

Prospectiva Energética: Hidrógeno Verde en Chihuahua

(H₂V | CHIHUAHUA)



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.

Mtra. María Eugenia Campos Galván, Gobernadora Constitucional del Estado de Chihuahua

Mtra. María Angelica Granados Trespacios, Secretaria de Innovación y Desarrollo Económico

Ing. Luis Carlos Hernández Ayala, Director General de la Agencia Estatal de Desarrollo Energético

Mtro. Ulises Alejandro Fernández Gamboa, Subsecretario de Innovación, Competitividad y Desarrollo Empresarial

Lic. Jorge Andrés González Zegarra, Asesor Técnico de la Subsecretaria de Innovación, Competitividad y Desarrollo Empresarial

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 Chihuahua | 21 |
| 3.1. Caracterización social, económica, ambiental y de industria e infraestructura de Chihuahua | 21 |
| 3.2. Caracterización energética del estado de Chihuahua | 23 |
| 3.2.1. Capacidad instalada de generación eléctrica en Chihuahua a 2022 | 24 |
| 3.2.2. Consumo de energía eléctrica en Chihuahua | 25 |
| 3.3. Costo de Energéticos en Chihuahua | 25 |
| 3.4. Potencial Renovable de Chihuahua | 26 |
| 4. Análisis del potencial técnico-económico de producción de H₂ verde en el estado de Chihuahua | 28 |
| 4.1. Metodología | 28 |
| 4.1.1. Exclusión de zonas por consideraciones ambientales y sociales | 28 |
| 4.1.2. Exclusión de zonas por consideraciones topográficas | 29 |
| 4.1.3. Cálculo de Costo Nivelado de Hidrógeno | 30 |
| 4.2. Análisis de los resultados | 31 |
| 4.2.1. Potencial híbrido | 36 |
| 5. Análisis cualitativo de demanda de hidrógeno verde | 37 |
| 5.1. Mercado actual de hidrógeno en Chihuahua | 37 |
| 5.2. Evaluación de competitividad en costo por sector | 38 |
| 5.2.1. Estimaciones de la paridad de costos | 38 |
| 5.2.2. Hidrógeno como materia prima | 39 |
| 5.2.3. Transporte pesado con hidrógeno | 42 |
| 5.2.4. Hidrógeno como energético | 45 |
| 5.3. Estimación de alto nivel del crecimiento de la demanda de H ₂ | 45 |
| 5.4. Matriz de indicadores cualitativos | 48 |
| 5.5. Drivers y barreras del hidrógeno por sector | 48 |
| 5.5.1. Drivers – industria | 48 |
| 5.5.2. Barreras – industria | 49 |
| 5.5.3. Oportunidades– transporte | 49 |

| | |
|--|-----------|
| 5.5.4. Barreras – transporte | 49 |
| 5.5.5. Oportunidades– energía eléctrica | 49 |
| 5.5.6. Barreras – energía eléctrica | 49 |
| 6. Análisis de uso sustentable de agua | 50 |
| 6.1. Requerimientos de cantidad y calidad de agua para la producción de hidrógeno | 50 |
| 6.2. Lineamientos para la priorización de los usos del agua en México | 50 |
| 6.3. Indicadores clave para la evaluación de disponibilidad de agua | 51 |
| 6.4. Caracterización de la disponibilidad de agua en Chihuahua | 51 |
| 6.5. Análisis de las implicaciones de la caracterización del recurso hídrico en Chihuahua para el desarrollo de proyectos de hidrógeno | 54 |
| 6.5.1. Disponibilidad de agua total y potencial máximo de producción de hidrógeno | 54 |
| 6.5.2. Curvas de mérito de producción de hidrógeno, incorporando el consumo de agua | 56 |
| 6.5.3. Consumo de agua esperable para el desarrollo de proyectos de hidrógeno en Chihuahua | 58 |
| 6.5.4. Calidad del Agua | 58 |
| 6.5.5. Zonas de Pago de Derechos | 58 |
| 7. Análisis de consideraciones legales, sociales y ambientales | 60 |
| 7.1. Marco Regulatorio | 60 |
| 7.1.1. Sector Energético | 60 |
| 7.1.2. Menciones del hidrógeno en la legislación | 60 |
| 7.1.3. Consideraciones regulatorias y normativas para proyectos de hidrógeno | 61 |
| 7.2. Aspectos sociales | 62 |
| 7.2.1. Conflictos sociales con proyectos de renovables de gran escala | 62 |
| 8. Análisis de interacción con otros mercados | 64 |
| 8.1. Contexto del hidrógeno en Texas | 68 |
| 8.2. Exportación de hidrógeno de Chihuahua a Texas | 71 |
| 9. Análisis de barreras, obstáculos y oportunidades. Recomendaciones y conclusiones para el Estado de Chihuahua | 76 |
| 9.1. Barreras y obstáculos | 76 |
| 9.2. Oportunidades | 76 |
| 9.2.1. Producción de hidrógeno verde a costos competitivos | 76 |
| 9.2.2. Descarbonización de la industria | 77 |
| 9.2.3. Descarbonización del transporte | 77 |
| 9.2.4. Chihuahua como exportador de equipos asociados al hidrógeno | 78 |
| 9.3. Recomendaciones | 78 |
| 9.3.1. Cooperación intersectorial y acción gubernamental | 78 |
| 9.3.2. Iniciativas y proyectos | 79 |
| Anexos | 81 |
| Bibliografía | 91 |

