sido suficientes para garantizar una participación y representación social efectiva (CER, 2019). Las consecuencias de una participación y representación insuficiente pueden ser significativas y en varios casos puede desatar en conflictos sociales importantes.

7.1.2. Menciones del hidrógeno en la legislación

En México aún no existe regulación específica para el hidrógeno como un energético. Sin embargo, éste es mencionado en la *Ley de la Industria Eléctrica* como una energía limpia; en la *Estrategia de transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios* como una de las tecnologías eficientes para el uso de la bioenergía como resultado de la gasificación de biomasa; en el *Programa Sectorial de Energía* actualizado en 2020, bajo la mención de explorar el uso de otras fuentes de energía, como el hidrógeno; y, finalmente, en las Directrices para la emisión y adquisición de Certificados de Energías Limpias (CELs), haciendo elegible a la “energía producida por el uso de hidrógeno a través de su combustión o su uso en celdas de combustible, siempre y cuando se cumpla con la eficiencia mínima establecida por el CRE y los criterios de emisión establecidos por la SEMARNAT en su ciclo de vida.”

Figura 35. Marco regulatorio para las tecnologías de hidrógeno como un energético en México.



* Mención del hidrógeno para propósitos energéticos

Fuente: (GIZ, 2021).

7.1.3. Consideraciones regulatorias y normativas para proyectos de hidrógeno

El hidrógeno ya cuenta con décadas de uso en el país como un gas industrial, para usos tales como la refinación de crudo, la producción de amoníaco, acero, semiconductores, vidrio plano, resinas sintéticas, margarinas, entre otros usos. Así mismo, existen empresas especializadas en su manejo y suministro tales como Grupo Infra, Linde o Air Liquide.

Además de las menciones específicas al hidrógeno en las leyes y regulaciones en materia energética, el sistema regulador mexicano ofrece oportunidades para la producción y utilización de hidrógeno en el país, que actualmente es explotado por productores privados. A continuación, se describen las normas y leyes relevantes para las etapas clave de la cadena de valor del hidrógeno.

Producción

Si se utiliza gas natural para producir hidrógeno (en plantas de reformado de metano por vapor, SMR), será necesario obtener permisos para su procesamiento, transporte, almacenamiento o manejo (según aplique) por parte de la Comisión Reguladora de Energía, de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley de Hidrocarburos.

Si se produce hidrógeno mediante electrólisis, los permisos requeridos son similares a los de una planta química, por ejemplo: Manifestación de Impacto Ambiental (MIA, SEMARNAT), permisos de operación y registro de actividades (Secretaría de Economía) y cumplimiento de las normas mexicanas para la actividad, como la NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones Eléctricas, la NOM-002-STPS-2010 Prevención y Protección contra incendios, la NOM-005-STPS-1998 Manejo, Transporte y Almacenamiento de sustancias peligrosas, y la NOM-020-STPS-2011 Recipientes a presión y calderas.

Si el proyecto incluye la instalación de una central eléctrica para alimentar los electrolizadores con una capacidad instalada mayor a 500 kW, se requiere un permiso de generación de la CRE, independientemente de si está conectado o no a la red.

Acondicionamiento y manejo

Las empresas de gases industriales actualmente acondicionan y manejan el hidrógeno de acuerdo con la normativa de seguridad laboral de México (Secretaría del Trabajo y Previsión Social) y algunas normas técnicas estadounidenses como la Norma ASME B31.12²² para el diseño, materiales, fabricación, pruebas e inspección de tuberías a presión y ductos de hidrógeno o la NFPA Código²³ sobre aspectos de seguridad de las tecnologías de hidrógeno. No

²² ASME, The American Society of Mechanical Engineers: <https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/b31-12-hydrogen-piping-pipelines>

²³ NFPA, National Fire Protection Association: <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards/detail?code=2>

se necesitan permisos especiales de las agencias reguladoras de energía en México para estas actividades.

Transporte

El transporte terrestre de hidrógeno está regulado por el “Reglamento para el transporte terrestre de materiales peligrosos y residuos peligrosos” de la SCT²⁴, que no menciona directamente al hidrógeno, pero que su descripción se incluye en la “Clase 2, que abarca gases comprimidos, refrigerados, licuados o disueltos a presión”, división 2.1” Gases inflamables: Sustancias que a 20 ° C y una presión normal de 101.3 kPa se quemar cuando se encuentran en una mezcla del 13% o menos en volumen de aire”.

El transporte de hidrógeno por ductos todavía no se lleva a cabo en México, pero podría requerir permisos de la Comisión Reguladora de Energía y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (análisis de impacto ambiental y permisos de paso).

Uso en generación de energía

El uso de hidrógeno para la generación eléctrica está considerado por la Ley de la Industria Eléctrica y su Reglamento, ya sea mediante la combustión en turbinas o a partir de un proceso electroquímico en celdas de combustible, siempre y cuando cumpla con los requisitos técnicos de la CRE. La eficiencia mínima no debe ser inferior al 70% del poder calorífico de los combustibles utilizados en la producción de hidrógeno, según la Guía para la Evaluación de Nuevas Tecnologías que Pueden Ser Consideradas como Generadoras de Energía Limpia publicada por la SENER²⁵.

Para conectar un generador de energía a una red eléctrica, el sistema debe cumplir con los lineamientos del “Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga”²⁶. Si el CENACE, que es la autoridad reguladora, considera que el equipo no ha sido suficientemente probado en campo en su país de origen o en México, podría exigir pruebas de desempeño realizadas por laboratorios autorizados, como el Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) de la CFE.

Si se el uso del hidrógeno se da en una nueva central eléctrica, también es necesaria una Evaluación de Impacto Social presentada a la SENER y los requisitos aplicables a otras centrales de generación eléctrica.

Uso como insumo químico

El hidrógeno se utiliza comúnmente como materia prima en procesos de producción de margarina, vidrio, acero y resinas sintéticas en México, entre otras aplicaciones. Se deben seguir las regulaciones para la producción, almacenamiento, manipulación y transporte del hidrógeno, que son reglamentos técnicos. No existen regulaciones específicas para el mercado del hidrógeno en México y se considera una sustancia química dentro de un mercado de libre competencia.

Uso en aplicaciones de transporte

Los vehículos impulsados por hidrógeno son, en su mayoría, vehículos eléctricos (EV). En particular, son vehículos eléctricos a celdas de combustible (FCEV). Los FCEV funcionan con almacenando la energía en forma de hidrógeno comprimido en tanques en lugar de baterías, y emplean celdas de combustible para generar electricidad a partir del mismo e impulsar un tren motor eléctrico. La base legal para su uso se encuentra en la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, de acuerdo con la Ley de Transición Energética. La estrategia identifica la importancia de promover el uso de vehículos híbridos y eléctricos con tecnologías eficientes, incluyendo los FCEV. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, no existe regulación para el uso del hidrógeno como un combustible en México y aquellos aspectos relacionados a su suministro en estaciones de repostaje.

7.2. Aspectos sociales

7.2.1. Conflictos sociales con proyectos de renovables de gran escala

Según el proyecto de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO) “Conversando con Goliat” (2019), de 44 parques eólicos en el país, 21 tenían hechos conflictivos reportados por la prensa. De los proyectos de energía renovable licitados entre 2015 y 2017, gran parte se encuentra detenida o atrasado por cuestiones de índole social, según Fernando Zendejas, subsecretario de Electricidad de la Secretaría de Energía en 2018 (El Financiero, 2018).

Es importante recalcar que los conflictos sociales no son exclusivos de los proyectos de energías renovables, aunque del total de proyectos de infraestructura en el país que se encuentran en riesgo por conflictos socia-

²⁴ SCT, Secretaría de Comunicaciones y Transportes: <https://www.sct.gob.mx/transporte-y-medicina-preventiva/autotransporte-federal/marco-normativo/noms-de-materiales-y-residuos-peligrosos/>

²⁵ Secretaría de Energía: <https://www.gob.mx/sener/documentos/procedimiento-para-evaluacion-de-tecnologias-limpias>

²⁶ Centro Nacional de Control de Energía: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/ConexionInterconexion.aspx>

les (110 proyectos en 2017), aproximadamente el 50 por ciento son del sector energético y casi el 30 por ciento son proyectos que resultaron de la reforma energética (Carriles, 2017). Un estudio del Instituto de Investigaciones en Ecosistemas y Sustentabilidad de la UNAM que se enfoca en proyectos con afectaciones medioambientales revela que, entre 2012 y 2017, hubo un total de 530 conflictos socioambientales en México, 74 de los cuales fueron en proyectos energéticos (UCCS, 2018). Esta realidad de conflictividad socioambiental en el desarrollo de megaproyectos de energía y la necesidad de continuar expandiendo la generación eléctrica por medio de fuentes renovables, nos obligan a estudiar a detalle y atender

los factores que generan estos desacuerdos o el hecho de que estos desacuerdos escalen. Lo que está en juego son los derechos de las comunidades locales, la viabilidad de la transición energética y la oportunidad de que sea un proceso democrático y beneficioso para todos. En este sentido, **el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno verde deberá considerar, de forma no limitativa, los mismos lineamientos y consideraciones sociales y ambientales aplicables a los proyectos de generación de energía renovable de gran escala**, al ser el componente que mayor extensión de terreno ocupa y con mayores potenciales conflictos con comunidades o de índole ambiental.

Figura 36. Conflictos reportados por el proyecto “Conversando con Goliat, 2019”.



7.2.2. Evaluación de Impacto Social (Evis)

Las Disposiciones Administrativas de Carácter General sobre la Evaluación de Impacto Social en el Sector Energético (DACG-EVIS)²⁷ establecen las metodologías y el contenido mínimo de las evaluaciones según el tipo de energía y la escala del proyecto. Establecen definiciones, principios y enfoques, entre los cuales destaca la creación de una versión pública de la Evis, así como la determinación de elaborarlo con perspectiva de género e incorporando un enfoque participativo (siempre que el proyecto tenga una capacidad mayor a 10MW). Para ello, la información de las Evis deberá estar siempre desagregada por género, así como diferenciados los impactos y las medidas para prevenirlos, mitigarlos y ampliarlos.

Entre las prácticas participativas destaca que las opiniones de las personas en el área núcleo deben estar incorporadas en la identificación, caracterización, predicción y valoración de los posibles impactos sociales.

La Evis debe contemplar un Plan de Gestión Social, el cual debe de incluir al menos “el conjunto de medidas de ampliación de impactos positivos y de medidas de prevención y mitigación de impactos negativos derivados del proyecto, así como las acciones y recursos humanos y financieros que implementará el promovente en materia de comunicación, participación, atención de quejas, inversión social y otras acciones que permitan garantizar la sostenibilidad del proyecto y el respeto a los derechos humanos” (Art. 29, DACG-EVIS).

²⁷ Diario Oficial de la Federación: Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones Administrativas de Carácter General sobre la Evaluación de Impacto Social en el Sector Energético (01/06/2018).

8. Análisis de interacción con otros mercados

ESTADO DE BAJA CALIFORNIA

Panorama de la economía de exportación actual

Datos generales (INEGI, 2022)



1

Exportación manufacturera 2021 Global:
48,001 MM USD corrientes

2

Participación a nivel nacional en exportaciones manufactureras a 2021: 11%

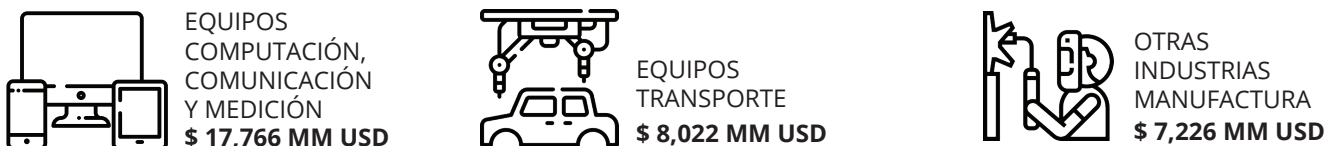
Baja California se ubicó durante el 2021 como el tercer estado con mayores exportaciones, abarcando el 11% a nivel nacional.

Las exportaciones juegan un papel muy importante dentro de la economía de Baja California debido a los parques industriales, la cercanía fronteriza con el estado de California en los Estados Unidos, mano de obra calificada y regulaciones que apoyan la manufactura y el comercio de bienes. Esto podría potencialmente posicionar al estado como un productor y exportador a Norteamérica de tecnologías asociadas al hidrógeno verde como por ejemplo los electrolizadores, celdas de combustible, y vehículos impulsados por hidrógeno (FCEV) y sus componentes, ya que Baja California es conocido como exportador para industrias mineras y del sector energético (Mundi, 2022)

Principales sectores económicos de exportación (INEGI, 2022)

Los sectores de producción con mayor participación para la exportación son tres: fabricación de equipo de computación, comunicación, medición y de otros equipos, componentes y accesorios electrónicos (17,766 MM USD), fabricación equipos de transporte (8,022 MM USD), y otras industrias manufactureras (7,226 MMUSD). Estos en conjunto representan aproximadamente el 69% de todas las exportaciones estatales que lleva a cabo Baja California.

Figura 37. Principales sectores económicos de exportación de Baja California



Fuente: elaboración propia, datos de (INEGI, 2022).

Baja California cuenta con un perfil de exportación enfocado en la fabricación de equipos de comunicación, computación, medición y de transporte lo que le da un potencial local de generación de nuevos modelos de negocio que involucren dispositivos bien sea para el transporte sostenible basado en hidrógeno o automatización, control de sistemas medición para plantas industriales que requieran la regulación de hidrógeno como fluido de trabajo.

Estados Unidos de América es uno de sus mayores socios comerciales internacionales, en términos de exportaciones, debido a su cercanía, historial comercial, y el tratado de libre comercio. Lo anterior, puede contribuir al desarrollo de acuerdos de la exportación de equipos asociados a hidrógeno verde a Estados Unidos, región en donde se espera un crecimiento acelerado en la demanda de este vector energético impulsado por medidas nacionales como el Inflation Reduction Act (IRA) de agosto de 2022, así como medidas para incentivar la adopción de vehículos de cero emisiones.

Infraestructura existente de exportación

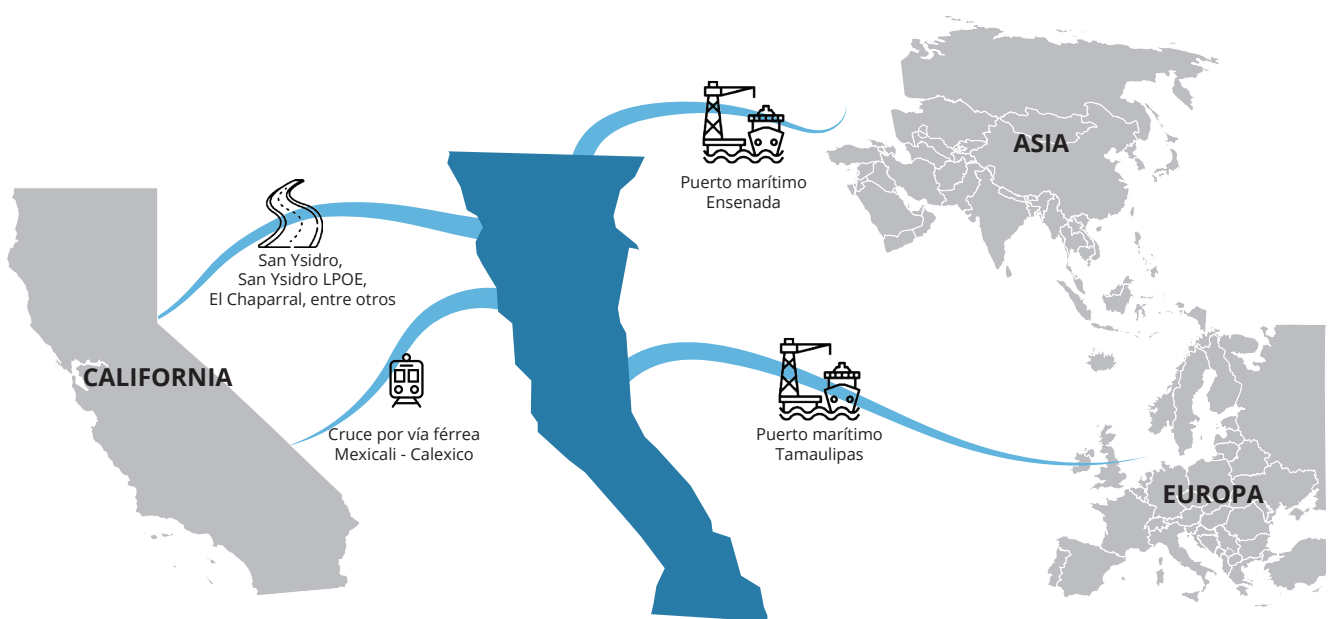
Baja California (México) cuenta con 8 cruces fronterizos con California (Estados Unidos) (BestMex, 2022). Baja California se ubica en la primera posición en flujo en la frontera norte con un porcentaje de 58.6%, en segundo lugar está Tamaulipas (22.3%). A continuación, se listan los cruces fronterizos existentes para el transporte de mercancía terrestre:

- San Ysidro, San Ysidro LPOE, El Chaparral
- PedEast, Puerta Este
- Cross Border Xpress, Terminal Transfronterizo
- Mesa de Otay, Garita Otay
- Tecate, Garita Tecate
- Calexico West, Del Centro
- Calexico East, Mexicali II
- Andrade, Los Algodones

Tijuana – San Diego es uno es el primer cruce fronterizo con mayor participación durante el 2021 con un 42.4% seguido de Nuevo Laredo II “Juárez – Lincoln” (11.4%) y Tijuana, Puerta México (6.9%) (DATATUR, 2021)

La exportación de Baja California hacia Asia se da a través del puerto marítimo de Ensenada mientras que para la exportación al mercado de Europa se puede usar el puerto marítimo de otros estados como el puerto de Altamira en Tamaulipas. A continuación, se presentan las principales opciones de infraestructura que puede usar Baja California para realizar exportaciones. Se resalta que Baja California cuenta con carreteras para el transporte intermodal de mercancías con Estados Unidos y con infraestructura portuaria que pueden ser usadas para el comercio internacional.