Lista de Tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Condiciones de exclusión según el uso del suelo. | 29 |
| 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. Información de cultivos presentes en Chihuahua. | 41 |
| Tabla 5. Especificaciones del agua tipo II, de acuerdo con el estándar ASTM 1193. | 50 |
| Tabla 6. Clasificación del grado de presión del agua renovable. | 51 |
| Tabla 7. Análisis de sensibilidad LCOH para transporte de H ₂ desde Chihuahua a Texas – Corpus Christi mediante hidroductos. | 73 |
| Tabla 8. Matriz de indicadores cualitativos | 82 |
| Tabla 9. Evolución técnico-económica de las tecnologías de producción de energía renovable e hidrógeno. | 83 |
| Tabla 10. Suposiciones de técnicas, operacionales y de CAPEX para las estimaciones de TCO para transporte. | 90 |

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) 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. | 12 |
| Figura III. Mapa de capacidad instalable de electrólisis en Chihuahua teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y el potencial renovable factible del estado en 2022 y curvas según disponibilidad de agua y recurso renovable a partir de energía eólica (arriba) y solar (abajo). | 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 Chihuahua, por tipo de tecnología y fuente de energía. | 24 |
| Figura 7. Histórico y proyecciones de consumo de energía eléctrica en Chihuahua (con intervalos de confianza del 30%). | 25 |
| Figura 8. Usuarios de energía eléctrica en el municipio de Chihuahua | 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 Chihuahua. | 27 |

| | |
|---|----|
| Figura 11. Potencial solar en el Estado de Chihuahua. | 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 Chihuahua. | 28 |
| Figura 13. Zonas de restricción técnica, ambiental o social. | 29 |
| Figura 14. Características topográficas de Chihuahua 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 dos 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 Chihuahua al 2030 (superior: con recurso eólico, inferior: con recurso solar). | 32 |
| Figura 17. Potencial teórico de electrólisis al 2030 en el estado de Chihuahua. | 34 |
| Figura 18. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Chihuahua al 2030 (superior: con recurso eólico, inferior: con recurso solar). | 35 |
| Figura 19. Diagnóstico actual del mercado de hidrógeno en Chihuahua. | 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 amoníaco consumido en México y Chihuahua. | 40 |
| Figura 22. Paridad de costos del hidrógeno en el transporte pesado. | 42 |
| Figura 23. 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. | 43 |
| Figura 24. Comparativo de TCO de diferentes tecnologías para camiones de carga en México 2030. | 44 |
| Figura 25. Proyección paridad de costos entre hidrógeno objetivo e hidrógeno verde (solar y eólico) para generación energía. | 45 |
| Figura 26. Evolución de la demanda de hidrógeno en Chihuahua 2020 – 2050. | 46 |
| Figura 27. Estimación de infraestructura de generación renovable para satisfacer la potencial demanda de hidrógeno en Chihuahua (solar y eólico considerando el P10). | 47 |
| Figura 28. Matriz de indicadores cualitativos para Chihuahua. | 48 |
| Figura 29. Capacidad instalable máxima de electrólisis a partir de fuentes solares y eólicas en Chihuahua, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020 y el potencial renovable factible del estado a 2022. | 55 |
| Figura 30. Capacidad de producción de hidrógeno en Chihuahua 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) | 56 |
| Figura 31. 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. | 57 |
| Figura 32. Marco regulatorio para las tecnologías de hidrógeno como un energético en México. | 61 |
| Figura 33. Conflictos reportados por el proyecto “Conversando con Goliat, 2019”. | 63 |
| Figura 34. Principales sectores económicos de exportación de Chihuahua | 64 |
| Figura 35. Infraestructura existente para exportación desde el estado de Chihuahua . | 65 |
| Figura 36. Distribución de parques industriales en Chihuahua | 66 |
| Figura 37. Demanda futura (2050) de hidrógeno limpio en los estados de Texas y Luisiana. | 69 |
| Figura 38. Ubicación geográfica de los principales proyectos de hidrógeno en Texas. | 70 |
| Figura 39. LCOH a 2030 para exportación terrestre de hidrógeno verde comprimido en tube trailers. | 71 |

| | |
|--|-----------|
| Figura 40. LCOH a 2030 para exportación terrestre de hidrógeno verde líquido en trailers. | 72 |
| Figura 41. LCOH a 2030 para exportación terrestre de hidrógeno verde comprimido en hidroductos. | 72 |
| Figura 42. LCOH al 2030 en regiones cercanas a Puerto de Corpus Christi (radio 500 km) y Chihuahua para evaluación de competitividad de exportación desde Chihuahua a Texas | 74 |
| Figura 43. Metodología para determinar la paridad de costos. | 85 |
| Figura 44. Portadas del MEDIRSE (arriba) y de la Guía de due diligence técnica para proyectos fotovoltaicos (abajo). | 88 |
| Figura 45. Cadena de valor para la producción, transporte y uso final del hidrógeno en el transporte. | 89 |
| Figura 46. Costo del hidrógeno en punto de suministro para vehículos (HRS). | 89 |

Abreviaturas

| | |
|-----------------------|---|
| ASTM | Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales (American Society for Testing and Materials) |
| ALK | (Celda de combustible o electrolizador) Alcalino (Alkaline) |
| BEV | Vehículo eléctrico de batería (Battery electric vehicle) |
| BTU | Unidad Térmica Británica (British Thermal Unit) |
| CAPEX | Gastos de capital (Capital Expenditures) |
| CO₂ | Dióxido de Carbono |
| CONAGUA | Comisión Nacional del Agua (de México) |
| EZ | Electrólisis (Electrolysis) |
| FC | Celda de Combustible (Fuel Cell) |
| FCEV | Vehículo eléctrico a celda de combustible (Fuel Cell Electric Vehicle) |
| FLH | Horas a carga plena (Full Load Hours) |
| GN | Gas Natural |
| H₂ | Hidrógeno |
| H₂V | Hidrógeno verde |
| HRS | Estación de recarga de hidrógeno (Hydrogen Refuelling Station) |
| ICE | Motor de combustión interna (Internal Combustion Engine) |
| IED | Inversión Extranjera Directa |
| kg | Kilogramo |
| Kton | Kilotonelada (mil toneladas eléctricas) |
| kWh | Kilovatio-hora |
| LCOE | Costo Nivelado de Electricidad (Levelized Cost of Energy) |
| LCOH | Costo Nivelado de Hidrógeno (Levelized Cost of Hydrogen) |
| LH₂ | Hidrógeno Líquido (Liquid Hydrogen) |
| LOHC | Portador Orgánico Líquido de Hidrógeno (Liquid Organic Hydrogen Carrier) |
| MCH | Metilciclohexano |
| MJ | Mega-julios |
| MM | Millones |
| MW | Megavatios |
| NH₃ | Amoníaco |
| NL | Estado de Nuevo León |
| Nm³ | Normo metro cúbico |
| O₂ | Oxígeno |
| OPEX | Costos operacionales (Operational Expenditures) |
| PAOT | Procuraduría Ambiental y del Ordenamiento Territorial de CDMX |
| PCI | Poder Calorífico Inferior |
| PEM | (Celda de combustible o electrolizador) de Membrana de Intercambio de Protones (Proton Exchange Membrane) |
| PIB | Producto Interno Bruto |
| PRODESEN | Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional |
| PV | Energía solar fotovoltaica (Photovoltaic) |

| | |
|-----------------|--|
| SEMARNAT | Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales de México |
| SINA | Sistema Nacional de Información del Agua (de México) |
| SMR | Reformado de Metano a vapor (producción de H ₂ , Steam Methane Reforming) |
| SOEC | Electrolizador de Óxido Sólido |
| USD | Dólares estadounidenses |

Resumen Ejecutivo

Hidrógeno verde en el contexto económico y energético de Chihuahua

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.

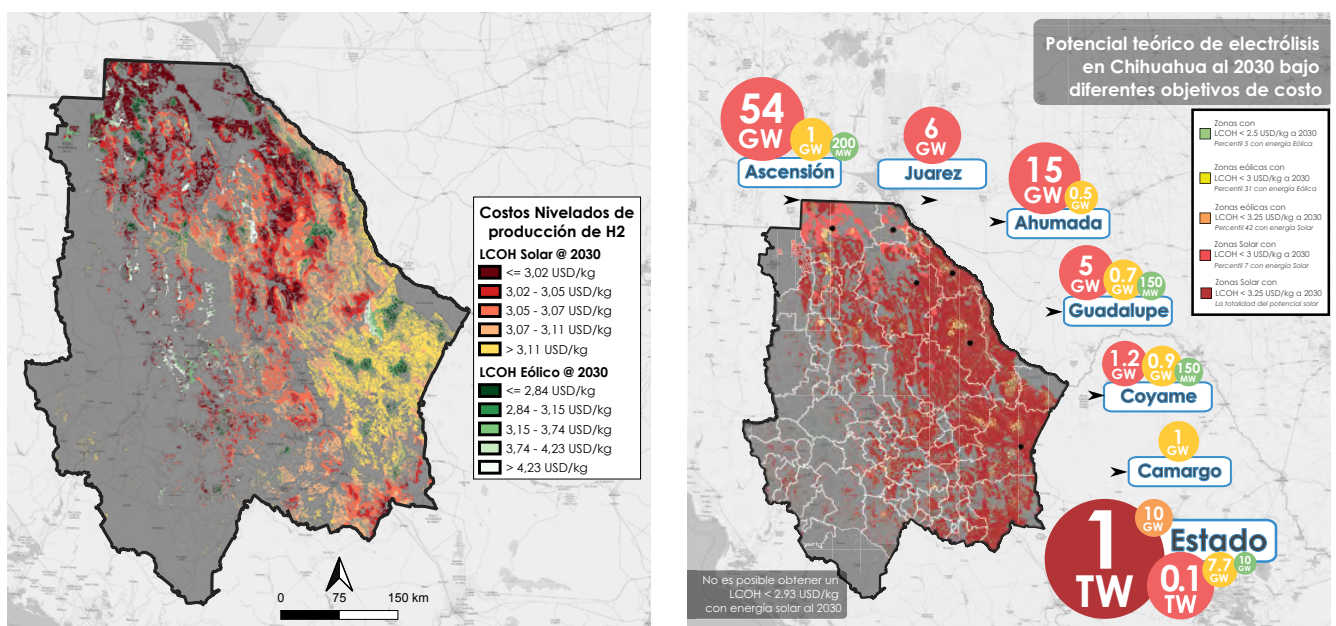
El estado de Chihuahua cuenta con una importante actividad industrial concentrada principalmente en la capital y Ciudad Juárez. En el sector manufacturero destaca la fabricación de equipos de computación y otros aparatos electrónicos como principal motor económico, representando, junto a la industria automotriz, el 71% de sus exportaciones. El principal socio comercial e inversionista del estado de Chihuahua es Estados Unidos, seguido de Canadá y España.

En Chihuahua, la mayor parte de la generación de energía eléctrica es producida a partir de gas natural, con el 68.5% de la generación, aprovechado principalmente en ciclos combinados (62.4%). Las energías renovables también tienen una contribución significativa a la matriz eléctrica (21.1%), con la energía solar como principal fuente (20.1%), y la hidroeléctrica (0.8%) y el biogás (0.2%) participando en menor medida.

Potencial técnico-económico de producción de hidrógeno verde

Chihuahua cuenta con algunas zonas de excelente recurso eólico, que le permitiría tener costos de generación eléctrica competitivos y altos factores de planta. Con el dimensionamiento adecuado del parque renovable y la capacidad de electrolisis se pueden llegar a obtener factores de planta para el electrolizador por arriba del 80% aprovechando el recurso eólico, o sobre el 30% aprovechando el recurso solar. Esto se traduce en un potencial para producir hidrógeno verde de bajo costo.