Figura 38. Infraestructura existente para exportación desde el estado de Baja California .



Fuente: elaboración propia

POTENCIALES HUBS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

Parques industriales en Baja California (Secretaría Economía Baja California, 2022)

Baja California cuenta con 92 parques industriales ubicados principalmente en el municipio de Tijuana (46%). Tijuana cuenta con una ubicación estratégica debido a su cercanía con la frontera con Estados Unidos siendo la zona de Otay una de las más atractivas. Los diferentes parques industriales de Baja California pueden ser identificados como potenciales centros de demanda de hidrógeno verde concentrando empresas manufactureras de sectores como el automotriz, electrónica, metalmecánica, productos médicos, plástico y aeroespacial (Ayuntamiento de Tijuana, 2021).

ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA - CALIFORNIA

Regulación para comercio internacional de H₂ entre México y EEUU
(Sandia National Laboratories, 2021)

Ambiental

Los importadores deberán certificar que los productos químicos importados están regidos bajo los reglamentos y cumplen con la TSCA (Ley de Control de Sustancias Tóxicas (TSCA) en EE. UU.

Con relación al hidrógeno, esta sustancia se registra dentro de la sección 13 de la TSCA usando el ID: 8333). Algunas de las reglas que debe cumplir el H₂ son:

1. Sección 5 – Reglas de notificación previa a producción. En Texas el hidrógeno no es una sustancia nueva, ya se viene usando en las refinerías.
2. Sección 5 – Reglas de nuevo uso significativo: Hidrógeno en Texas se usa en procesos refinería y comercializado por empresas de gases.
3. Sección 5(f) – Protección contra riesgos irrazonables. Se identifica que este punto es poco probable para hidrógeno cuando tiene tonalidad verde
4. Sección 6 – Reglas y órdenes: Se identifica que este punto es poco probable para hidrógeno cuando tiene atributos que lo definen como verde
5. Sección 7 – Acciones judiciales: Se identifica que este punto es poco probable para hidrógeno cuando tiene atributos que lo definen como verde

Impuestos y aranceles

A partir del Tratado de Libre Comercio entre México, Canadá Estados Unidos (USMCA) el hidrógeno no paga aranceles aduaneros en la frontera con EE. UU.



Tasa arancelaria de exportación de México

- Partida/Subpartida: 2804.10.01
- Descripción del artículo: Hidrógeno
- Unidad de Cantidad: Volumen en litros
- IVA de exportación: 0.0 %
- Tasa arancelaria de exportación: Exenta



Tasa arancelaria de importación de EE. UU.

- Partida/Subpartida: 2804.10.00.00
- Descripción del artículo: Hidrógeno
- Unidad de Cantidad: Volumen en m³
- Tipo arancel general: 3.7 %
- Tarifa especial: Gratis
- Países en LATAM accesibles a la tarifa especial: México, Chile, Colombia, Perú, Panamá, República Dominicana, países de la Iniciativa de la Cuenca del Caribe.

Comercial y aduanas

Exportación - México
(Diario Oficial de la Federación, 2020)

Se rigen bajo las restricciones de Ley de Aduanas. Entre las normas esta:

1. Reglas Generales de Comercio Exterior 3.7.32
2. Para exportaciones por vía terrestre se debe tramitar un pedimento semanal.
3. Para exportaciones por ductos se deberá tramitar solicitud mensual con base a los medidores de caudal.
4. Anexo19: En el pedimento se debe consolidar: indicador PG, numero ONU, teléfono contacto entre otros.
5. Anexo 23: Hidrógeno se considera mercancía peligrosa (art.45). La Ventanilla Digital puede ser usada por exportadores para toma de muestras.

Transporte de H₂ en EE. UU.

Transporte por tierra

- Debe cumplir con regulación de materiales peligrosos dentro del CFR 49 subcapítulo C.
- Se lista el H₂ en la CFR 49, 172 (material peligroso, 173 (requerimientos para gas comprimido y criogénico), 177 (prácticas de carga y descarga), 178 (detalles almacenamiento), 180 (detalles de otros métodos de empaque y contenedores).
- Se cuenta con un programa de seguridad vial por el Administración Federal de Carreteras (FHWA, por siglas en inglés), CFR 23 Parte 924, se menciona como sustancias peligrosas.
- En CFR 49 parte 356,28 y 397 se reglamentan rutas, seguridad, manejo y estacionamiento para auto transportistas.



Importación – EE. UU.

Para poder ingresar legalmente mercancía importada a EE. UU. se debe de cumplir los siguientes tres criterios.

1. Llegar a puerto de demanda.
1. CBP (Oficina de Aduanas y Protección Fronteriza) debe autorizar la entrega del producto.
2. Pago de aranceles estimados.

Con relación a la USMCA, el hidrógeno se incluyó en el Capítulo 28 del Arancel Armonizado.

Transporte por tubería

- Regulación transporte interestatal: Regido por el Código de Regulaciones Federales 49 (CFR, por siglas en inglés) Parte 192 donde se establecen los estándares mínimos de seguridad.
- La Administración de Seguridad de Tuberías y Materiales Peligrosos (PHMSA, por siglas en inglés) es el agente de inspección y cumplimiento.

Medios de exportación desde Baja California a California

Baja California cuenta con una infraestructura terrestre para la exportación e importación de productos hacia California. Los múltiples cruces fronterizos hacen de este medio de transporte el de mayor probabilidad a ser usado. A continuación, se describen cada uno de los puntos de comercio exterior entre Baja California (México) y California (Estados Unidos de América).

- **San Ysidro, San Ysidro LPOE, El Chaparral:** El Puerto de Entrada San Ysidro es el cruce fronterizo más grande de los tres terrestres existentes que hay entre San Diego y Tijuana. Conecta la interestatal 5 con la carretera Federal México 1 (BestMex, 2021).
- **PedEast, Puerta Este:** Cruce peatonal ubicado al este del cruce de vehículos en San Ysidro. No se identifica este cruce fronterizo a ser usado como medio de conexión para vehículos comerciales.
- **Cross Border Xpress, Terminal Transfronterizo:** Puente peatonal destinado exclusivamente para pasajeros del Aeropuerto Internacional de Tijuana para cruzar frontera entre México y Estados Unidos. No se identifica este cruce fronterizo a ser usado como medio de conexión para vehículos comerciales (CBX, 2022)
- **Mesa de Otay, Garita Otay:** Pertenece a uno de los tres cruces existentes entre San Diego y Tijuana conectando Mesa de Otay con la ciudad de Otay Centenario. Considerado como uno de los cruces más activos para el comercio entre EE. UU y México (BestMex, 2021).
- **Tecate, Garita Tecate:** Pertenece a uno de los tres cruces existentes entre San Diego y Tijuana conectando la ruta estatal 188 con el paso Lazaro Cardenas, carretera federal 2 y 3 de México. Es el cruce más pequeño de los tres (San Ysidro y Mesa de Otay) (BestMex, 2021).
- **Calexico West, Del Centro:** Conocido como el cruce Calexico y pertenece a uno de los dos cruces entre el Valle Imperial de California y Mexicali conectando ruta estatal 111 con carretera federal mexicana 5 (BestMex, 2021).
- **Calexico East, Mexicali II:** Cruce fronterizo que conecta Calexico y Mexicali usando la SR 7 y el Bulevar Abelardo L. Rodríguez (BestMex, 2021).
- **Andrade, Los Algodones:** Cruce que conecta la interestatal 8 con el cruce de los Algodones de Baja California. Se cuentan con bajos volúmenes de tráfico comercial comparado con el de Calexico West y el Calexico East (BestMex, 2021).

CONTEXTO DEL HIDRÓGENO EN CALIFORNIA

Potenciales centros de demanda de H₂V en California

Mercado del hidrógeno para año 2020 (H2B2, 2020) (UC Irvine, CEC, 2020)

El 36% del hidrógeno dispensado en HRS fue renovable durante 2019 y 2020



La demanda de hidrógeno para el sector de transporte en California fue de 1.2 kton de hidrógeno para cerca de 7,000 FCEVs, 48 HRS y 38 en construcción.



Los estados del oeste de los EE. UU. tienen numerosas formaciones geológicas que brindan un gran potencial para el almacenamiento de H₂ a gran escala.



La refinación de petróleo crudo demanda la mayor cantidad de hidrógeno (alrededor del 48% - 910 kton). El H₂ es producido por vías térmicas como el SMR de gas natural.



California tiene un pequeño sistema de tuberías de hidrógeno (<15 millas) que abastece a las industrias en el sur de California. Air Products es propietaria de una parte del hidroduto.



Se consume aproximadamente 290 kton de hidrógeno para la producción de amoníaco destinado para fertilizantes y otros químicos.

- El costo del hidrógeno dispensado para los vehículos fue de aproximadamente 16 USD/kg con una fracción renovable cercana al 35%.
- En California existe el Programa de Transporte Limpio de la Comisión de Energía de California la cual ha financiado más de 60 HRS y 2 proyectos de hidrógeno renovable con capacidades superiores a los 5,000 kg/día.
- Se proyecta que el sector del transporte será el actor clave para el crecimiento del hidrógeno verde en California.

Mercado futuro (2050) del hidrógeno renovable (UC Irvine, CEC, 2020) (NREL, 2012)



Demanda de hidrógeno en California en 2050 para el escenario base



El sector de transporte de vehículos livianos (LDV) tendrá la mayor participación en el 2050 demandando cerca de 1125 kton de hidrógeno renovable, dando una participación en el mercado de aproximadamente 40%.



El sector de procesos y calor verá un crecimiento exponencial desde el 2030 al 2042 con un pico de inflexión cercano al 2047. La demanda estimada para el 2050 es de ~575 kt RH₂.



La generación de energía y almacenamiento tendrá un perfil de crecimiento constante desde el 2025 hasta alcanzar un estado estable a partir del 2047. La demanda estimada para el 2050 es de ~388 kt RH₂.



Para el sector de amoníaco y fertilizantes se tendrá un crecimiento proporcional en la demanda de aproximadamente 60 millones de kg de RH₂ cada 10 años comenzando desde el 2030. La demanda estimada para 2050 es de ~137 kt RH₂.

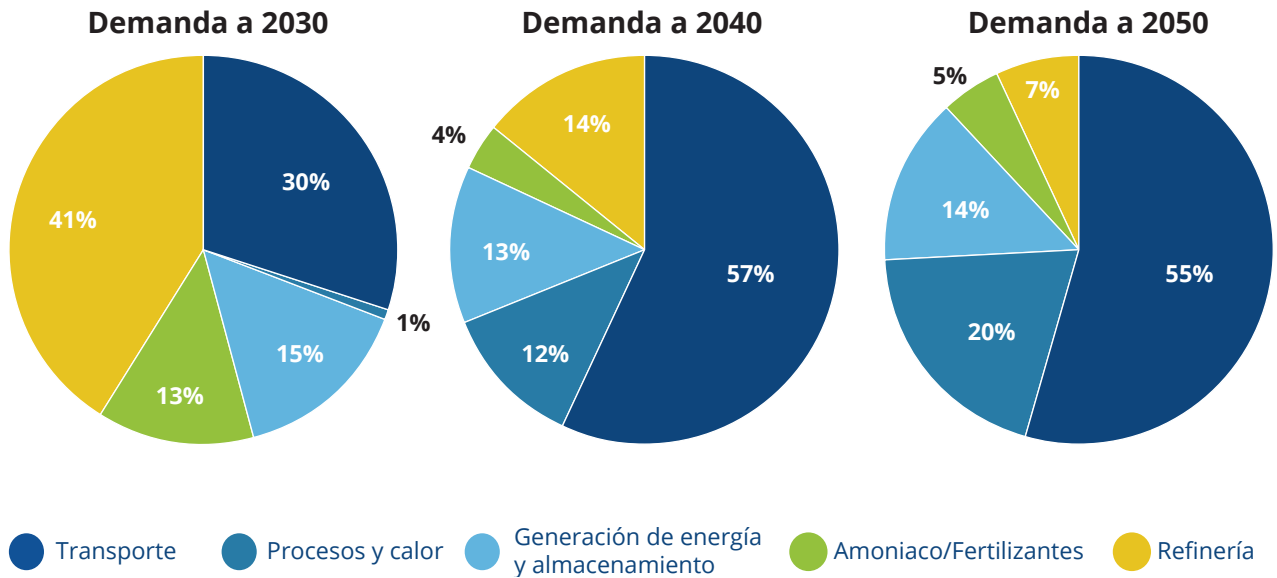


La demanda estimada para 2050 es de ~184 kt RH₂ con un perfil de crecimiento parabólico desde el 2025 y pico cercano al 2042.

La evolución de la demanda de hidrógeno renovable por sector se identifica en la Figura 1. Para el 2030 la refinería y el transporte consumirán más del 70% del hidrógeno producido, una menor participación será para proceso y calor (1%), amoníaco/fertilizantes (13%) y generación de energía y almacenamiento (15%). Para el 2040 se dará un cambio

significativo y la refinería pasará a ser el segundo mercado de consumo decayendo a un valor de 14%, el transporte se posicionará a ser el de mayor consumo con una demanda estimada de 780 kton para vehículos livianos y de 252 kton para vehículos pesados. El hidrógeno usado para procesos y calor tendrá una mayor participación escalando del 1% del 2030 al 12% debido al despliegue de sistemas de generación térmica y desarrollos tecnológicos. La generación de calor decaerá 2% entre el 2030 al 2040. Para el amoniaco y fertilizantes se tendrá tan solo una participación del 4% en el 2040 que corresponde a tan solo 80 kton de hidrógeno renovable. Para el 2050 más del 70% será consumido en sectores de transporte y procesos y calor, siendo el transporte el de mayor participación con aproximadamente el 55% de la demanda total de hidrógeno renovable en California.

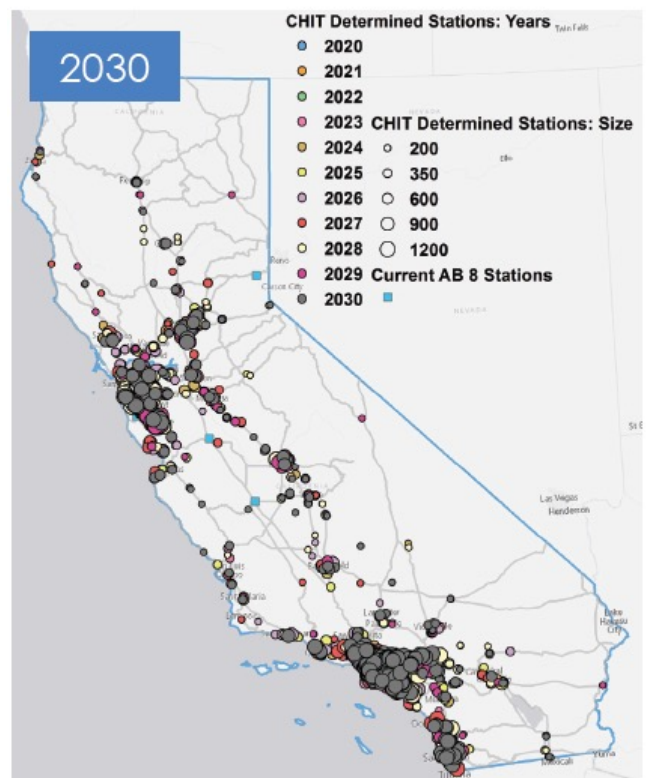
Figura 39. Evolución de la demanda de hidrógeno renovable por sector económico.



Fuente: Elaboración propia con datos de (UC Irvine, CEC, 2020)

Lograr un despliegue del hidrógeno renovable como vector energético para movilizar los vehículos de celdas de combustible requerirá esfuerzos en la construcción de una infraestructura dedicada al suministro del hidrógeno a los vehículos. Para el 2030 se proyectan tener cerca de 1,000 estaciones de repostaje de hidrógeno (HRS, por sus siglas en inglés); las cuales serán posibles de lograr a través de fondos públicos que incentiven su construcción. La Figura 2 presenta el escenario de construcción de la estación de servicio de hidrógeno de California. Los círculos corresponden a ubicaciones de HRS mientras que el color corresponde al año proyectado de construcción. En gris oscuro están aquellas planeadas para el 2030. Se identifican 7 ciudades en donde se concentrarán los centros de distribución de hidrógeno para el transporte, estos son San Diego, San Francisco, San Jose, Sacramento, Fresno, Los Ángeles y Santa Ana.

Figura 40. Escenario de construcción de la estación de servicio de hidrógeno de California.



Fuente: (UC Irvine, CEC, 2020)

Exportación de hidrógeno de Baja California a Los Ángeles (California)

Análisis de costos exportación de hidrógeno por tierra Baja California – Los Ángeles

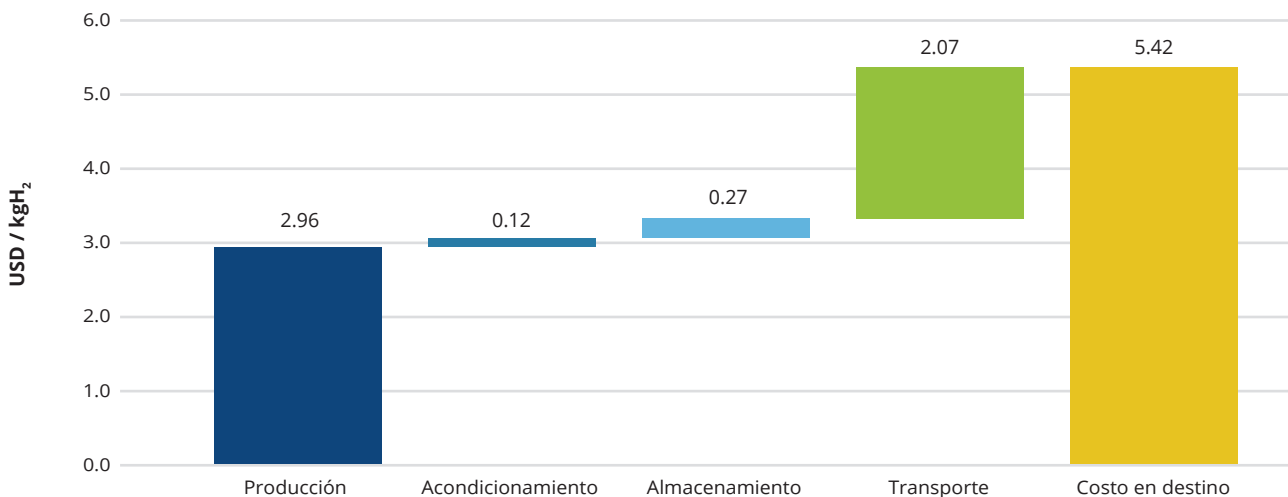
Con la finalidad de evaluar la viabilidad económica de producción de hidrógeno verde en Baja California para su exportación a California, se realizó un análisis de costos de producción, acondicionamiento, almacenamiento y transporte; para calcular el costo del hidrógeno que se podría suministrar a la ciudad de Los Ángeles, donde se está planeando tener alta demanda de hidrógeno verde para fines de movilidad, industria y refinerías. Las refinerías en Los Ángeles refinan más de 1 millón²⁸ de barriles de petróleo por día a menos de 100 millas de la frontera con México²⁹.

El análisis de costos consideró que el hidrógeno será producido a partir de electrólisis alimentada por un parque solar fotovoltaico en la región de San Felipe. Esta región se seleccionó debido a su potencial renovable, principalmente solar fotovoltaico con una disponibilidad cercana a los 2,000 km²

El análisis comparó el transporte de hidrógeno mediante *tube trailers* o camiones tanque de acero (H₂ comprimido) o de materiales compuestos (H₂ líquido), así como en un ducto dedicado de hidrógeno. Algunas de las consideraciones evaluadas para el análisis son las siguientes.

- Distancia entre planta de producción de hidrógeno en Baja California y el lugar de destino en Los Ángeles de 498 km.
- Ruta de transporte terrestre para el caso de transporte mediante *tube trailers*.
- Refinería Marathon Petroleum - Wilmington como lugar de destino.
- Demanda diaria para exportar de 296 ton/día desde Baja California a Los Ángeles. El valor se seleccionó con el fin de cubrir el 9% de la demanda a 2020 de hidrógeno de California³⁰.

Figura 41. LCOH a 2030 para exportación terrestre de hidrógeno verde comprimido en *tube trailers*.

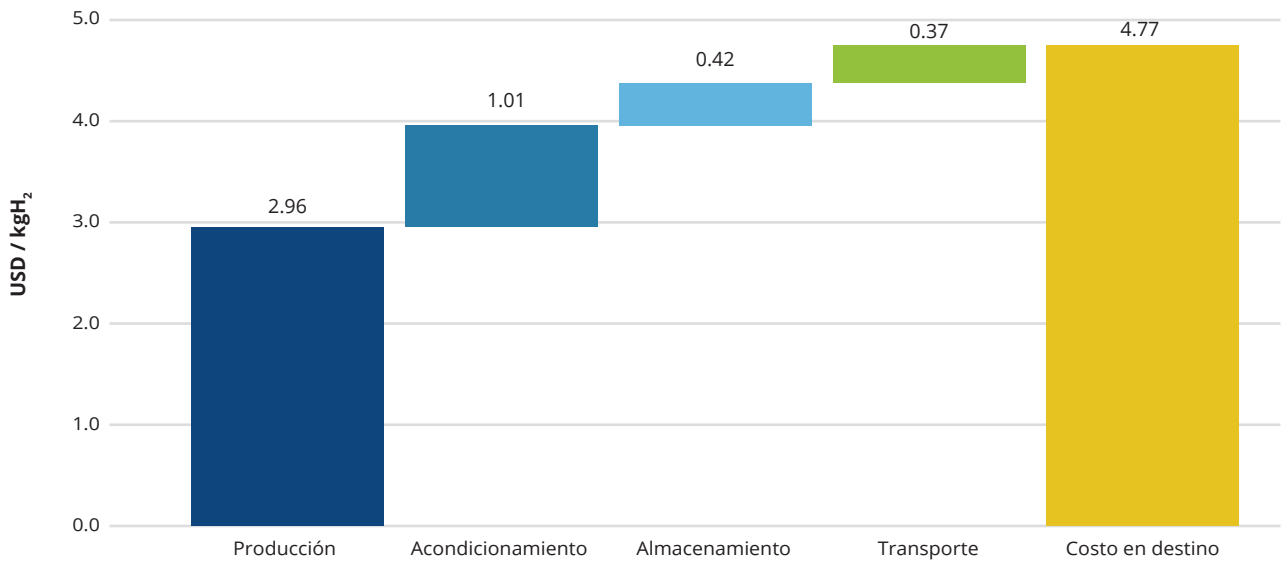


Fuente: elaboración propia.

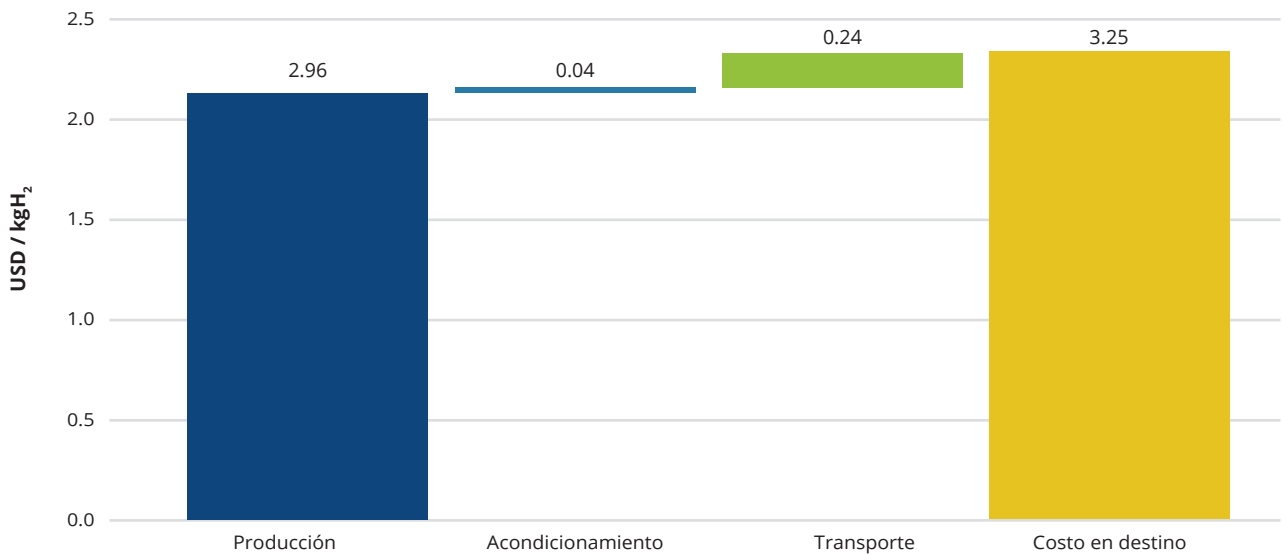
²⁸ Datos corresponden a capacidad total de petróleo crudo que es refinado. Datos de Enero 2021.

²⁹ Entre las refinerías de Los Ángeles se encuentran: Marathon Petroleum (Carson / Wilmington), PBF Energy (Torrance), Chevron (El Segundo), Valero (Wilmington), World Energy (Paramount) y Phillips 66 (Wilmington).

³⁰ Demanda actual de hidrógeno California de 1.2 millones de toneladas al año.

Figura 42. LCOH a 2030 para exportación terrestre de hidrógeno verde líquido en trailers.

Fuente: elaboración propia.

Figura 43. LCOH a 2030 para exportación terrestre de hidrógeno verde comprimido en hidroductos

Fuente: elaboración propia.

Se puede observar en las gráficas anteriores que el costo nivelado de producción del hidrógeno obtenido a partir del análisis en la región seleccionada es de 2.96 USD/kg, y que lo que varía según el medio de transporte son los costos de acondicionamiento, almacenamiento y transporte.

Para el transporte de hidrógeno como gas comprimido en tube trailers la etapa de transporte implica costos elevados equivalentes al 70% del costo de producción, lo cual hace que se duplique su costo de entrega agregando los costos de almacenamiento y acondicionamiento que es principalmente la compresión a los 200 bar estándares para su manejo. Con ello se puede entregar el hidrógeno con un 83% adicional a su costo de producción en 5.42 USD/kg

En el caso de transporte de hidrógeno líquido en tube trailers, la licuefacción resulta costosa al ser un proceso intensivo en energía, agregando un 34% de costo adicional respecto al de producción. Así mismo, su costo de almacenamiento es el más elevado al requerir tanques criogénicos que soporten los -253 °C a los cuales se logra la licuefacción del hidrógeno. Con ello se puede entregar el hidrógeno con un 61% adicional a su costo de producción para esta ruta en 4.77 USD/kg.

El transporte de hidrógeno comprimido por hidroductos es el que tiene menor costo, agregando tan sólo un 10% de costo para su entrega final por el acondicionamiento y transporte, resultando en un 3.25 USD/kg en el destino. Esto es debido a que el acondicionamiento implica una compresión menor a la requerida para el transporte en tube trailers, el almacenamiento se da en el mismo ducto que el transporte y los volúmenes transportados aumentan de forma exponencial (a la potencia de 2) por cada unidad de diámetro extra, mientras que el precio crece linealmente (aumento de área vs aumento de perímetro por unidad de diámetro). En otras palabras, para los altos volúmenes de exportación definidos en este análisis, la utilización de ductos es la opción más competitiva de transporte. Otro factor que contribuye a su bajo costo son las distancias relativamente cortas de transporte. La inversión requerida para los ductos crece conforme lo hace la distancia, por lo que conforme se extiende incrementa el costo y podría cambiar el caso de negocios más rentable según el rango de distancias considerado. Por otra parte, dado que la competitividad de estos se consigue sólo con altos volúmenes de hidrógeno transportado (necesarios para amortizar sus altos costos de inversión en CAPEX) **se requiere comprometer altos volúmenes de demanda de hidrógeno por largos periodos (10+ años) para asegurar su viabilidad económica.**

Se realizó un análisis de sensibilidad del LCOH en hidroductos a partir de la reducción de demanda exportada a Los Ángeles en el complejo de refinación de Marathon Petroleum - Wilmington. Las reducciones en la demanda analizadas fueron de 30%, 50% y 70% con relación a la demanda base establecida en las simulaciones anteriores (108,011 ton/año). La siguiente tabla ilustra el análisis de sensibilidad describiendo la cantidad de hidrógeno enviada a los Ángeles a través de hidroductos y su LCOH asociado. Para una reducción en la demanda de transporte del 30% solo se ve un incremento en el LCOH del 2% mientras que para una reducción del 70% su costo fue de 3.72 USD/kg H₂ asociado a un incremento del 14%. Sin embargo, incluso para una reducción en la cantidad de hidrógeno enviada a Los Ángeles del 70%, el transporte por hidroductos sigue siendo el más competitivo con relación al transporte gaseoso por tub-trailers o líquido por trailers. El transporte por hidroducto dejará de ser competitivo contra las otras tecnologías cuando la demanda sea inferior a 8,672 ton/año de hidrógeno.

Tabla 6. Análisis de sensibilidad LCOH para transporte de H₂ desde Baja California a Los Ángeles mediante hidroductos.

Porcentaje de reducción*	Demanda (ton/año)	Porcentaje de la demanda de California	LCOH hidroducto USD/kg
0%	108,011	9%	3.25
30%	75,621	6.3%	3.33
50%	54,005	4.5%	3.45
70%	32,390	2.7%	3.72

*Reducción respecto al caso base propuesto de suministrar el 9% del consumo a 2020 del estado de California.

Fuente: elaboración propia.

Competitividad de la producción de H₂ de Baja California frente al de California

Con el fin de evaluar el potencial de exportación de hidrógeno verde desde el estado de Baja California (México) a Los Ángeles - California (Estados Unidos), se realizó un análisis de contorno del costo de producción de hidrógeno verde para las dos regiones: 1) el estado completo de Baja California y 2) en un radio de 150 km a la redonda desde la ciudad de Los Ángeles.

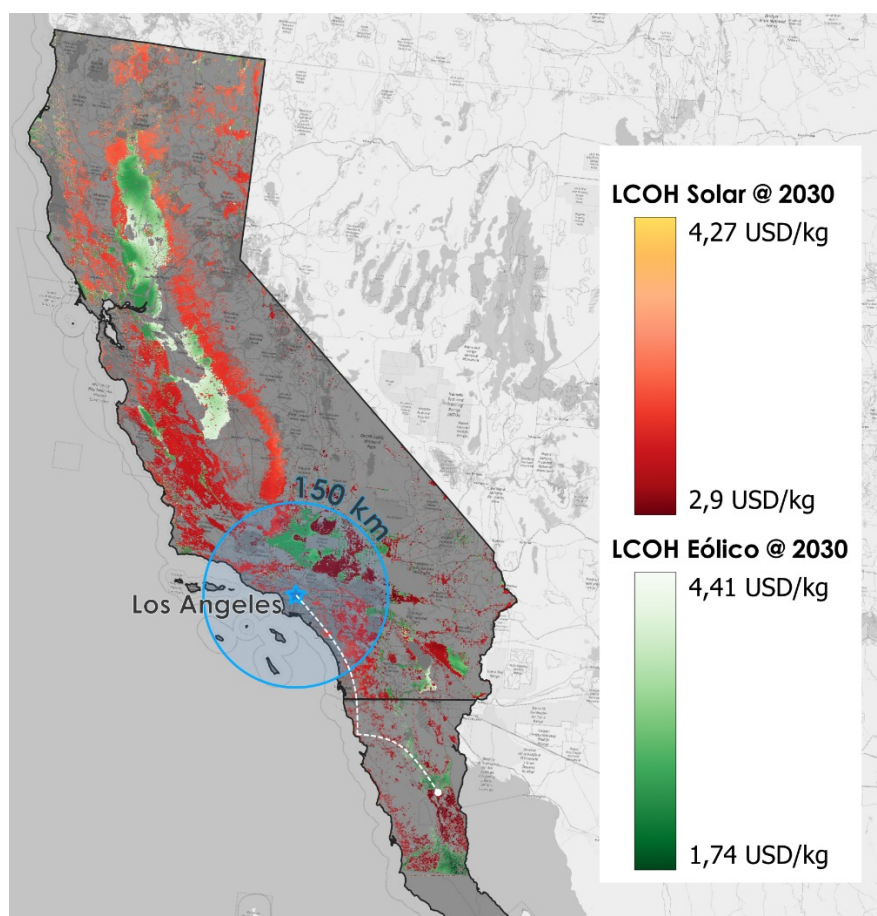
Los Ángeles se seleccionó ya que en este lugar se cuenta con grandes consumos de hidrógeno para la industria del Oil & Gas en las múltiples plantas de refinación; además, cuenta con planes estratégicos regionales de convertirse en uno de los centros metropolitanos con mayor despliegue a futuro de movilidad sostenible a base de vehículos con celdas de combustible.

La Figura 44 presenta el mapa de contornos para las dos regiones de comparación, presentando los LCOH en USD/kg H₂ para el 2030. La fuente renovable para la producción de hidrógeno verde en Baja California es solar fotovoltaico mientras que para el área evaluada de Los Ángeles es energía solar fotovoltaica y eólica.

La producción del hidrógeno más competitivo para Baja California se da en la región de San Felipe su potencial renovable, principalmente solar fotovoltaico, posee un área disponible cercana a los 2,000 km². El LCOH para el 2030 en estas regiones se ubica en promedio en 2.96 USD/kg H₂.

La Figura 44 ilustra que Los Ángeles en un radio de 150 km a la redonda puede producir hidrógeno verde con valores entre 2.46 y 3.0 USD/kg H₂ a partir de energía eólica y solar. El hidrógeno producido y exportado desde Baja California es de 3.25 USD/kg, lo que da un 8% más costoso que el límite superior encontrado para Los Ángeles (3 USD/kg). Sin embargo, el acceso a subsidios como aquellos establecidos por el Inflation Reduction Act dificultan que Baja California compitan económicamente en la producción de hidrógeno verde y su potencial exportación al mercado de EE. UU.

Figura 44. LCOH al 2030 en región de Los Ángeles (radio 150 km) y evaluación de competitividad de exportación desde Baja California.



Fuente: elaboración propia.

Impacto del Inflation Reduction Act en exportaciones a EE. UU.

Durante el 2022 el gobierno de EE. UU aprobó la “Ley de Reducción de la Inflación” (*Inflation Reduction Act*, IRA), desbloqueando una inversión sin precedente en el país que ayudará a catalizar el despliegue de las energías limpias y transición energética. El IRA proporcionará beneficios económicos a los productores de hidrógeno bajo en emisiones a través de créditos tributarios a la producción (*Production Tax Credits*, PTC) o mediante el apoyo a la inversión en los proyectos (*Investment Tax Credits*, ITC).

Estos incentivos pueden otorgar beneficios a la producción de hidrógeno bajo en emisiones en Estados Unidos haciendo deducible hasta el 30% de la inversión inicial en el proyecto (ITC) o proporcionando un PTC de hasta 3 USD/kgH₂ durante 10 años. Con el fin de poder hacer uso de esos incentivos, el hidrógeno debe ser producido con una intensidad de emisiones menor a 0.45 kgCO₂e/kgH₂, siendo el hidrógeno verde a través de fuentes no convencionales de energías renovables las de mayor potencial en ser producido. Además, se debe de cumplir con otras condiciones relacionadas con condiciones laborales y creación de empleos asociados al proyecto.