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).



Se estima que a partir del recurso eólico se alcancen costos nivelados entre 1.62 y 4.67 USD/kg al 2030, mientras que a partir del solar, el costo nivelado estaría entre 2.93 y 3.17 USD/kg. Se podrían instalar hasta 1.2 GW de electrólisis en un rango de 1.62 a 2.5 USD/kg, aprovechando el recurso eólico.

Los principales municipios para la generación de hidrógeno verde podrían ser: Ascensión por su excelente y abundante recurso solar, con un potencial de hasta 55 GW de electrólisis con un costo menor a 3 USD/kg; Ciudad Juárez, al ser el municipio más poblado del estado y tener un potencial importante a un costo menor a 3 USD/kg; y Camargo, al contar con un complejo petroquímico para la producción de fertilizantes, donde el hidrógeno representa un principal insumo, por lo que se podría desarrollar un proyecto de gran escala con una demanda fija.

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 6 GW de electrólisis alimentado por energía eólica pueden ser instalados con un costo por debajo del menor costo obtenido a partir de energía solar al 2030 (<2.93 USD/kg) y 2.6 GW al 2050 (<1.82 USD/kg).

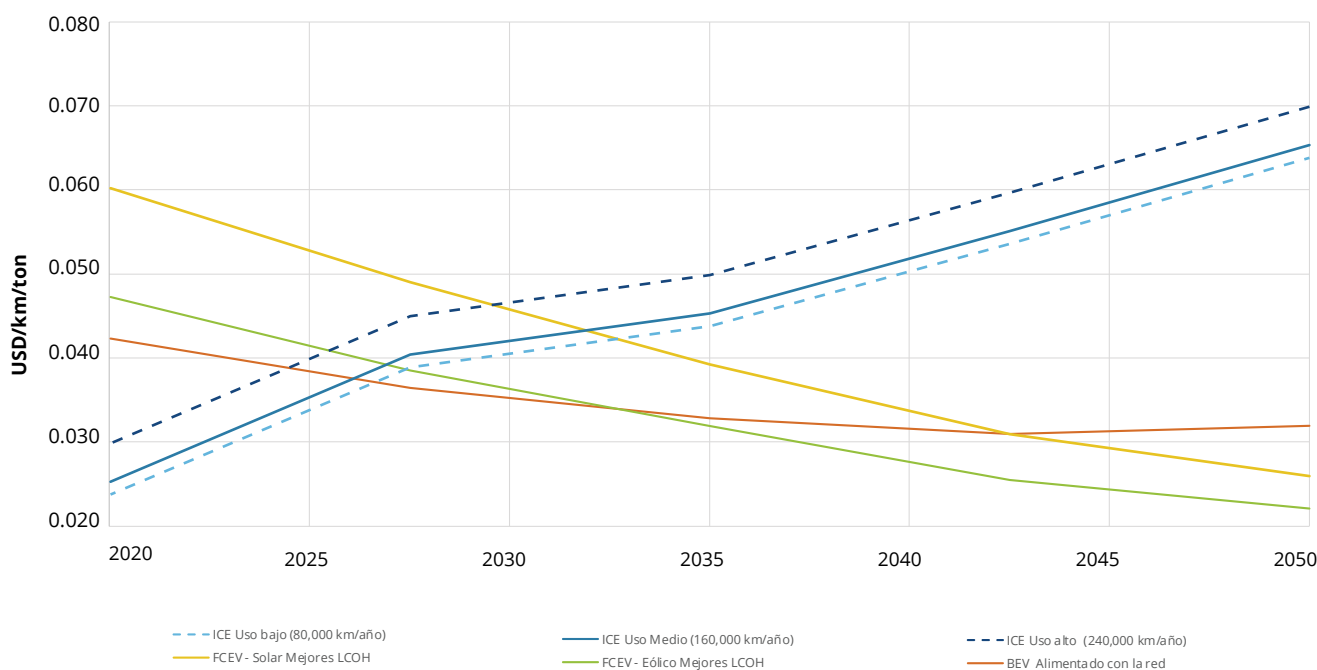
Potencial demanda de hidrógeno en el estado

En el estado de Chihuahua, existe una actualmente una demanda de hidrógeno de alrededor de 71ktonH₂ anualmente. Esta, proviene principalmente de sectores como el agrícola, en donde se hace uso de sustancias químicas como el amoníaco (84% de la potencial demanda actual), para la producción de fertilizantes, la industria del papel y la fabricación de microchips.

Si bien esta demanda en el estado representa una oportunidad para aprovechar el conocimiento en el uso y disposición del hidrogeno, los nuevos usos del hidrógeno en el estado serían aquellos que jueguen un rol en el crecimiento de la demanda a futuro.

El transporte de carga pesada alcanzaría la paridad de costos contra los vehículos de combustión interna en el corto plazo, antes del 2030. Como se muestra en la Figura II, los FCEV podrían a llegar a ser más económicos que uno diésel, en términos de su costo total de operación (TCO), que evalúa el costo de adquisición de los vehículos, el costo del combustible, la vida útil del vehículo, y sus parámetros operativos.

Figura II. 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.

Se estima que a 2050, sectores como el transporte pesado, la producción de fertilizantes verdes, la producción de vidrio flotado y microchips, impulsen la demanda anual de hidrógeno hasta las 357 ktonH₂. Para poder satisfacer esta demanda de hidrógeno verde, se deberían desplegar entre 2.8 GW y 5 GW de energías renovables, dependiendo del recurso que se emplee para su producción.

La adopción del hidrógeno verde representa una oportunidad de descarbonización para el estado de Chihuahua, pues se podría evitar la emisión de hasta 6,176 kton-CO₂eq anualmente hacia el año 2050.

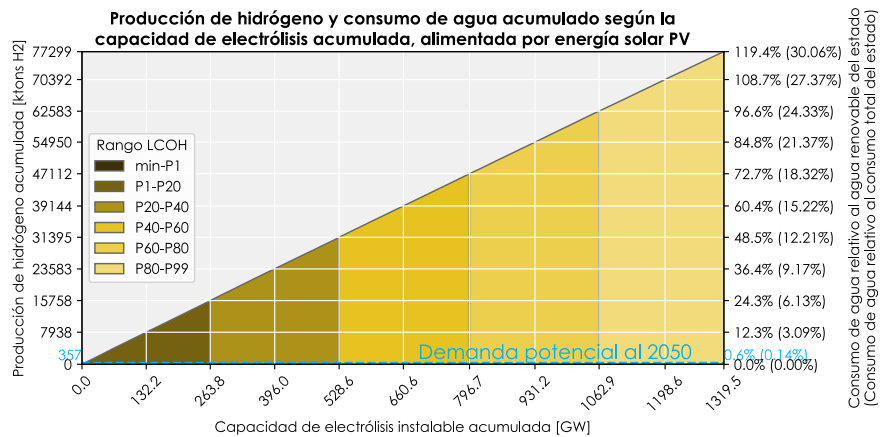
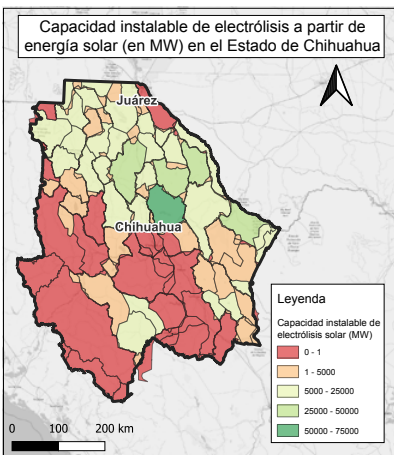
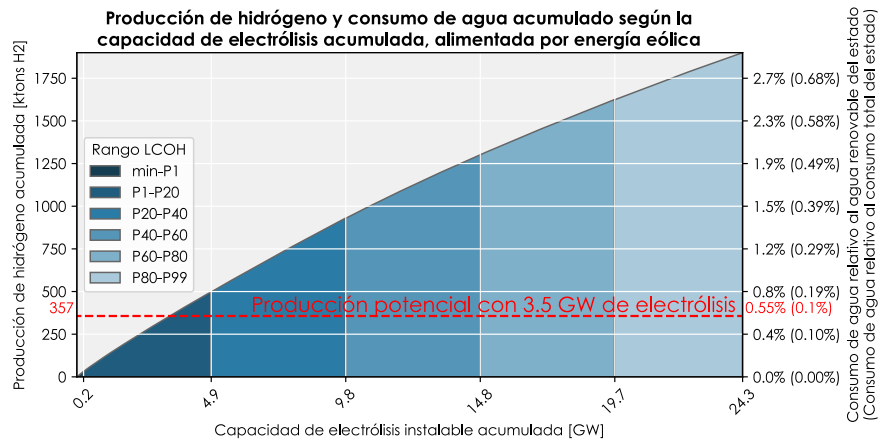
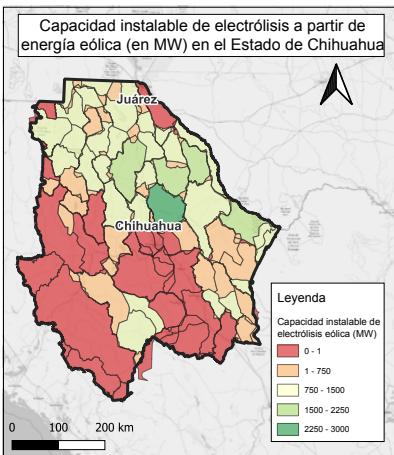
Uso sustentable del agua

Para lograr abastecer la demanda actual de Chihuahua de aproximadamente 71 kton de H₂ con hidrógeno verde, se requeriría un volumen de agua equivalente a aproximadamente el 0.03% del consumo total del estado

en 2019 (1.49 hm³/año). Considerando un escenario de adopción alto y creciente de hidrógeno verde hacia 2050, se requeriría el equivalente al 0.14% del consumo actual de agua del estado (7.50 hm³/año) para suministrar el total de demanda proyectada de 357 kton de H₂ por año. Por ello, no se considera que la producción de hidrógeno verde tendría un impacto significativo en la disponibilidad de agua para otros usos a nivel estatal.

La calidad del agua disponible en el estado no es una limitación para su utilización en proyectos de hidrógeno, ya que los procesos de tratamiento a los que debe someterse para obtener el grado de pureza necesario para los electrolizadores permitirían tratar los contaminantes presentes. Adicionalmente, se debe recordar que 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 donde se una alternativa).

Figura III. Mapa de capacidad instalable de electrólisis en Chihuahua teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y el potencial renovable factible del estado en 2022 y curvas según disponibilidad de agua y recurso renovable a partir de energía eólica (arriba) y solar (abajo).