Este subsidio aplica a proyectos de hidrógeno bajo en emisiones en EE. UU. que empiecen su construcción antes de 2033 y sin importar su uso o aplicación final. A esto se le podrían sumar incentivos a la producción de energías renovables que se traducirían en un subsidio total de alrededor de 4.4 USD/kgH₂, contra el cual debería competir el hidrógeno importado desde México. Este subsidio hará retador que el hidrógeno verde producido en México (sin subsidios) sea competitivo en todo el territorio de Estados Unidos, pero podría desencadenar otras oportunidades como un despliegue más temprano de infraestructura asociada al hidrógeno en la zona fronteriza, mayores requerimientos para la producción de equipos, partes y demás instrumentación de plantas de hidrógeno. Lo anterior incrementará la demanda de equipos para la producción de hidrógeno, como electrolizadores y celdas de combustible entre otros, generando oportunidades para los estados fronterizos de sumarse a la manufactura de tecnologías o componentes para su exportación a los Estados Unidos.

Análisis de mercado de hidrógeno entre Baja California y Los Ángeles

1

El hidrógeno renovable como se nombra a partir de la hoja de ruta de California estará presente en diferentes sectores económicos como transporte, procesos y calor, generación de energía, refinera, amoníaco y fertilizantes siendo el transporte el de mayor relevancia con un tamaño de mercado estimado en 1,125 kton para vehículos livianos y de 413 kton para vehículos pesados.

2

Los Ángeles cuenta con infraestructura existente de hidroductos y subsidios para la producción de hidrógeno en EE. UU. como los créditos PTC & ITC del Inflation Reduction Act (IRA). El hidrógeno verde de Baja California no mostró competitividad frente a los costos de producción de estados vecinos mexicanos como por ejemplo Nuevo León y Coahuila; sin embargo, Baja California cuenta con un perfil exportador que debe ser estudiado con mayor detalle para identificar su rol como actor dentro de la economía del hidrógeno.

3

Si bien los costos de exportación desde Baja California a Los Ángeles son 8% más costos, los mecanismos financieros de apoyo al hidrógeno en EE. UU. dificultará su exportación. Se recomienda que Baja California identifique el potencial de sus plantas industriales de manufactura para posicionarse como proveedor de equipos, que se vayan a demandar en HRS, FCEV entre otros.

4

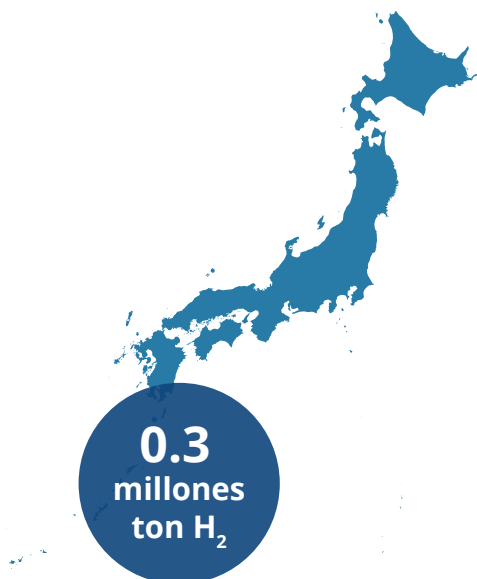
Los “early adopters” de hidrógeno verde en California serán aquellas industrias como las refineras quienes estarán demandando equipos, personal capacitado y relaciones comerciales con estados vecinos y aliados comerciales como Baja California

5

La región de San Felipe puede producir hidrógeno verde con un LCOH de 2.96 USD/kg a partir de solar fotovoltaica con una extensión cercana a los 2,000 km². Este hidrógeno es difícilmente competitivo con hidrógeno verde estadounidense, si este último es subsidiado al máximo por los mecanismos de apoyo financieros del IRA de EE. UU. Sin embargo, el hidrógeno bajacaliforniano puede ser generado para consumo doméstico en Baja California en aplicaciones como movilidad sostenible y para la producción de productos con menor huella de carbono.

ASIA - JAPÓN

Visión general del mercado de H₂ en 2030 (Ministerial Council on Renewable Energy, 2017)



Demanda de hidrógeno para 2030

Japón cuenta con bajos recursos renovables para la producción de hidrógeno verde por lo que el país asiático se proyecta a ser un importador de este gas. En la actualidad, Japón se encuentra promoviendo el desarrollo de la cadena de importación de hidrógeno bajo en carbono a postando aun enfoque multisectorial con objetivos de hacer que el hidrógeno sea competitivo y adoptado en aplicaciones como generación de energía, transporte terrestre y uso residencial para reducir gradualmente las importaciones de GNL.

La demanda energética planea ser suplida por hidrógeno de bajas emisiones, el cual puede ser generado a través de vías de electroquímica o usando métodos térmicos que involucren captura de carbono.

Para el 2030, Japón requerirá importaciones de hidrógeno bajo en carbono de 0.3 millones de toneladas a precios de 3 USD/kg mientras que para el 2050 se proyectan demandas de 5 a 10 millones de toneladas. Japón no sólo planea aprovechar el hidrógeno para sus demandas energéticas sino también el amoníaco para la generación de energía eléctrica en centrales termoeléctricas que involucran ciclos combinados.

Mercado de H₂ en 2030 (Ministerial Council on Renewable Energy, 2017)

Transporte	Industria	Edificios	Sistemas energía
800,000 FCEVs 1,200 buses 900 HRS 10,000 montacargas	Mayor uso del H ₂ en el sector industrial. A la fecha no se cuenta con aplicaciones y/o cifras detalladas.	Despliegue de 5.3 millones de celdas de combustible (FC) para uso residencial equivalente al 25% hogares en Japón	Comercialización de generación de energía a partir de hidrógeno usando FC y turbinas de gas. Objetivo lograr costos de generación de energía de 0.15 USD/MWh a partir de H ₂

Análisis de costos exportación de hidrógeno Baja California – Japón (2030)

Se realizó un análisis de costos con el objetivo de evaluar la posible competitividad económica de exportar hidrógeno verde desde Baja California a Japón. La simulación consideró dos portadores de hidrógeno, estos son hidrógeno líquido (LH₂) y amoníaco³¹ (NH₃). Los costos en puerto de destino son diferentes, siendo el LH₂ un 20% más costoso con relación al amoníaco. Las simulaciones se realizaron bajo los siguientes supuestos:

- Planta de generación de hidrógeno a partir de un parque solar fotovoltaico, ubicado en región de San Felipe. Esta región se seleccionó debido a su potencial renovable, principalmente solar fotovoltaico con una disponibilidad cercana a los 2,000 km².
- El LCOH de producción en sitio es de 2.96 USD/kg
- El puerto de origen es el Puerto de Ensenada en el estado de Baja California, mientras que el lugar de destino será el Puerto de Tokio en Japón.
- El transporte terrestre entre planta de hidrógeno en San Felipe (Baja California) y Puerto Ensenada (Baja California) será a través de un hidroduto dedicado.
- Demanda de exportación a ser de 108,004 ton H₂ al año.

A partir de las siguiente graficas se observa que los costos de exportación de hidrógeno verde producido en Baja California, transportado por hidroduto hasta el Puerto de Ensenada y exportado como hidrógeno líquido o amoníaco al Puerto de Tokio en Japón tienen costos de 7.97 USD/kg y 6.67 USD/kg, respectivamente.

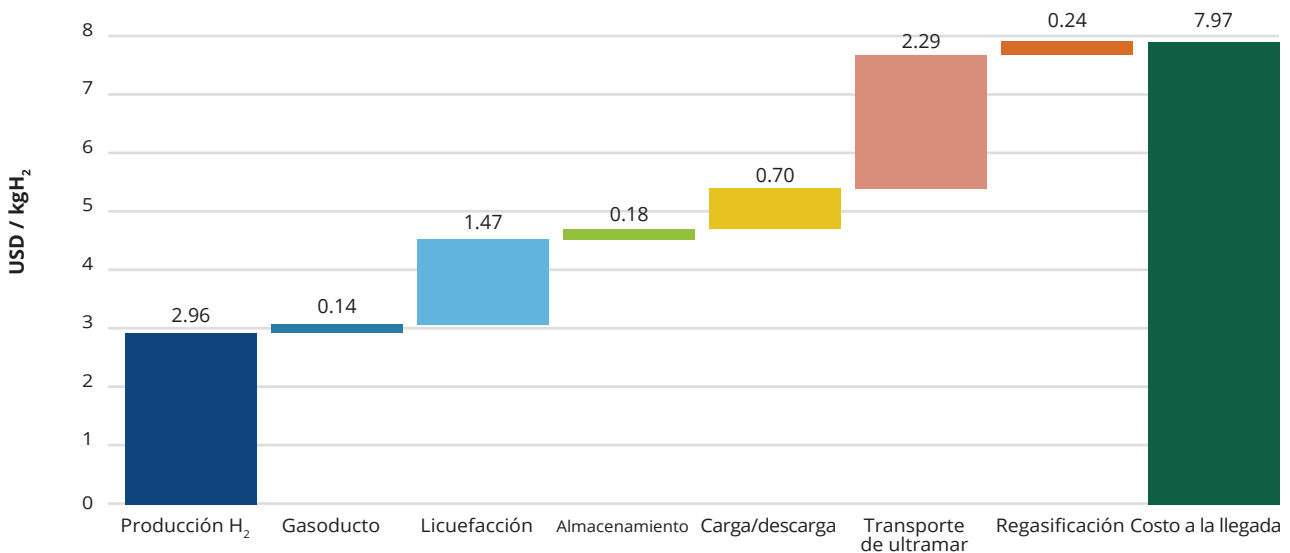
Para la exportación de hidrógeno líquido, se establece que el 18% de los costos totales corresponden a la etapa de licuefacción. El cambio de fase de hidrógeno gaseoso a líquido es costoso, ya que es un proceso energéticamente intensivo para lograr temperaturas por debajo de los -253°C.

³¹ Dado que el hidrógeno tiene un bajo contenido energético por volumen, en comparación con otros energéticos, para su transporte marítimo se recurre a la licuefacción para convertirlo en hidrógeno líquido (LH₂), lo cual requiere el manejo de temperaturas criogénicas en su cadena de suministro (-253°C). Alternativamente se pueden emplear los llamados portadores de hidrógeno, como el amoníaco (NH₃) o los portadores líquidos orgánicos de hidrógeno (LOHC), con los cuales es posible utilizar infraestructura existente (buques, tanques de almacenamiento, terminales) para su transporte reduciendo los costos de exportación ya que estos tienen una apariencia aceitosa semejante a la del diésel. Aún es incierto cuál será el método de uso predominante, pero hasta ahora se han anunciado un mayor número de proyectos de producción y exportación de amoníaco verde, el cual ya tiene un mercado maduro para la fabricación de fertilizantes, explosivos y uso como refrigerante. La principal ventaja del LH₂, es la alta pureza del hidrógeno entregado, pero aún es una tecnología costosa y en vía de desarrollo.

La exportación de hidrógeno a través de amoníaco es 20% menos costosa que aquella usando hidrógeno líquido, siendo las etapas de acondicionamiento - síntesis portadora (en puerto de origen) y cracking (en puerto de destino) - las de mayor costo con valores de 1.07 USD/kg y 1.47 USD/kg respectivamente. Los costos asociados al cracking corresponden a aproximadamente el 22% del LCOH total de exportación, por lo que una mayor competitividad se logrará si no se realiza este proceso de restitución de NH_3 a H_2 en el lugar de destino.

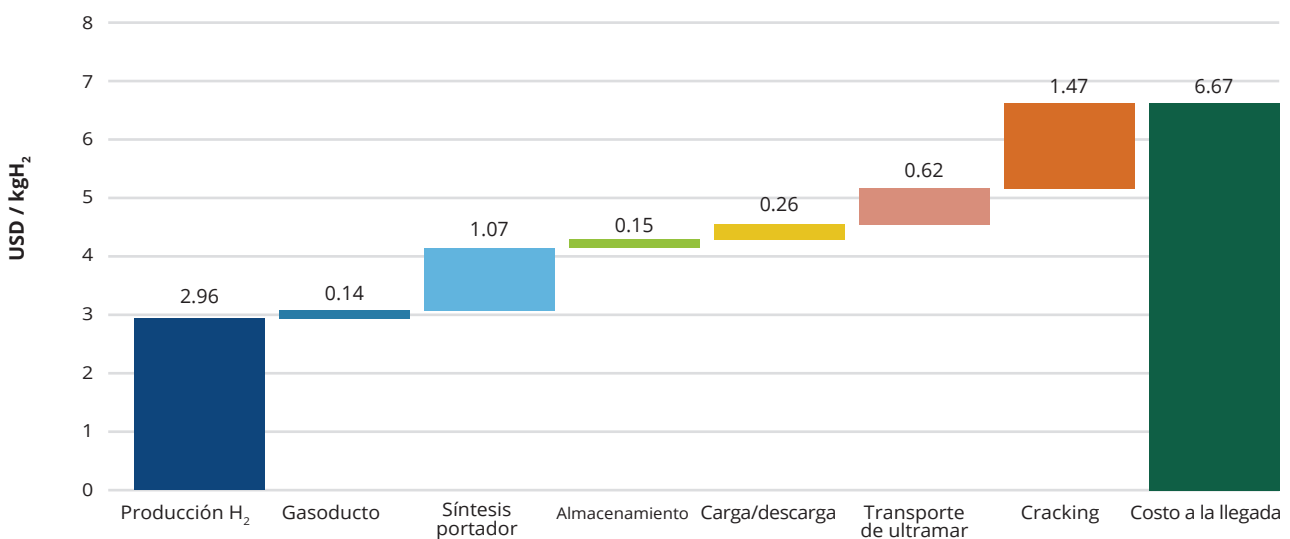
Una de las ventajas principales del amoníaco es que este presenta los menores costos de almacenamiento de energía y de transporte cuando lo comparamos directamente con hidrógeno líquido debido a sus propiedades físicas como por ejemplo su punto de licuefacción es a -33°C y presión ambiente o 7.5 bar y 20°C . Además, ya que el amoníaco es más denso que el hidrógeno; los costos de transporte por ducto (amoniaducto) son menores; esto es 0.5x del costo de transporte por gasoductos para gas natural y de 0.25x del costo de transporte de hidrógeno por hidroductos. Por lo anterior, el amoníaco será considerado como el portador de hidrógeno de mayor preferencia para el comercio internacional con un mercado en la actual claramente establecido.

Figura 45. LCOH a 2030 para exportación marítima de hidrógeno líquido desde Puerto Ensenada (México) – Puerto Tokio (Japón).



Fuente: elaboración propia.

Figura 46. LCOH a 2030 para exportación marítima de amoníaco desde Puerto Ensenada (México) – Puerto Tokio (Japón).



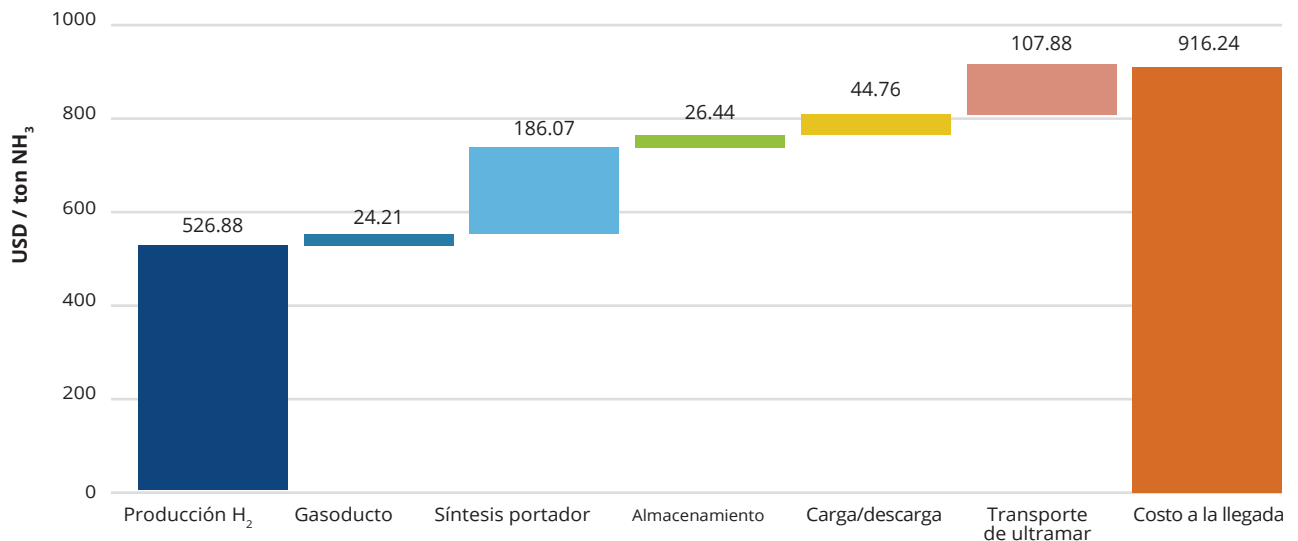
Fuente: elaboración propia.

Durante el 2020 la demanda de hidrógeno puro para la producción de amoníaco fue de 30.9 millones de toneladas, que correspondió al 35% del consumo actual de hidrógeno, ubicándose en el segundo lugar de mayor consumo siendo el primero los usos en refinería. El amoníaco es el segundo commodity más producido en el mundo por volumen con valores superiores a los 183 millones de toneladas durante el 2020 siendo el sector de la agricultura el principal mercado de demanda consumiendo aproximadamente el 85% del amoníaco a nivel mundial para la producción y uso de fertilizantes (IRENA, 2022)

El amoníaco se proyecta a tener un crecimiento en su producción debido al crecimiento poblacional a nivel mundial, planes de soberanía alimenticia y usos potenciales para la descarbonización del sector marítimo y generación de energía. Para el 2050 la demanda de amoníaco será de casi 600 millones de toneladas con el potencial de tener amoníaco verde producido a partir de hidrógeno verde de 330 millones de toneladas (IRENA, 2022).