Oportunidades en exportación

Chihuahua cuenta con 42 parques industriales ubicados principalmente en Ciudad de Juárez (50%), Chihuahua (21%) y Delicias (11%). En términos de manufactura los sectores de producción con mayor participación para la exportación fue la fabricación de equipo de computación, comunicación, medición y de otros equipos, componentes y accesorios electrónicos con un valor de 28,527 MM USD, seguido de la fabricación de equipo de transporte (12,978 MM USD), y productos de otras industrias principalmente manufactureras (4,505 MM USD). **El compartir frontera con Estados Unidos, sumado a la vocación industrial del estado, la mano de obra calificada y las regulaciones a favor de la manufactura y el comercio de bienes, pueden posicionar a Chihuahua como un estado que suministre autopartes para la manufactura de vehículos de celdas de combustible (FCEV).**

Texas es un mercado vecino en Estados Unidos que consumirá una gran cantidad de hidrógeno bajo en carbono, con una demanda creciente hacia 2050. Sin embargo, Texas busca posicionarse como un actor clave a nivel mundial para la exportación de hidrógeno bajo en carbono y contará con subsidios de hasta 3 USD/kg H₂ para la producción de hidrógeno provenientes de la Ley de Reducción de la Inflación (IRA). **Considerando que los costos de producción de H₂ verde en Chihuahua (3.03 USD/kg H₂) son menores que los pronosticados en Texas (en los condados de Jim Hogg, Webb, Zapatan y Kennedy <2 USD/kg H₂) se prevé que se dificulte al hidrógeno verde mexicano competir en el mercado texano.**

Conclusiones

Chihuahua cuenta con un gran recurso solar y eólico, principalmente en las regiones norte y este del estado, que se podría aprovechar para la producción de hidrógeno verde a gran escala. Entre 2020 y 2050, la demanda del hidrógeno en Chihuahua podría multiplicarse cinco veces, principalmente para la producción de fertilizantes y el transporte pesado, presentando oportunidades de negocio a lo largo de la cadena de valor.

El desarrollo industrial de Chihuahua permitiría establecer una industria de manufactura y exportación de componentes y vehículos de celda de combustible y otras tecnologías asociadas a la producción y aprovechamiento del hidrógeno, tomando ventaja de su vocación industrial y automotriz, posición geográfica, volumen de exportaciones actuales y el tratado de libre comercio con EEUU.

El desarrollo de proyectos piloto en transporte pesado, la producción de amoníaco para fertilizantes (teniendo como primera opción el Complejo Petroquímico Camargo de Pemex) 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 en torno a la ruta Ciudad Juárez – Chihuahua – Delicias – Camargo, con posibles ramificaciones hacia el sur del país o al norte en Texas o Nuevo México. Para alimentarlo se podría considerar la producción de hidrógeno en regiones con alto potencial a lo largo de la ruta como Ahumada y Camargo, donde además podría provenir de un proyecto de mayor escala y menores costos de producción destinado a la producción de amoníaco para fertilizantes, como se mencionó anteriormente y para lo cual también se sugiere un análisis dedicado.

El desarrollo de instrumentos de planeación estatal de hidrógeno y la colaboración coordinada entre sectores serán clave para acelerar la materialización de las oportunidades relacionadas con el hidrógeno verde en el estado. Se sugiere el desarrollo de la Estrategia de Hidrógeno Verde de Chihuahua que integren 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 (amoníaco, transporte de carga, manufactura, 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 carbono¹ 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 Chihuahua 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 Chihuahua.

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

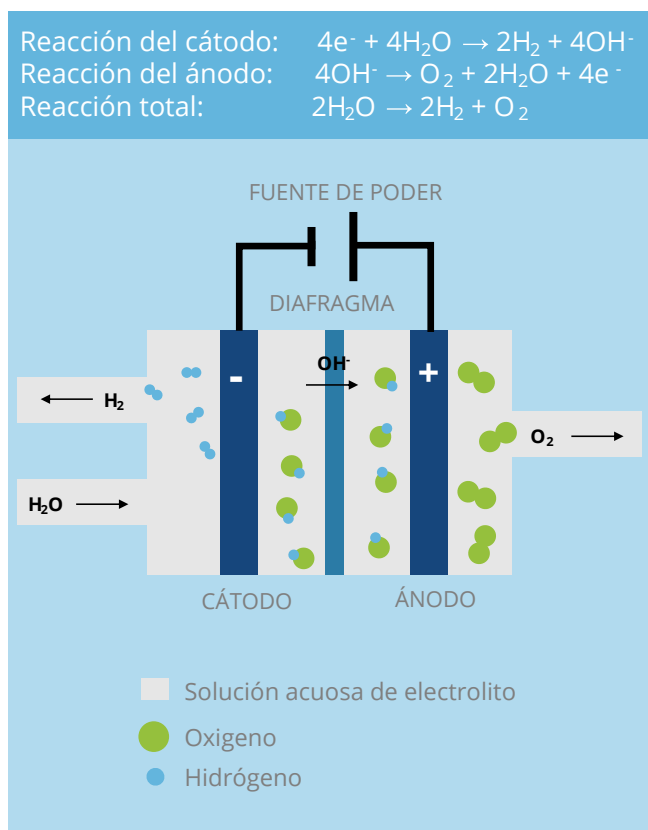
¹ En general, el hidrógeno bajo en carbono hace referencia a aquel cuyos procesos de producción resultan en emisiones significativamente menores a las del hidrógeno producido por métodos convencionales, que son principalmente el reformado con vapor de gas natural y la gasificación de carbón. Este término 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 de 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.