Baja California cuenta con el potencial de producir amoníaco verde y exportarlo a regiones asiáticas como el Puerto de Tokio a 916 USD/ton NH_3 para el 2030. La producción de hidrógeno verde es la etapa con los costos más altos (57%), seguido de la transformación y producción del gas de síntesis portador – NH_3 (20%).

Figura 47. LCOA a 2030 para exportación marítima de amoníaco desde Puerto Ensenada (México) – Puerto Tokio (Japón).



Fuente: elaboración propia.

9. Análisis de barreras, obstáculos y oportunidades. Recomendaciones y conclusiones para el Estado de Baja California

9.1. Barreras y obstáculos

Baja California cuenta con una gran capacidad instalada de generación eléctrica a partir de gas natural de bajo costo, lo que dificulta al hidrógeno verde competir económicamente en aplicaciones donde se usa como un energético.

- Alrededor del 84% de la energía producida en Baja California proviene de gas natural de bajo costo. El gas natural seguirá siendo el energético de menor costo en el estado hasta mediados de la década del 2040. Esto podría ser un reto para la adopción de hidrógeno verde en procesos de combustión en las próximas dos décadas, como la generación de calor industrial o su uso en centrales eléctricas de ciclo combinado.
- El mayor potencial de producción de hidrógeno verde se encuentra alejado de las zonas de potencial consumo, alrededor de los municipios de San Felipe y San Quintín. San Felipe cuenta con un mayor potencial, pero se encuentra a cientos de kilómetros de posibles consumidores, lo cual restaría a su competitividad económica. Por otro lado, el estar rodeado por Áreas Naturales Protegidas limita la infraestructura que podría desarrollarse para transportarlo.
- Actualmente no existe un incentivo claro para la adopción de hidrógeno verde para la mayoría de las aplicaciones, dado que las empresas interesadas en su implementación priorizan otras alternativas de reducción de emisiones más competitivas en costo, como la electrificación directa, la eficiencia energética, o el uso de gas natural.
- No hay mandatos generales de reducción de emisiones en los segmentos industriales donde el hidrógeno verde podría ser la única alternativa de descarbonización, y las empresas que lo están considerando persiguen usualmente metas corporativas de reducción de emisiones sin carácter obligatorio, o requisitos de emisiones para poder operar vehículos en o exportar bienes a California.
- La exportación de hidrógeno verde a California se ve limitada por los incentivos a la producción de energía renovable e hidrógeno limpio aplicables en EEUU. Baja California cuenta con recursos renovables similares a los de California, y menos obstáculos para el desarrollo de proyectos, pero los subsidios implican una ventaja significativa en el costo final de producción. Adicionalmente, California cuenta con una mayor infraestructura de transporte, almacenamiento y uso de hidrógeno, en particular para el transporte, por lo que se podrían buscar otro tipo de oportunidades como acuerdos de cooperación entre ambos estados o la manufactura y exportación de tecnologías.

9.2. Oportunidades

9.2.1. Baja California como exportador de equipos asociados al hidrógeno

Baja California podría establecer una industria de manufactura de equipos y componentes dentro de la cadena de valor del hidrógeno, haciendo uso de su fuerte vocación industrial, frontera con California, exportaciones actuales y tratados de libre comercio con EEUU.

- Durante el 2021, el estado de Baja California fue el tercero en volumen de exportaciones de México, abarcando el 11% a nivel nacional con un valor estimado de 4,8 mil millones de dólares, de los cuales 17% son equipos de transporte (8,022 MM USD), y más del 90% de sus exportaciones son destinadas a los EEUU.
- Baja California cuenta con 92 parques industriales ubicados principalmente en el municipio de Tijuana, donde se cuenta con una ubicación estratégica debido a su frontera con el estado de California. Esto podría posicionar al estado como un productor y exportador a Norteamérica de tecnologías asociadas al hidrógeno verde como por ejemplo los electrolizadores, celdas de combustible, y vehículos impulsados por hidrógeno (FCEV) y sus componentes.

- Las tecnologías asociadas al hidrógeno cuentan con una curva de aprendizaje por delante, aún no están establecidas las cadenas de suministro para poder cubrir la demanda que se proyecta para los próximos años. Por ejemplo, hay una capacidad de electrólisis anunciada en proyectos a 2030 mucho mayor a la capacidad actual de producción de electrolizadores. Por esto que se prevé que **habrá oportunidades para quienes puedan producir equipos de la cadena de valor del hidrógeno a gran escala y con costos competitivos para cubrir la creciente demanda.**
 - En EEUU ya se cuenta con un portafolio de proyectos de hidrógeno bajo en carbono de miles millones de dólares a ser desplegados en los próximos años. En general, los mercados emergentes de hidrógeno bajo en carbono están impulsados por estrategias nacionales o regionales de adopción de hidrógeno y/o subsidios dedicados a diferentes etapas de su cadena de valor, como es el caso en Europa, Japón, Corea y Estados Unidos.
 - California en particular ha sido líder la adopción de tecnologías de hidrógeno bajo en carbono, teniendo actualmente la flota de vehículos de celda de combustible más grande del mundo, y proyectos de gran escala anunciados para los próximos años, entre los que destacan los hubs de hidrógeno HyBuild Los Ángeles y ARCHES (*Alliance for Renewable Clean Hydrogen Energy Systems*).
- centro-norte, donde se alcanzan factores de planta de 55%.**
- Con el dimensionamiento adecuado del parque renovable y la planta de electrólisis, **se pueden llegar a obtener factores de planta para el electrolizador sobre el 80% con energía eólica y del 30% con energía solar.**
 - El potencial solar es más abundante en el centro y centro-este del estado, donde se alcanzan factores de planta de hasta 26.7%.
 - En Baja California se **identificaron cinco zonas de interés** para la producción de hidrógeno verde, con los siguientes costos a 2030:
 - La **zona sur de San Felipe** presenta los costos de producción más bajos del estado y un potencial de hasta **400 MW de electrólisis bajo 2 USD/kg** utilizando energía eólica.
 - La **zona norte de San Quintín** con un potencial de hasta 150 MW de electrólisis alimentada por energía eólica y un potencial de hasta 8.7 GW si se alimenta con energía solar.
 - La **zona central de San Felipe** con un potencial importante de generación de hidrógeno a costos competitivos a partir 38 GW de electrólisis con energía solar, por debajo de 3 USD/kg.
 - La **zona norte de San Felipe** con un potencial de hasta 1.5 GW de electrólisis a partir de energía eólica y 630 MW de electrólisis para producir H₂ a un costo inferior a 2.5 USD/kg.
 - La **Rumorosa** con un potencial de hasta 735 MW de electrólisis alimentada por energía solar y eólica, por debajo de los 3 USD/kg.

9.2.2. Producción de hidrógeno verde a costos competitivos

Baja California concentra su mayor potencial de producción de hidrógeno verde en San Felipe, donde se podrían instalar hasta 400 MW de electrólisis para producirlo a menos de 2 USD/kg en 2030.

- La generación a partir de energías renovables tiene una participación del 15%, principalmente a partir de la central geotérmica más grande del mundo, Cerro Prieto, que aporta el 11.5% de la capacidad instalada en el estado. Cabe mencionar que en el alcance del presente estudio no incluye el análisis de la producción de hidrógeno verde a partir de energía geotérmica.
- Existe un **amplio potencial solar y eólico por aprovechar** en el estado, parte del cual podría ser destinado a la producción de hidrógeno verde.
- El estado cuenta con zonas de gran recurso eólico, lo que le permite tener costos de generación bastante competitivos en ubicaciones estratégicas. **El potencial eólico del estado es más elevado en el centro y**

9.2.3. Descarbonización del transporte

La competitividad en costos del transporte de carga pesada con hidrógeno, sumado a los requisitos de emisiones en California aplicables a partir de 2030, podrían detonar el despliegue de los vehículos de celda de combustible y su infraestructura de suministro en Baja California durante esta década.

- Acompañado del crecimiento económico del estado, la flota vehicular en Baja California también ha presentado un aumento sostenido anual cercano del 3% en los últimos 4 años. En consecuencia, el estado afronta un reto de descarbonización de este sector,

puesto que, si persiste esta tasa de crecimiento, en 2050 se estima que se requieran 102,000 millones de litros de gasolina para satisfacer la demanda de los tres segmentos de transporte terrestre más representativos (automóviles, camiones para pasajeros, y camiones y camionetas para carga).

- El transporte terrestre pesado con hidrógeno tendría una paridad de costo antes del 2030, por lo que este segmento podría ver los primeros casos de negocio a escala comercial.
- Se puede esperar que aquellos segmentos vehiculares con alta intensidad energética, es decir, con largas distancias de recorrido y/o transporte de grandes volúmenes de mercancía, serían los casos de negocios idóneos de realizar a corto plazo, como en el transporte de carga pesada.
- California ha establecido estándares y requisitos de emisiones aplicables a los vehículos que pretendan circular en el estado a partir de 2030. En consecuencia, los transportistas que pretendan exportar o importar por tierra pasando por California deberán de cumplir con estos requisitos, lo cual forzará a empresas de transporte de carga a adoptar camiones con tecnologías bajas en emisiones, siendo los de hidrógeno identificados como los más competitivos en costo para entonces.
- Se espera que lo anterior detone el despliegue de flotas de camiones de carga pesada impulsados por hidrógeno verde antes de 2030, de la mano de la infraestructura necesaria para su suministro.
- En este caso, las oportunidades serán tanto en el suministro de los camiones de celda de combustible, tanto como en la provisión de hidrógeno verde a través de estaciones de repostaje, atendiendo además al segmento de mayor demanda proyectada en el estado en las próximas décadas.
- Las proyecciones de paridad económica del transporte con diésel vs hidrógeno verde consideran el costo total de propiedad (TCO) de los vehículos a lo largo de su vida útil, y un suministro de hidrógeno verde con costos decrecientes con el tiempo, lo cual requerirá que aumenta la oferta y la infraestructura de suministro de en estaciones de repostaje de hidrógeno (HRS).
- Entre 2020 y 2050, la demanda del hidrógeno en Baja California podría multiplicarse casi 40 veces, siendo el 80% de la demanda total proyectada destina-

da al transporte en vehículos pesados de celda de combustible.

- En 2050, el suministro de hidrógeno verde para el transporte pesado podría alcanzar las 101 mil toneladas por año, al cual se sumaría el desarrollo y operación de la infraestructura para su acondicionamiento, transporte y despacho en HRS.
- Finalmente, la conexión con la autovía Interestatal 5 (I-5) en California, que recorre la costa oeste de EEUU, con Tijuana podría representar oportunidades de sinergia para el planteamiento de rutas de transporte con hidrógeno, al estar en contacto con un posible corredor de transporte de alto flujo alimentado con H₂ al norte de la frontera.

9.2.4. Descarbonización de la industria

La sustitución de hidrógeno gris por verde en sus usos actuales, como la producción de papel y vidrio flotado, así como de amoníaco para la producción local de fertilizantes podrían presentar las mayores oportunidades de negocio, siendo viable a partir de mediados de los 2030.

- En Baja California se identificó un mercado actual de hidrógeno de aproximadamente 3,300 toneladas al año para usos como materia prima, principalmente en la producción de pulpa, papel y cartón (3,100 ton/año). También se encontraron demandas más pequeñas en la producción de acero (130 ton/año), de vidrio flotado (70 ton/año) así como de semiconductores (no cuantificada). Las empresas de gases industriales son una de las fuentes principales de hidrógeno cautivo en Baja California a través de reformado de gas natural proveniente de EEUU.
- El hidrógeno verde será más competitivo en costos que el hidrógeno gris a mediados de la década de los 2030, lo cual podría detonar su uso en aplicaciones que actualmente lo demandan.
- Habrá oportunidades de sustitución del suministro actual de hidrógeno gris por hidrógeno verde en las aplicaciones antes mencionadas: fabricación de pulpa, papel y cartón, acero, vidrio flotado y semiconductores. Esto una vez que el H₂V sea competitivo en términos de costos, o que sea necesario para cumplir con mandatos de reducción de emisiones, como podría ser el caso de fabricantes que exporten a mercados con impuestos al carbono para productos importados, como podría ser con los semiconductores.
- Para otras aplicaciones, se proyecta que el diésel, la gasolina, y la energía eléctrica de la red serán más

costosos que el hidrógeno verde antes de 2040.

Procesos industriales con alta demanda energética podrían emplear hidrógeno verde como combustible para la producción de calor o electricidad competitiva y neutra en emisiones para entonces, reduciendo además la dependencia de las importaciones de gas natural.

- Finalmente, se podría usar el abundante recurso renovable para la **producción de amoníaco verde orientado a la fabricación local de fertilizantes**, abonando además a la seguridad alimenticia del estado.

9.3. Recomendaciones

9.3.1. Cooperación intersectorial y acción gubernamental

El desarrollo de instrumentos de planeación estatal de hidrógeno y la colaboración coordinada entre sectores serán claves para acelerar la materialización de las oportunidades relacionadas con el hidrógeno verde en Baja California.

- Para el desarrollo de una economía del hidrógeno verde en el estado, será necesaria la cooperación de actores en el sector privado y el público. **La integración del hidrógeno verde en los ejes temáticos de los clústeres industriales en el estado podría crear un foro adecuado para detonar las primeras iniciativas y proyectos que impulsen el despliegue del hidrógeno verde.**
- En el ámbito gubernamental, es importante la coordinación entre las áreas destinadas al desarrollo económico y medio ambiente, así como los segmentos industriales, de manufactura y el sector de energía. En ese sentido, **se sugiere el desarrollo de la Estrategia de Hidrógeno Verde de Baja California** que integren la visión de los diferentes actores y que lleve la coordinación y el apoyo del Gobierno del Estado, idealmente coordinado a través de la Comisión Estatal de Energía de Baja California.
- A partir de la visión general plasmada en la Estrategia Estatal, el **desarrollo de Hojas de Ruta por segmento de aplicación (transporte de carga, manufactura, industria, energía, etc.)** podrá identificar los segmentos y sitios específicos para priorizar el desarrollo de proyectos, y sentar las bases para el despliegue de iniciativas y las solicitudes de financiamiento a organismos internacionales.

- **Se sugiere incluir objetivos específicos y medibles dentro de la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde para los horizontes mediano (2030) y largo (2050) plazo. El estudio deberá evaluar aquellas demandas futuras en áreas como el transporte de carga, la industria, entre otros.** Además, se deberán definir recomendaciones y acciones para la creación de un marco legal que apoye el despliegue de proyectos de energías renovables e hidrógeno verde. Se recomienda incluir análisis transversales como la creación de empleos verdes, certificados de garantías de origen, y fondos de financiación a la I+D y el despliegue de proyectos piloto y demostrativos.

- **Se recomienda crear mesas de trabajo entre actores público, privado y la academia para debatir sobre los aspectos claves que deberá contener la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde.** El fomento de sinergias entre actores se debe de promover desde instancias de la construcción temprana del documento.

- **La colaboración e intercambio de experiencias y mejores prácticas entre instituciones de California y de Baja California** podría acelerar el despliegue de oportunidades en hidrógeno verde. Dicha colaboración puede ser entre instituciones públicas, universidades, institutos de investigación, ONGs y *think tanks*, entre otras.

- En particular, actores en instituciones como la **Universidad de Stanford** y su programa México Economía Limpia 2050, el instituto **Renewables 100**, han expresado interés en dialogar con instituciones y organismos en Baja California para impulsar el tema en beneficio mutuo.

- Se recomienda realizar un mapeo de las potenciales industrias consumidoras con un mayor nivel de detalle con el fin de evaluar la viabilidad de incorporar hidrógeno verde dentro de sus procesos. **El análisis deberá incluir características de cada industria, disponibilidad y costo de fuentes de energía renovable en la zona, tamaño, ubicación geográfica, tipo de proceso industrial que desarrollan y demanda energética.** El estudio permitirá establecer una hoja de ruta de hidrógeno verde dentro de aquellos sectores económicos con mayor oportunidad de adopción.

9.3.2. Iniciativas y proyectos

El desarrollo de proyectos piloto en transporte pesado y el establecimiento de hubs para la manufactura de equipos podrían ser los primeros pasos para el despliegue de oportunidades en torno al hidrógeno verde en el estado.

- **Estudiar los casos específicos de potencial demanda de hidrógeno en el corto y mediano plazo**, a fin de identificar y empezar a construir los primeros proyectos de implementación de tecnologías de hidrógeno verde. Es posible que los primeros proyectos sean a nivel piloto y de pequeña escala, para lo que se sugiere buscar la coordinación entre diferentes consumidores y potenciales proveedores de hidrógeno verde, lo cual comúnmente sucede mediante la conformación de consorcios.
- **Los primeros parques de generación de hidrógeno a gran escala podrían ser alimentados por energía eólica** en la zona de la Rumorosa, al tener buen potencial y estar cerca de los principales centros de consumo en Tijuana y Mexicali, así como el potencial corredor de transporte pesado con hidrógeno entre dichas ciudades.
- **Estudiar la zona de San Felipe** para el planteamiento de proyectos de hidrógeno verde de bajo costo, **con énfasis en la demanda que potencialmente podría atender**. De existir consumidores a los cuales entregarles de forma costo-eficiente, se podría plantear el despliegue de capacidad renovable y de electrólisis por etapas hasta llegar a los cientos de MW, identificando la capacidad y costos de producción posibles para cada una, e identificar los centros de demanda que podría atender en México o en EEUU.
- **Analizar la exportación de hidrógeno o sus derivados desde el Puerto de Ensenada**, donde ya existe infraestructura para la exportación de energéticos como el gas natural licuado (LNG). Dicho estudio deberá contemplar en primera instancia el suministro eléctrico o de hidrógeno, pudiendo ser desde San Felipe, así como su viabilidad económica, técnica y comercial en los posibles mercados de exportación.
- Estudiar la posibilidad de desarrollar **proyectos binacionales de producción de H₂ verde**, usando energía renovable de bajo costo y con menores obstáculos para su despliegue en Baja California, y colocar el proceso de electrólisis en California a fin de poder beneficiarse de subsidios en EEUU como los del IRA.
- **Explorar oportunidades en el almacenamiento eléctrico** a partir de energías renovables para prestar servicios auxiliares a la red en California o contribuir al Protocolo Correctivo BCA.
- **Estudiar el desarrollo de un corredor de transporte pesado con hidrógeno verde en de Tijuana a Mexicali, con conexión a San Diego**, y con posibles ramificaciones hacia Ensenada o Calexico. Rutas de alto flujo como éstas podrían facilitar el establecimiento de puntos de repostaje de hidrógeno verde cercanos a regiones de alto potencial de producción, con el beneficio de **conectarse con el actual centro de consumo de hidrógeno para transporte carretero más grande del mundo en California**. Existe la oportunidad en el corto plazo para avanzar con pruebas piloto para el transporte pesado con hidrógeno en centros de alta demanda logística.
- En cuanto a la fabricación de equipos, **realizar un diagnóstico de las capacidades de manufactura existentes y potenciales en Baja California aplicables a las tecnologías de hidrógeno**. Se podría iniciar con los segmentos con mayor crecimiento esperado: vehículos FCEV de carga pesada, y equipos electroquímicos para la producción y electrificación del hidrógeno verde (electrolizadores y celdas de combustible, respectivamente), y continuar con todos los equipos accesorios de la cadena de valor, como compresores, válvulas, tuberías, tanques de almacenamiento, filtros, etc.
- Por el lado de la demanda de componentes de exportación, hacer un **diagnóstico de los cuellos de botella existentes y posibles para la manufactura de equipos y componentes asociados al hidrógeno en California y el sur de EEUU**. Por ejemplo, se identificó mediante entrevistas que existen problemas para el suministro de transformadores para el desarrollo de proyectos de energía renovable en California. De esta manera, la industria en **Baja California podría atender necesidades ya existentes y comprobadas de exportación en EEUU**.
- **Desarrollar un análisis de los potenciales mercados objetivo de exportación de hidrógeno** (posiblemente en Asia), priorizando aquellos en los que se hayan identificado las principales fortalezas y que cuenten con altas proyecciones de crecimiento, ya sea impulsados por subsidios (vehículos cero emisiones, electrolizadores) o por una creciente demanda en el mercado local (equipos de almacenamiento y acondicionamiento).
- Los análisis recomendados podrán servir para alinear las capacidades de manufactura con la demanda que pueda ser atendida a costos competitivos. En torno estos resultados, se podrían **establecer hubs temáticos de capacitación, desarrollo y manufactura de las tecnologías identificadas con mayor potencial, idealmente a nivel binacional junto con California**. Para ello sería recomendable una coordinación sinérgica entre los sectores industrial, académico y gubernamental.

Anexo 1: Listados de bibliografía utilizada en las fichas técnicas

Los listados presentados a continuación referencian las fuentes bibliográficas utilizadas para la elaboración de las fichas técnicas de la Caracterización General del Estado de Baja California y Análisis Cualitativo de Demanda de Hidrógeno Verde.

Ficha técnica de Caracterización General del Estado de Baja California

1. [Resumen. Baja California - INEGI](#)
2. [Entidades federativas de México por PIB](#)
3. [Baja California: Economía, empleo, equidad, calidad de vida, educación, salud y seguridad pública](#)
4. [Exportaciones por entidad federativa – INEGI](#)
5. [Conjuntos de datos vectoriales de información topográfica escala 1:250 000 Baja California Serie VI](#)
6. [Infraestructura de gas natural en México](#)
7. [Planta de energía geotérmica Cerro Prieto](#)
8. [Energía Sierra Juárez](#)
9. [Parque Eólico La Rumorosa I](#)
10. [Energía solar para el calor de las Cachanillas – pv magazine Mexico](#)
11. [Parque Fotovoltaico Rumorosa Solar – Prodiel](#)
12. [Información sobre la implementación de la política climática subnacional – Baja California](#)
13. [Clima. Baja California](#)
14. [Mexico - Vehículos de Motor Registrados en Circulación 2021, Datos al mes de diciembre](#)
15. [ProAire Baja California](#)
16. [Informe Nacional de Calidad del Aire 2019](#)

Ficha técnica de Análisis Cualitativo de Demanda de Hidrógeno Verde

1. [Poder calorífico de combustibles.](#)
2. [Poder calorífico del hidrógeno.](#)
3. [Consumo energético en Baja California](#)
4. [Precios de gasolina en Baja California](#)
5. [Precios del diésel.](#)
6. [Precios del gas natural.](#)
7. [Precios de electricidad.](#)
8. [Precios de electricidad \(Segmentación por regiones\).](#)

Anexo 2: Matriz de indicadores cualitativos

La Tabla 7 presenta la matriz de indicadores cualitativos implementada para la evaluación general de competitividad en la adopción de hidrógeno verde dentro de la economía estatal de Nuevo León. La evaluación se

clasifica con valores de 1, 2 y 3 siendo 3 el de mayor impacto. El peso a cada indicador se obtuvo a través de una metodología desarrollada por Hincio en donde se asigna mayor a aquel KPI que presente un impacto positivo.

Tabla 7. Matriz de indicadores cualitativos

Indicador	Benchmark			Peso	Puntaje
	1	2	3		
KPI 1 - Consumo actual de H ₂ estatal	El consumo actual de hidrógeno en el estado es menor a 50 kton/año	El consumo actual de hidrógeno en el estado está entre 50 kton/año y 100 kton/año	El consumo actual de hidrógeno en el estado es mayor o igual a 100 kton/año	20%	2
KPI 2 - Consumo potencial de H ₂ V a 2040 en el estado	El consumo actual de hidrógeno en el estado es menor a 100 kton/año	El consumo actual de hidrógeno en el estado está entre 100 kton/año y 200 kton/año	El consumo actual de hidrógeno en el estado es mayor o igual a 200 kton/año	20%	3
KPI 3 - Año de paridad de costo	EL hidrógeno no logra paridad de costos en ninguna industria antes del 2040.	EL hidrógeno logra paridad de costos en alguna industria entre el 2030 y el 2040	EL hidrógeno logra paridad de costos en alguna industria antes del 2030.	30%	3
KPI 4 - Planes de transición energética o relacionados	No cuenta con políticas o planes estatales de descarbonización	Cuenta con políticas o planes estatales de descarbonización, no se incluye al hidrógeno directamente, pero se mencionan energías renovables	Cuenta con políticas o planes estatales de descarbonización, y se incluye al hidrógeno en al menos una regulación/normativa	10%	2
KPI 5 - Potencial reducción de emisiones de GEI	El potencial de reducción de GEI a través del hidrógeno en 2020 es menor a 250 ktonCO ₂ eq/año	El potencial de reducción de GEI a través del hidrógeno en 2020 es entre 250 ktonCO ₂ eq/año y 500 ktonCO ₂ eq/año	El potencial de reducción de GEI a través del hidrógeno en 2020 es mayor a 500 ktonCO ₂ eq/año	20%	2

Fuente: Elaboración propia

Anexo 3: Suposiciones tecno-económicas

Los cálculos y análisis realizados dentro de este estudio usaron los siguientes supuestos de costos de

capital y de operación para las diferentes tecnologías, basados en una recopilación de diferentes reportes.

Tabla 8. Evolución técnico-económica de las tecnologías de producción de energía renovable y de hidrógeno.

	2022	2025	2030	2040	2050
Solar PV³²					
CapEx [USD/kW]	630	570	513	454	420
Eólica²⁹					
CapEx [USD/kW]	885	854	813	730	685
Electrólisis PEM³³					
CapEx [USD/kW]	1100	950	700	500	350
Eficiencia [kWh/kg]	53	51	48	48	45

Los costos de operación se asumieron constantes al 3% del costo de capital para todas las tecnologías.

Además, con el fin de determinar el área específica de las tecnologías de generación, se consultó el listado de

proyectos que son ingresados al PEIA (Programa de Evaluación de Impacto Ambiental), publicado en las Gacetas ecológica de SEMARNAT. Se tomaron como referencia los siguientes proyectos, cuya evaluación de impacto ambiental fue ingresada entre el 2016 y 2021.

Proyectos de energía solar ingresados al PEIA (2016-2021)			
Proyecto	MW	ha	MW/km
Central solar BC	300.0	550.0	54.5
ATLACOMULSO	113.4	236.0	48.1
Cuquio	92.1	300.0	30.7
Villanueva	754.0	2400.0	31.4
luciernaga	243.7	617.2	39.5
la palapa	22.5	75.5	29.8
rancho nuevo solar	96.0	192.8	49.8
el coroneo	50.0	125.4	39.9
parque solar suave	160.0	576.2	27.8
parque solar miguel	160.0	543.1	29.5
ABASOLO PV1	150.0	360.3	41.6
Angel 1	361.4	799.5	45.2
comsa 1	1.1	3.3	33.8
las lomas de ocampo	90.0	148.9	60.4
Tepezala 1	120.0	378.0	31.7

Proyectos de energía eólica ingresados al PEIA (2016-2021)			
Proyecto	MW	ha	MW/km
Vientos del caribe	208.0	1871.0	11.1
Gunaa Sicarú	252.0	4700.0	5.4
Presas nueva	403.2	6820.0	5.9
la palmita 1	52.0	753.2	6.9
la palmita 2	62.4	835.9	7.5
santa cruz	138.0	2330.0	5.9
Fenicias	168.0	3378.0	5.0
kabil	68.0	1603.0	4.2
la carabina II	150.0	5050.9	3.0
salitrillos	100.0	1533.0	6.5
mesa la paz	306.0	9784.0	3.1
SINANCHE I y II	151.2	3222.0	4.7
TIZIMIN	86.1	1725.0	5.0
Energía limpia de amistad	200.0	6539.0	3.1
altos II	100.0	2308.0	4.3

³² Proyección de Inicio, basada en los datos del reporte "Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina" (BID, 2019).

³³ Proyección de Inicio, basada en los datos de los reportes: "Hydrogen: The economics of production from renewables" (BNEF, 2019) - "The Future of Hydrogen" (IEA, 2019) - "Technology pathways in decarbonisation scenarios" (Publication Office EU, 2018) - "Green Hydrogen Cost reduction" (IRENA, 2020).

Proyectos de energía solar ingresados al PEIA (2016-2021)			
Huerto solar fotovoltaico durango	117.0	112.8	103.7
Piactla	20.0	39.5	50.6
planta cemento cerritos	10.0	52.7	19.0
saucedá solar	124.0	324.3	38.2
Promedio ponderado por capacidad instalada	41.7		

Al las áreas específicas promedio, se les aplicó un factor de corrección del 75% que busca simular la posible separación entre los proyectos, es decir, se aumentó el área requerida por unidad de potencia en un 33%, resultando en **31.2 MW/km²** para el caso de la energía solar y de **4 MW/km²** para el caso de la energía eólica.

Proyectos de energía eólica ingresados al PEIA (2016-2021)			
Promedio ponderado por capacidad instalada	5.3		

Los análisis de exportación se desarrollaron bajo el supuesto de tener una planta del orden de aproximadamente **1.5 GW equivalentes a aproximadamente 108 kton de H₂ exportado al año**. Al trasladar este valor a la demanda actual de H₂ para California da **proyectos de exportación que planean cubrirán el 9% del mercado**.

Anexo 4: Cálculo del LCOH y estimación en la paridad de costos

Con la intención de determinar la competitividad del H₂ verde en diferentes sectores económicos donde este se postula como aditivo y/o suplente, se hace necesario determinar los momentos en que el H₂ consigue paridad de costos con respecto a combustibles como el diésel, la gasolina, el gas natural, entre otros. Para ello, se calcula el LCOH, el cual es equivalente al LCOE, pero para la producción de H₂.

El LCOH tiene en cuenta CAPEX y OPEX a través de la vida útil de un proyecto para la producción de H₂ descontado en su valor presente neto.

El cálculo del LCOH tiene tres componentes principales: Costo de la electricidad (LCOE), costo de operación (OPEX), costos de inversión (CAPEX). Por este motivo, la metodología para encontrar la paridad de costos del hidrógeno con respecto a los energéticos empleados en cada industria parte de determinar estas tres componentes, principalmente (ver Ecuación 1).

Ecuación 1. Fórmula para calcular el LCOH.

$$LCOH_{USD/kg} = \frac{\sum_{t=0}^t \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^t \frac{kgH_{2t}}{(1+r)^t}}$$

CAPEX: Gastos de capital

OPEX: Gastos operacionales (incluyendo el costo de la electricidad (LCOE) y agua)

t: Año de operación

r: Tasa de descuento

kgH₂: Hidrógeno (kg) producción por año

*Valor Nominal

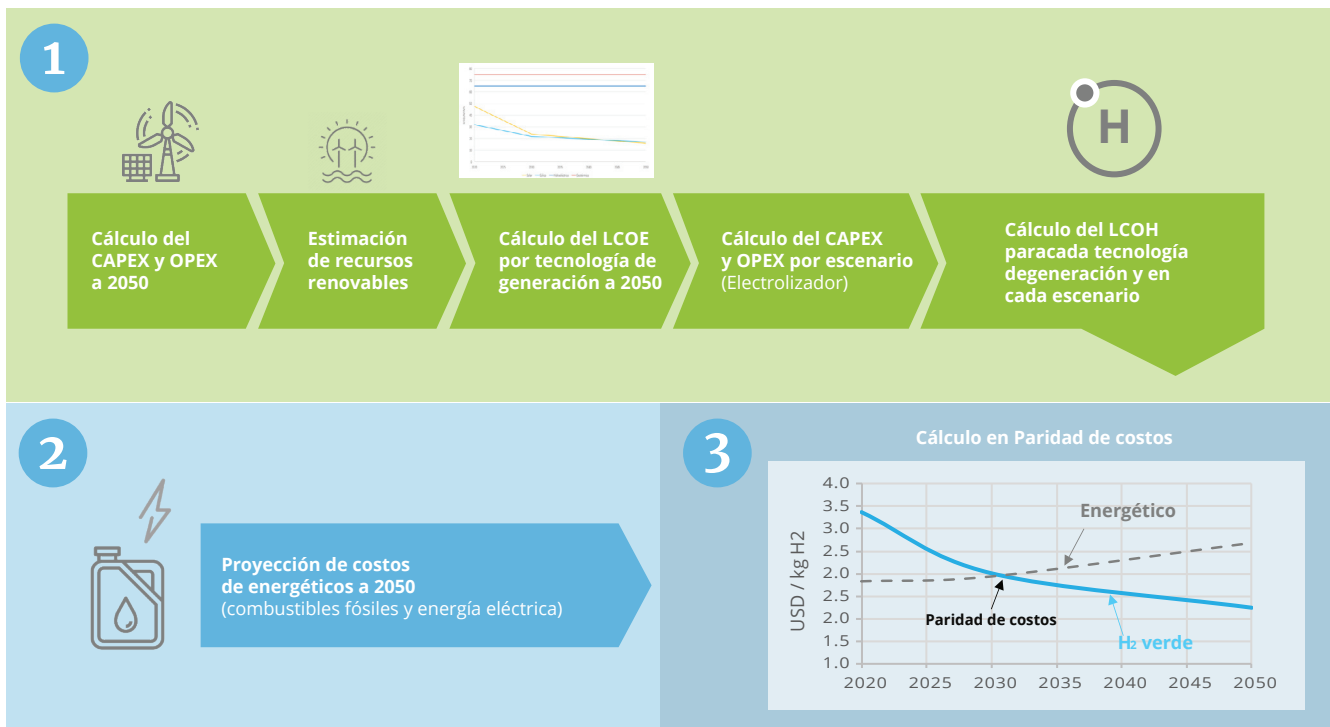
La viabilidad económica en la adopción del H₂V en las diferentes aplicaciones está sujeta a su competitividad en costos contra los energéticos que se emplean actualmente en cada industria.

Esta competencia, puede ser evaluada a través de la paridad de costo, la cual determina el momento en el que una tecnología, con respecto a otra, logra ofrecer los bienes o servicios a los consumidores en las mismas o más favorables condiciones de aquellas otorgadas por la tecnología que pretende sustituir.

Por lo tanto, la paridad de costo se refiere al nivel de costo que establecen dos alternativas con igual valor, en un momento determinado.

La metodología empleada en este documento para determinar la paridad de costos en diferentes industrias consta de tres pasos (ver Figura 49).

Figura 48. Metodología para determinar la paridad de costos.



- **Paso 1:** Calcular el LCOH a partir de la definición de la Ecuación 1 y los supuestos tecno-económicos para la producción de energía renovable (solar y eólica) como también de la tecnología de electrólisis del Anexo 4.
- **Paso 2:** Se determina la proyección de costo para diferentes combustibles que eventualmente el hidrógeno sustituiría. Se consideran las proyecciones de la Figura 8.

- **Paso 3:** Se determina el momento de tiempo donde la proyección de costos tanto de los energéticos convencionales como del hidrógeno encontrarían paridad de costos.

En el último punto cabe aclarar que la curva “Energético” se construye a partir de determinar el costo que debería tener el hidrógeno para obtener el mismo beneficio que el energético a sustituir para cada industria, por este motivo, tanto la curva “Energético” como también la de “H₂ verde”, se pueden representar en USD/kgH₂.