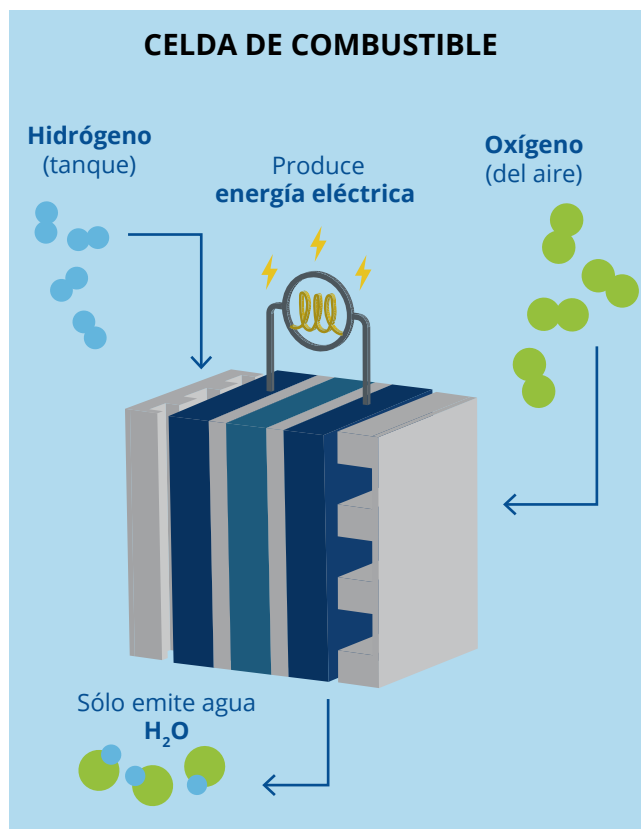
Figura 1. Esquema de un electrolizador de tipo alcalino para la producción de hidrógeno.



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 convencionales² 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 reaccionar. Sin embargo, la densidad energética por unidad de volumen es de tan sólo el 25% de aquella que contienen los combustibles fósiles líquidos³, 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

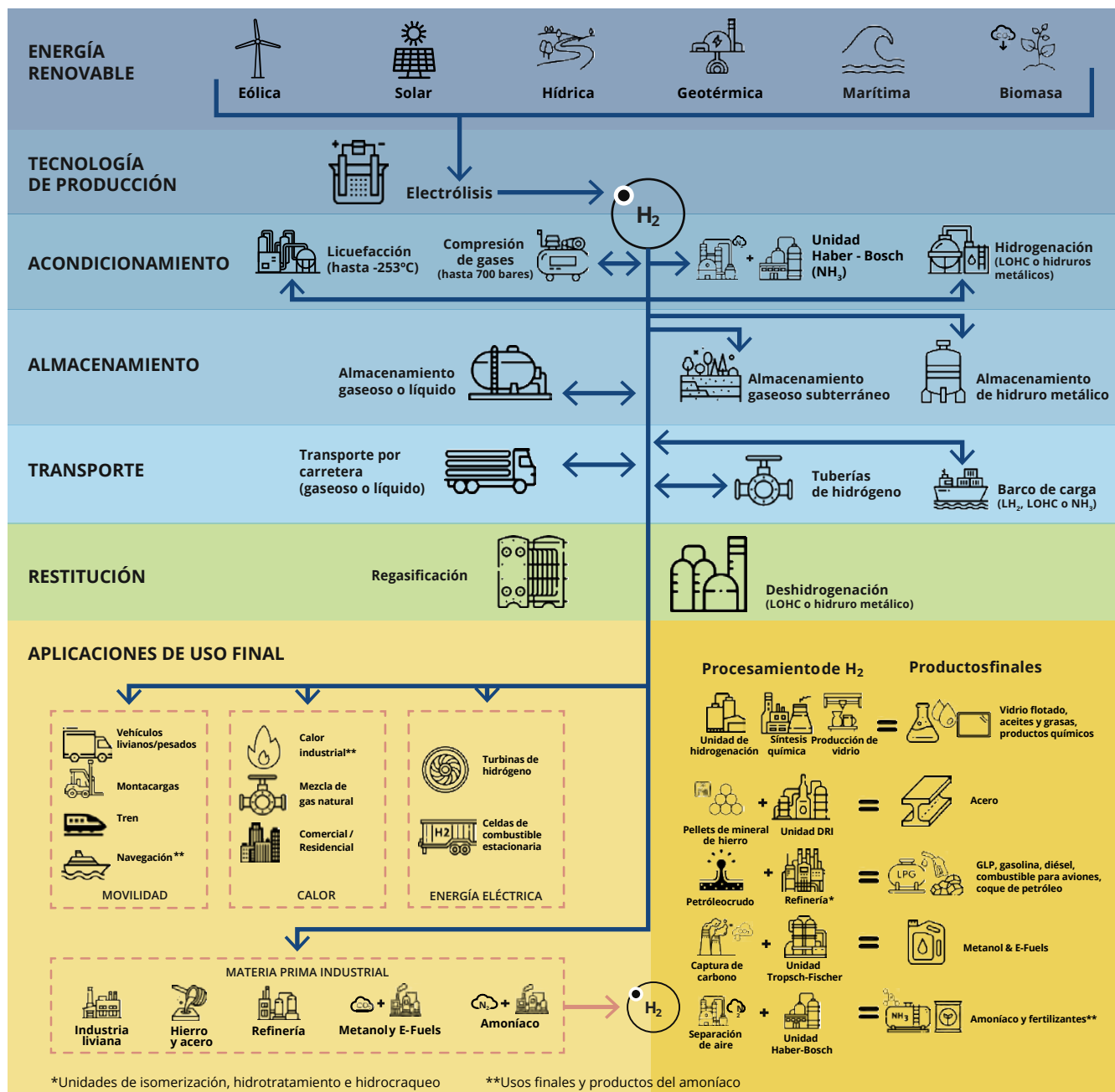
El hidrógeno verde es aquel generado por electrólisis del agua usando fuentes renovables de electricidad, a dife-

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.

² Gasolina, propano, gas natural y queroseno tienen densidades alrededor de 42-50 MJ/kg vs 120 MJ/kg para el hidrógeno molecular.

³ 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 cumplir⁴.

⁴ 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.