Anexo 5: Recomendaciones sobre aspectos sociales y ambientales

Aunque el marco regulatorio mexicano actual incluye una gama de instrumentos para atender los riesgos y oportunidades de orden social y ambiental de proyectos de infraestructura, renovables e industriales, la realidad ha mostrado que en varios casos no son suficientes para evitar conflictos sociales y daños ambientales. En este contexto, varios actores nacionales e internacionales han emitido recomendaciones y propuestas para mitigar estos riesgos y mejorar los efectos positivos de tales proyectos.

A continuación, se mencionan algunas recomendaciones orientadas hacia actores públicos y privados, aunque en muchos casos las lecciones aprendidas son relevantes para todos. Si bien el enfoque actual está en proyectos de energía renovable, podrían aplicar a la componente de generación eléctrica de los proyectos de hidrógeno verde y en general a sus desarrollos con mayor huella geográfica, ya sean de producción, transporte o aprovechamiento.

Comunidades de Energía Renovable

Según el consorcio implementador del proyecto 'Comunidades y Energía Renovable' (CER 2019), la representación y participación de ciertos factores relevantes es insuficiente en espacios de toma de decisiones técnicas así como espacios políticos. Los espacios técnicos son donde se diseña, planea y regula el desarrollo, operación y funcionamiento del sector eléctrico, donde la SENER, la CFE, el CENACE y la CRE dictan la mayor parte de los aspectos técnicos, y donde actores como la SEMARNAT tienen poca capacidad de incidir. En el plano político, las decisiones en torno a los proyectos de generación de energía, así como la construcción y diseño de otras obras de infraestructura para la generación, transmisión y/o distribución de la energía eléctrica, tienen importantes implicaciones locales que influyen directamente en la definición de los proyectos, pero donde la participación de los gobiernos estatales y municipales, los consejos comunitarios y las asambleas ejidales (entre otros) tienen un papel limitado en la definición y el resultado de los proyectos de energía renovable. Por ejemplo, los gobiernos locales tienen la facultad de acreditar permisos y reglamentar en materia de uso de suelo, mientras que otros actores como consejos, asambleas ejidales y/o indígenas normalmente son las instituciones que custodian la gestión del territorio. Sin embargo, estos actores están excluidos o tienen un papel secundario en la gobernanza, y en los procesos de planeación y diseño del sector (CER 2019).

Metodología de Identificación de Riesgos Sociales para Proyectos de Energía Renovable a Gran Escala

Partiendo de la realidad de que la SENER – la autoridad responsable de asegurar la evaluación de riesgos mitigación de riesgos a través de la revisión de las EvIS – no tiene la suficiente capacidad para controlar la calidad y suficiencia de las EvIS, el Banco Mexicano de Comercio Exterior (BANCOMEXT), como banca de desarrollo y gran inversionista en proyectos de infraestructura en México, como parte de su Sistema de Gestión de Riesgos Ambientales y Sociales (SARAS), y en cooperación con la consultora IDEAL y la GIZ México, desarrolló una metodología para identificar los riesgos sociales para proyectos de energía renovable a gran escala en México (MEDIRSE). Para la banca de desarrollo – al igual que cualquier inversionista – los riesgos sociales representan riesgos financieros para el organismo, que tiene por lo tanto un incentivo fuerte para mitigarlos.

La MEDIRSE establece un marco de referencia para la identificación de aspectos sociales a considerarse en los estudios de Debida Diligencia (Due Diligence) solicitados a los proyectos de energía, lo que a su vez permite fortalecer su evaluación, contemplando el papel de la banca de desarrollo, no únicamente como gestor de recursos financieros, sino también como pieza clave a favor del desarrollo de infraestructura energética sustentable. La Metodología es un instrumento operativo que funciona a partir del análisis de información documental como principal insumo y que busca proveer a los tomadores de decisiones de información rápida y precisa acerca del proyecto analizado para su financiamiento. La información que se puede analizar abarca proyectos de energía renovable a gran escala, tomando como punto de inicio el momento en el que se busca el financiamiento y a partir de ahí, lo que sea aplicable en materia de regulación, supervisión y seguimiento de las medidas genéricas de mitigación/compensación de impactos y riesgos en materia primordialmente social.

La metodología se ha propuesto como estándar para otros bancos de desarrollo en México, y se puede consultar aquí:

https://energypedia.info/images/4/4b/MEDIRSErevision_largo.pdf

Figura 49. Portadas del MEDIRSE (arriba) y de la Guía de due diligence técnica para proyectos fotovoltaicos (abajo).



Guía de diligencia técnica para parques solares fotovoltaicos de gran escala

El reporte 'Guía de Due Diligence Técnica para Proyectos Fotovoltaicos' publicado por el Banco Mexicano para el Comercio Exterior y la Cooperación Alemania para el Desarrollo Sustentable en México (GIZ) (BANCOMEXT y GIZ 2019) contiene lineamientos técnicos para el desarrollo de un parque solar fotovoltaico de gran escala en México. El capítulo 8 está dedicado específicamente a la gestión de riesgos y cumplimiento normativo en el área ambiental y social.

Reglamento de la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE)

La Evaluación Ambiental Estratégica a nivel internacional es reconocida como un instrumento de planeación y

gestión de políticas, programas y planes regionales. Este instrumento permite la incorporación de aspectos ambientales y algunas consideraciones sociales en el proceso de planeación del desarrollo de un sector en una región específica. La EAE se distingue de otros instrumentos de planeación por ofrecer una valoración ex ante a la determinación de proyectos específicos; al evaluar potenciales impactos acumulados en la región; e identificar alternativas estratégicas de desarrollo, con base en las características ambientales y sociales del área de impacto. La elaboración de este instrumento está mandatada en el artículo 19 de la Ley de Transición Energética para ser elaborada por la SEMARNAT en los polígonos identificados con alto potencial de energías limpias por la SENER. Sin embargo, a mediados de 2022, la SEMARNAT no ha elaborado ninguna EAE, ni cuenta con normatividad, disposiciones, o procedimientos para instrumentarla.

El proyecto CER elaboró una propuesta de Reglamento de la Ley de Transición Energética en materia de EAE, para someterla a consideración de la SEMARNAT. En la propuesta se destaca la relevancia y los beneficios de elaborar la EAE.

La propuesta detallada se encuentra en la siguiente liga:

<https://proyectocer.org/propuestas-de-politicas-publicas>

Propuesta de elaboración de un diagnóstico sociocultural del territorio (DSCT)

Se trata de otra recomendación de parte del proyecto CER – Comunidades y Energía. Esta propuesta, a diferencia de la EvIS y la EAE, no es mandato de ley, ni está adjudicada la responsabilidad de su elaboración a una entidad específica. Se basa en el diagnóstico que la información social y cultural acerca del territorio para la toma de decisiones actualmente es insuficiente, se encuentra desarticulada y alejada de las realidades territoriales. Por ello, sugieren crear un diagnóstico que integre distintas visiones y factores sociales y culturales vinculados al territorio, que contribuyan a una planeación y evaluación integral, participativa y previa al desarrollo de proyectos de energía renovable y de infraestructura. Lo que convierte al DSCT en un instrumento esencial para la planeación y el ordenamiento territorial.

Más información: CER 2010 - Propuesta para la creación de un Diagnóstico Sociocultural del Territorio, disponible aquí:

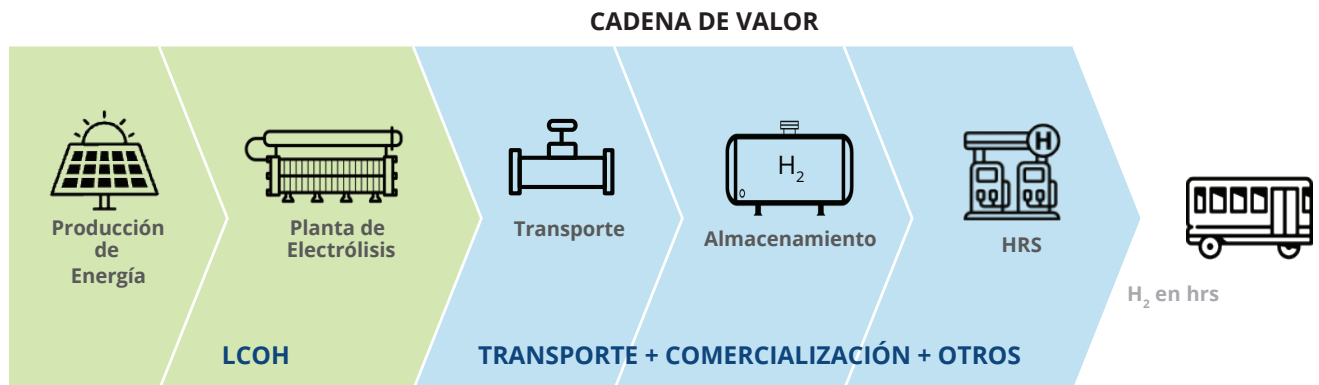
https://proyectocer.org/assets/img/Propuesta-para-la-creaci%C3%B3n-de-un-Diagn%C3%B3stico-Socio-Cultural-del-Territorio_abril-2020.pdf

Anexo 6: Información de transporte

El sector de transporte pesado, por su potencial descarbonización a través de diferentes tecnologías de bajas y/o cero emisiones, ha cobrado relevancia en las conversaciones sobre la descarbonización de la logística a nivel mun-

dial. Se estima que el hidrógeno verde sea protagonista en la transformación de este sector, para ello hay que entender que su cadena de valor se conforma por una serie de eslabones, tal como se puede observar en la Figura 51.

Figura 50. Cadena de valor para la producción, transporte y uso final del hidrógeno en el transporte.

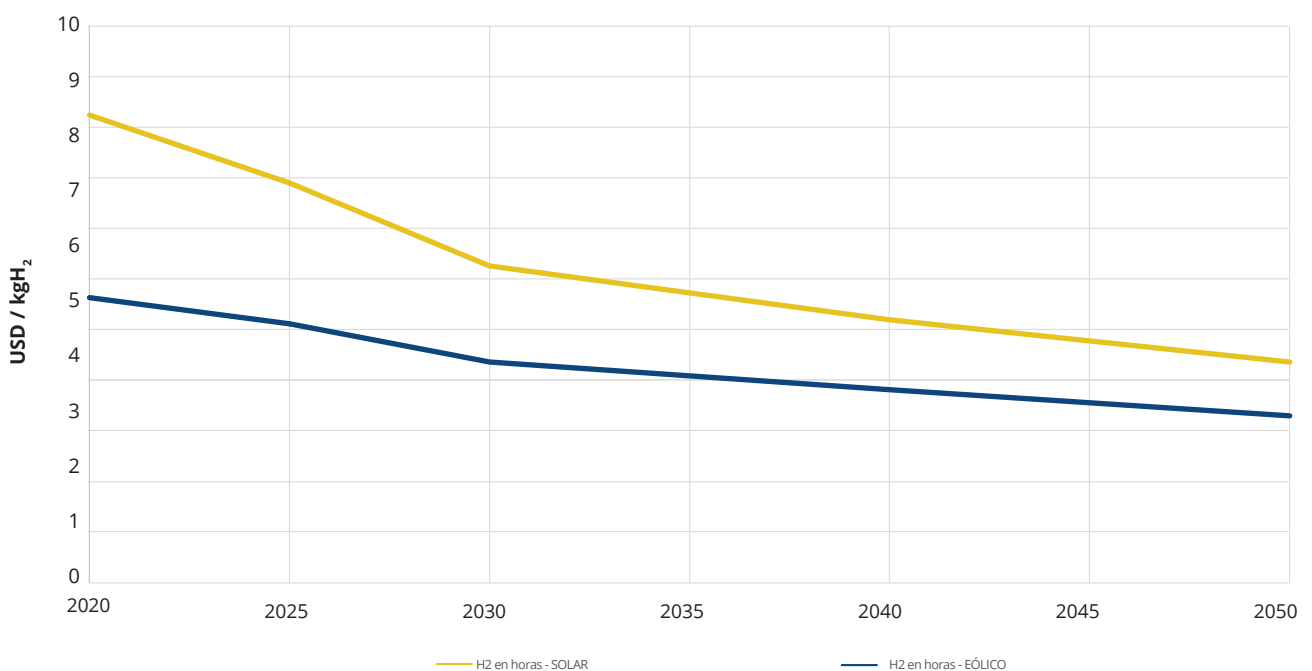


Fuente: Elaboración propia.

De la anterior figura puede verse que el LCOH es solo un componente de los costos que tendría que asumir un usuario final. En la cadena de valor del hidrógeno verde para uso en el transporte debe también considerarse otros cargos relacionados con el transporte, el almacenamiento y la distribución. A partir de la experiencia del equipo consultor de Hinicio se estima una relación

de 1.6XLCOH respecto al precio que tendría que pagar un usuario final que hiciera uso del hidrógeno como energético de sus vehículos. Por lo tanto, si se consideran los mejores recursos renovables del estado a partir de la producción de energía eólica y solar, se obtiene una proyección de 2020 a 2050 del hidrógeno verde puesto en la HRS. La Figura 52 muestra dicha proyección.

Figura 51. Costo del hidrógeno en punto de suministro para vehículos (HRS).



Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente, para las proyecciones de TCO y paridad de costos mostrados en la sección 5.2.3, fueron empleadas algunas suposiciones en el CAPEX y otras técnicas

que son mostradas en la siguiente tabla por cada una de las tecnologías consideradas en este estudio.

	Año	ICEV	BEV	FCEV	Fuente
CAPEX (USD)	2020	286,000	840,623	1,050,779	<p>ICEV: https://vehiculo.mercadolibre.com.mx/MLM-801416840-freightliner-nuevo-cascadia-euro-v-modelo-2020-_JM#position=1&type=item&tracking_id=4964f800-97f8-4808-a055-3bc0b91367b6</p> <p>BEV: https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/20180725_T%26E_Battery_Electric_Trucks_EU_FINAL.pdf mas información de https://www.tesla.com/semi</p> <p>FCEV: http://www.diva-portal.se/smash/get/diva2:1372698/FULLTEXT01.pdf</p>
	2025	286,000	649,534	811,918	
	2030	286,000	530,956	663,695	
	2040	286,000	402,477	503,096	
	2050	286,000	351,938	439,923	
Eficiencia MJ/100km	Todos los años	941	360	840	<p>Cascadia ICE: https://www.fleetowner.com/running-green/fuel/article/21703965/is-it-truly-possible-for-trucks-to-reach-10-mpg</p> <p>Volvo FE: Calculo Inicio a partir de autonomía y tamaños de batería reportados https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/2020_06_TE_comparison_hydrogen_battery_electric_trucks_methodology.pdf</p> <p>HDV H₂: https://nacfe.org/wp-content/uploads/2020/06/Informational_NACFE_BPS_Truck_White_Paper_Download.pdf</p>
Vida útil (años)	Todos los años	10	10	10	Inicio
Distancia (km/año)	Todos los años	160,000	160,000	160,000	Calculado con información de: http://www.sct.gob.mx/fileadmin/DireccionesGrales/DGP/estadistica/Principales-Estadisticas/PESCT_2019.pdf

Bibliografía

- Ammonia Energy.** (2022). *Hydrogen City & green ammonia from the Port of Corpus Christi*. Retrieved from Hydrogen City & green ammonia from the Port of Corpus Christi
- ANIQ.** (2019). *Volumen de producción y comercio exterior (Toneladas)*. Retrieved from <https://aniq.org.mx/anuario/2019/Capitulo9/amoniac.html>
- Axayacatl, O.** (2022). *Principales cultivos producidos en el estado de Coahuila*. Retrieved from <https://blogagricultura.com/cultivos-agricolas-estado-coahuila/>
- Ayuntamiento de Tijuana.** (2021). *Parques industriales*. Retrieved from <https://implan.tijuana.gob.mx/pdf/boletines/BOLETIN%20XI.pdf>
- Banco de Desarrollo de América del Norte.** (2014). *Proyectos de Energía Eólica Ventika & Ventika II en General Bravo, Nuevo León*. Retrieved from <https://www.nadb.org/es/nuestros-proyectos/proyectos-de-infraestructura/proyectos-de-energia-eolica-ventika--ventika-ii-en-general-bravo-nuevo-leon>
- Banco de Desarrollo de América del Norte.** (2017). *Proyecto de Energía Eólica “El Mezquite” en Mina, Nuevo León*. Retrieved from <https://www.nadb.org/es/nuestros-proyectos/proyectos-de-infraestructura/proyecto-de-energia-eolica-el-mezquiteen-mina-en-nuevo-leon->
- BestMex.** (2021). *Cruce Fronterizo Andrade / Los Algodones*. Retrieved from <https://www.bestmex.com/es/mexico-seguros-blog/cruce-fronterizo-andrade-los-algodones/>
- BestMex.** (2021). *Cruce Fronterizo Mesa de Otay / Garita Otay*. Retrieved from <https://www.bestmex.com/es/mexico-seguros-blog/cruce-fronterizo-mesa-de-otay/>
- BestMex.** (2021). *Cruce Fronterizo San Ysidro / El Chaparral*. Retrieved from <https://www.bestmex.com/es/mexico-seguros-blog/cruce-fronterizo-san-ysidro-el-chaparral/>
- BestMex.** (2021). *Cruce Fronterizo Calexico East / Mexicali II*. Retrieved from <https://www.bestmex.com/es/mexico-seguros-blog/cruce-fronterizo-calexico-east-mexicali-ii/>
- BestMex.** (2021). *Cruce Fronterizo Calexico West / Mexicali I*. Retrieved from <https://www.bestmex.com/es/mexico-seguros-blog/cruce-fronterizo-calexico-west-mexicali-i/>
- BestMex.** (2021). *Cruce Fronterizo Tecate*. Retrieved from <https://www.bestmex.com/es/mexico-seguros-blog/cruce-fronterizo-tecate/>
- BestMex.** (2022). *Cruces Fronterizos California-Baja California*. Retrieved from <https://www.bestmex.com/es/mexico-seguros-blog/cruces-fronterizos-california-baja-california/>
- Blanco, H.** (2021). *Hydrogen production in 2050: how much water will 74EJ need?* Retrieved from <https://energypost.eu/hydrogen-production-in-2050-how-much-water-will-74ej-need/#:~:text=Looking%20at%20hydrogen%20production%2C%20the,30.2%20according%20to%20%5B1%5D>.
- BMW.** (2021). *Funding Guideline for International Hydrogen Projects*. Retrieved from https://www.energyforum.in/fileadmin/user_upload/india/media_elements/Presentations/2021108_German_funding_schemes_for_Green_Hydrogen_Projects/2021108_Funding_Guidelines_for_Int_H2_Projects.pdf
- BNEF.** (2019). *Hydrogen: The economics of production from renewables*.
- CANACERO.** (2021). *Radiografía de la industria del acero en México*. Retrieved from https://www.canacero.org.mx/aceroenmexico/descargas/Radiografia_de_la_Industria_del_Acero_en_Mexico_2021.pdf
- CBX.** (2022). *Cross Border Xpress*. Retrieved from <https://www.crossborderxpress.com/es/about>
- ccalogisticsgroup.** (2021). *El 80% del comercio entre México y EU circula por carretera Monterrey-Nuevo Laredo*. Retrieved from <https://www.ccalogistics-group.com/noticia/el-80-del-comercio-entre-mexico-y-eu-circula-por-carretera-monterrey-nuevo-laredo/>
- COFECE.** (2019). *Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)*. Retrieved from <https://www.cofece.mx/consulta-documento-cel/>

- CONAGUA.** (2014). *Vedas, Reservas y Reglamentos de Aguas Nacionales Superficiales*. Retrieved from <https://www.gob.mx/conagua/documentos/vedas-reservas-y-reglamentos-de-aguas-nacionales-superficiales#:~:text=Vedas%2C%20reservas%20y%20reglamentos%20son,al%20otorgamiento%20de%20nuevas%20concesiones.&text=Zona%20reglamentada>.
- CONAGUA.** (2017). <https://www.gob.mx/conagua/articulos/que-es-el-agua-renovable?idiom=es>. Retrieved from <https://www.gob.mx/conagua/articulos/que-es-el-agua-renovable?idiom=es>
- CONAGUA.** (2019). *Estadísticas del Agua en México*. Retrieved from http://sina.conagua.gob.mx/publicaciones/EAM_2019.pdf
- CondorChem.** (2022). *Valorización de efluentes industriales para la recuperación de sulfato amónico*. Retrieved from <https://condorchem.com/es/blog/reutilizacion-efluentes-industriales-sulfato-amonico/>
- Congress website.** (2021). *Infrastructure Investment and Jobs Act, U.S.*. Retrieved from <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/3684/text>
- CREa.** (2022). *Consulta las memorias de cálculo de las tarifas eléctricas*. Retrieved from <https://www.gob.mx/cre/articulos/consulta-las-memorias-de-calculo-de-las-tarifas-electricas?state=published>
- CREb.** (2022). <https://www.cre.gob.mx/IPGN/>. Retrieved from <https://www.cre.gob.mx/IPGN/>
- Datasur.** (2022). *Datasur información que importa*. Retrieved from <https://www.datasur.com/>
- DATATUR.** (2021). *Análisis del turismo fronterizo 2018 - 2021*. Retrieved from https://www.datatur.sectur.gob.mx/Documentos%20compartidos/Importancia_del_mercado_fronterizo_internacional.PDF
- David Severin, R., Martin, R., & Detlef, S.** (2017). *Methodological Framework for Determining the Land*. arXiv.
- Diario Oficial de la Federación.** (2020). *REGLAS Generales de Comercio Exterior para 2020*. Retrieved from https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5595824&fecha=30/06/2020#gsc.tab=0
- Digital MTY.** (2021). *Inauguran planta de energía solar en Galeana*. Retrieved from <https://playersoflife.com/monterrey/inauguran-planta-de-energia-solar-en-galeana/>
- Economista, E.** (2022, 11). *El Economista*. Retrieved from *El Economista*: <https://www.economista.com.mx/estados/La-CFE-fortalece-su-parque-de-generacion-en-el-sistema-electrico-Baja-California-para-evitar-interrupciones-en-temporadas-de-mayor-demanda-20221007-0054.html>
- EIA.** (2022, March 30). *Wind explained*. Retrieved from U.S Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/energyexplained/wind/where-wind-power-is-harnessed.php#:~:text=Wind%20power%20plants%20require%20careful%20planning&text=Good%20places%20for%20wind%20turbines,%20for%20utility%2Dscale%20turbines>.
- Enel Green Power.** (2018). *Enel Green Power comienza la construcción de un nuevo parque eólico de 100 mw en Coahuila*. Retrieved from <https://www.enel-greenpower.com/es/medios/press/2018/09/enel-green-power-comienza-la-construccion-de-un-nuevo-parque-eolico>
- Enel Green Power.** (2018). *Enel Green Power México inaugura Villanueva, la planta solar fotovoltaica más grande de las Américas*. Retrieved from <https://www.enelgreenpower.com/es/medios/news/2018/3/enel-green-power-mexico-inaugura-villanueva-la-planta-solar-fotovoltaica-mas-grande-de-las-americas>
- FCH.** (2020). *Opportunities for Hydrogen Energy Technologies Considering the National Energy & Climate Plans*.
- FCHEA.** (2022). *Fuel Cell and Hydrogen Energy Association*. Retrieved from <https://www.fchea.org/>
- FORBES.** (2022, 20 20). *FORBES MEXICO*. Retrieved from *FORBES MEXICO*: <https://www.forbes.com.mx/invertiran-9331-mdp-en-una-planta-de-metanol-para-el-mercado-asiatico-y-mexicano/#:~:text=El%20metanol%20se%20obtiene%20en%20la%20Ciudad%20de%20M%C3%A9xico>.
- Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking.** (2019). *Hydrogen Roadmap Europe*. Retrieved from https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf

- Gabinete de generación de riqueza sostenible.** (2020). *Data Nuevo León*. Retrieved from Data Nuevo León: <http://datos.nl.gob.mx/1407-2/>
- GasolinaMX.** (2022). *PRECIO GASOLINA EN NUEVO LEÓN*. Retrieved from <https://www.gasolinamx.com/estado/nuevo-leon>
- GIZ.** (2021). *Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación*. CDMX.
- Global Solar Atlas.** (2022). *Global Solar Atlas*. Retrieved from <https://globalsolaratlas.info/map?c=11.523088,8.173828,3>
- Global Wind Atlas.** (2022). *Global Wind Atlas*. Retrieved from <https://globalwindatlas.info/>
- Gobierno de México.** (2016). *Consumo de energía por hogar*. CDMX.
- Gobierno de México.** (2017). *Estadísticas por Entidad Federativa - Consumo de energía eléctrica por entidad federativa*. Retrieved from https://www.datos.gob.mx/busca/dataset/quinto-informe-de-gobierno-mexico-prospero/resource/7fa178cf-b734-4a70-bbf9-26b96994e968?inner_span=True
- Gobierno de México.** (2022). *Data México*. Retrieved from Gobierno de México: <https://datamexico.org/es/profile/industry/converted-paper-product-manufacturing>
- Gobierno de México.** (2022). *Ley de Aguas Nacionales*. Retrieved from <http://www.ordenjuridico.gob.mx/Documentos/Federal/pdf/wo83103.pdf>
- Hinicio.** (2021). *Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.
- iccedenuevolaredo.** (2021). *Prontuario Socioeconómico Binacional 2021*. Retrieved from <http://www.iccedenuevolaredo.org/prontuario/>
- IEA.** (2019). *The Future of Hydrogen*. Retrieved from https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf
- Index Mundi.** (2022). *Diesel Monthly Price - Mexican Peso per Gallon*. Retrieved from <https://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=diesel&months=120¤cy=mxn>
- Industrias Peñoles.** (2021). *Annual Report 2020*.
- Industrias Peñoles.** (2022). *Nuestra Operación: Químicos*. Retrieved from <https://www.penoles.com.mx/nuestras-operaciones/quimicos.html>
- INEGI.** (2022). *Exportaciones por entidad federativa*. Retrieved from <https://www.inegi.org.mx/temas/exportacionesef/#Tabulados>
- INIMET.** (2010). *AGUA PARA USO EN LABORATORIOS*. Retrieved from <https://www.redalyc.org/pdf/2230/223017807002.pdf>
- Institute for Industrial Productivity.** (2022). *Pulp and Paper*. Retrieved from <http://www.iipinetwork.org/wp-content/ietd/content/pulp-and-paper.html>
- IRENA.** (2020). *Green Hydrogen Cost reduction*. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>
- IRENA.** (2022). *Green Hydrogen for Industry: A Guide to Policy Making*. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2022/Mar/Green-Hydrogen-for-Industry>
- Janssen, R.** (2021). *Green hydrogen - nobody seems to want to talk about water*. Retrieved from <https://energyindemand.com/2021/03/13/green-hydrogen-nobody-seems-to-want-to-talk-about-water/>
- KeeUI.** (2021, 11). *Plantas solares más grandes de América Latina*. Retrieved from Plantas solares más grandes de América Latina: Plantas solares más grandes de América Latina.: <https://keeui.com/2021/11/02/plantas-solares-mas-grandes-de-america-latina/>
- McKinsey Sustainability.** (2021). *Houston as the epicenter of a global clean-hydrogen hub*. Retrieved from <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/houston-as-the-epicenter-of-a-global-clean-hydrogen-hub>
- México, G. d.** (2020, 06 11). *Generó cultivo de la vid, derrama de \$431 mdp en la zona costa de Baja California*. Retrieved from GOBIERNO DE MÉXICO: <https://www.gob.mx/agricultura%7Cbajacalifornia/articulos/genero-cultivo-de-la-vid-derrama-de-431-mdp-en-la-zona-costa-de-baja-california#:~:text=El%20cultivo%20de%20la%20vid,de%20pesos%20en%20Baja%20California&text=Dicha%20cosecha%2C%20arroj%C3%B3%20una%20>

- Ministerial Council on Renewable Energy.** (2017). *Basic Hydrogen Strategy*. Retrieved from <https://policy.asiapacificenergy.org/sites/default/files/Basic%20Hydrogen%20Strategy%20%28EN%29.pdf>
- Ministerio de Energía de Chile.** (2020). *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde*. Retrieved from https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf
- MIT.** (2013). *As of September 30, 2016, the Carbon Capture and Sequestration Technologies program at MIT has closed. The website is being kept online as a reference but will not be updated.* Retrieved from https://sequestration.mit.edu/tools/projects/port_arthur.html
- Mundi.** (2022). *Conoce los 5 estados que más exportan en México y su impacto en el comercio.* Retrieved from <https://mundi.io/exportacion/estados-mas-exportan-mexico/#:~:text=Baja%20California%20ocupa%20el%20tercer,en%20los%203%20a%3%B1os%20anteriores>.
- NACIONAL, I. P.** (2014). *METANOL COMO ALTERNATIVA PARA LA GENERACIÓN DE COMBUSTIBLES LIMPIOS.* INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL .
- Ngvjournal.** (2019). Retrieved from <http://www.http://www.ngvjournal.com/noticias/vehiculos-es/llegan-al-puerto-mexicano-de-ensenada-120-autobuses-hyundai-a-gnv/?lang=esl.com/noticias/vehiculos-es/llegan-al-puerto-mexicano-de-ensenada-120-autobuses-hyundai-a-gnv/?lang=es>
- Observatorio de Transición Energética de México.** (2022). *Centrales Eléctricas.* Retrieved from https://ob-trenmx.org/centrales_elec
- PAOT.** (2002). *Consejos de Cuenca: Objetivos y funciones.* Retrieved from https://paot.org.mx/centro/ine-semarnat/informe02/estadisticas_2000/compendio_2000/03dim_ambiental/03_02_Agua/data_agua/RecuadroIII.2.3.1.htm#:~:text=Los%20Consejos%20de%20Cuenca%20se,de%20la%20respectiva%20cuenca%20hidrol%C3%B3gica.
- PEMEX.** (2018). *Libro Blanco 3. Suministro de Hidrógeno en Refinería Miguel Hidalgo, en Tula de Allende, Hidalgo.*
- PEMEX.** (2020). *Anuario estadístico 2020.*
- Pillot, B., Al-Kurdi, N., Gervet, C., & Linguet, L.** (2020). An integrated GIS and robust optimization framework for solar PV plant planning scenarios at utility scale. *Applied Energy* vol. 260.
- Portal.** (2022). *Ocupa México sexto lugar a nivel mundial en consumo de papel.* Retrieved from <https://diarioportal.com/2019/11/04/ocupa-mexico-sexto-lugar-a-nivel-mundial-en-consumo-de-papel/>
- Publication Office EU.** (2018). *Technology pathways in decarbonisation scenarios.* Retrieved from https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2018_06_27_technology_pathways_-_finalreportmain2.pdf
- ReadOX.** (2022). *Tin Melt Oxygen Sensor.* Retrieved from <https://www.readox.com/product/tin-melt-oxygen-sensor/>
- Ryberg, D., Robinius, M., & Stolten, D.** (2018). Evaluating Land Eligibility Constraints of Renewable Energy Sources in Europe. *Energies* vol. 11, 1246.
- S&P Global.** (2022). *Plug Power, New Fortress Energy to bring green hydrogen plant to Texas coast.* Retrieved from <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/natural-gas/080522-plug-power-new-fortress-energy-to-bring-green-hydrogen-plant-to-texas-coast>
- SAGARPA.** (2015). *Agenda Técnica Baja California.* Mexico D.F.: Secretaría de agricultura.
- SAGARPA.** (2017). *Planeación Agrícola Nacional.* México: Secretaría de Agricultura, ganadería, desarrollo rural pescas y alimentación.
- Samsatli, S., Staffell, I., & Samsatli, N.** (2016). Optimal design and operation of integrated wind-hydrogen-electricity networks for decarbonising the domestic transport sector in Great Britain. *International Journal of Hydrogen Energy*, 447-475.
- Sandia National Laboratories.** (2021). *Overview of federal regulation for hydrogen technologies in the US.*
- Secretaría de Economía de Nuevo León.** (2022). *N.L. Consumo de Electricidad en Gigawatts.* Retrieved from <http://datos.nl.gob.mx/1407-2/>
- Secretaría Economía Coahuila.** (2022). *Parques industriales Coahuila.* Retrieved from <http://www.sec-coahuila.gob.mx/parques1.htm>
- SEMARNAT.** (2018). *Informe de la Situación del Medioambiente en México.* Retrieved from <https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgeia/informe18/tema/cap6.html#tema1>

- Sempra.** (2022). *Sempra Infrastructure and Entergy Texas to Advance Renewable Energy and Supply Resiliency*. Retrieved from <https://www.sempra.com/sempra-infrastructure-and-entergy-texas-advance-renewable-energy-and-supply-resiliency>
- SIE.** (2023). *SENER – Secretaría de Energía*. Retrieved from SENER – Secretaría de Energía: <https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>
- SINA.** (2021). *Disponibilidad de los acuíferos 2020*. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=acuíferos&ver=mapa>
- SINA.** (2021). *Indicadores de calidad del agua superficial 2020*. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=calidadAgua&ver=mapa&o=7&n=nacional>
- SINA.** (2021). *Indicadores de calidad del agua superficial 2020*. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=calidadAgua&ver=mapa&o=7&n=nacional>
- SINA.** (2022). *Disponibilidad de cuencas hidrológicas 2021*. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=cuencas&ver=mapa>
- SINA.** (2022). *Zonas de pago de derechos de agua subterránea 2022*. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=acuíferos&ver=mapa&o=5&n=nacional>
- SINA.** (2022). *Zonas de pago de derechos de agua superficial 2022*. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=cuencas&ver=mapa&o=1&n=nacional>
- somosindustria.** (2022). *Mapa parques industriales, monterrey*. Retrieved from <https://www.somosindustria.com/ver/mapa/monterrey/back/>
- Swissinfo.** (2020, 07 17). *Swissinfo.ch*. Retrieved from https://www.swissinfo.ch/spa/m%C3%A9xico-agricultura_m%C3%A9xico-impulsa-la-producci%C3%B3n-de-2.500-toneladas-dia-rias-de-fertilizantes/47760370
- (2010).** *The Contribution of Natural Gas Vehicles to Sustainable Transport*. Paris: International Energy Agency.
- Tofani, G. C.** (2021). *Estimation of hydrogen peroxide effectiveness during bleaching using the Kappa number*.
- USAID.** (2012). *BAJA CALIFORNIA: PERFIL ENERGÉTICO 2010-2020*. México: Comisión Estatal de Energía de Baja California.
- VanguardiaMX.** (2022, 10 16). *Vanguardia*. Retrieved from <https://vanguardia.com.mx/coahuila/por-menos-contaminacion-y-ahorro-taxis-y-rutas-urbanas-de-saltillo-usaran-gas-natural-YF4645625>
- Wikifarmer.** (2022). *Requisitos de los Fertilizantes para las Plantas de Algodón*. Retrieved from <https://wikifarmer.com/es/requisitos-de-los-fertilizantes-para-las-plantas-de-algodon/#:~:text=Como%20primera%20regla%20general%2C%20la,imposible%20un%20an%C3%A1lisis%20del%20suelo>
- WWF.** (2021). *Perspectiva de la industria del carbón en Coahuila*. UK PACT, 22.
- YARA.** (2022). *Resumen nutricional de cítricos*. Retrieved from <https://www.yara.com.mx/nutricion-vegetal/citricos/resumen-nutricional-de-citricos/#:~:text=El%20nitrato%20de%20potasio%20es,en%20periodos%20con%20mayor%20demanda>