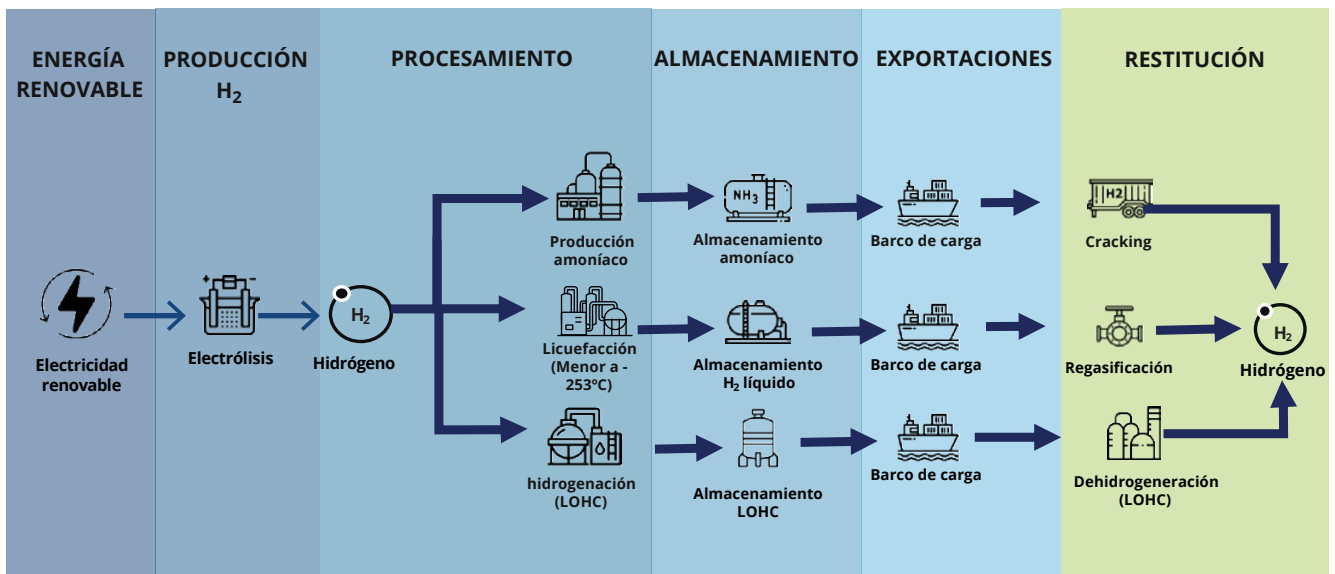
2.4. Exportación de hidrógeno verde

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 deshidrogenación, 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 Chihuahua

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

Población ^[1]

Número de habitantes: 3.7 millones
 Densidad poblacional: 15.10 habitantes/km²
 Ciudades principales: Chihuahua (capital), Ciudad Juárez
 Población de la Zona Metropolitana de Chihuahua (ZMC*): 988,065 (26% del estado de Chihuahua)
 Total de municipios: 67
 Índice de Desarrollo Humano (IDH) 2019: 0.784
 (Crecimiento del 6% desde 2012)

PIB ^[2]

PIB (nominal): \$47,549 MM USD
 Ranking a nivel nacional: 9
 Aporte al PIB nacional: 3.66%
 Crecimiento estimado: 6.9%

Balance Comercial ^{[3] [4]}

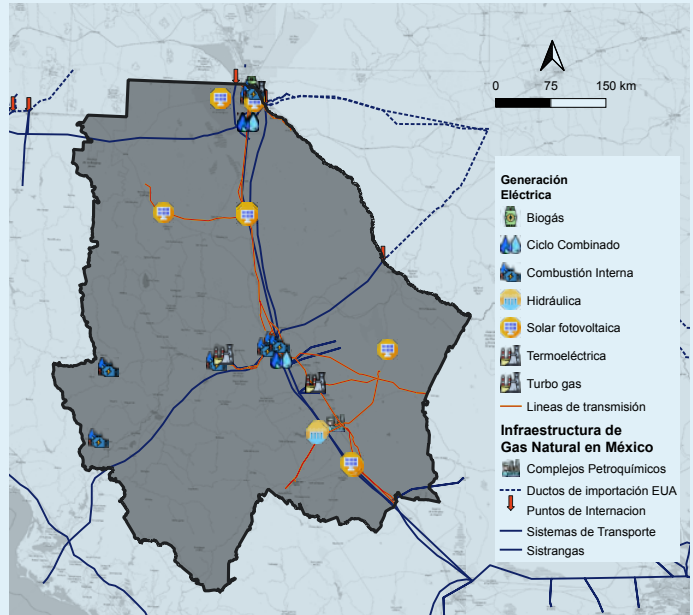
Exportaciones: \$58,543 MM USD
 Principales destinos: Estados Unidos (96%), Canadá (0.8%) y China (0.5%)
 Productos que más vende: Equipos de computación, comunicación, medición y de otros equipos, componentes y accesorios electrónicos (49%), equipos de transporte (22%) y accesorios, aparatos eléctricos y equipo de generación de energía eléctrica (6%).
 Importaciones: \$58,613 MM USD
 Principales proveedores: Estados Unidos (29%), China (25%) y Malasia (11%)
 Productos que más compra: Circuitos Electrónicos Integrados (18%), Partes y Accesorios de Máquinas (14%) y Máquinas y Unidades de Procesamiento de Datos (8%).

Inversión Extranjera ^[4]

IED de 1999 a 2022: \$38,178 MM USD
 Principales inversionistas: Estados Unidos (64%), Canadá (12%) y España (4%)

El principal socio comercial e inversionista de Chihuahua son los Estados Unidos

Infraestructura ^{[5] [6]}



Proyectos de Energía Renovable

| Fuente | Nombre | Capacidad (MW) |
|--------|---------------------------------|----------------|
| Solar | 1) Santa María ⁷ | 182 |
| | 2) Los Ahumadas ⁸ | 179 |
| | 3) Kaixo Solar ⁹ | 65 |
| | 4) Camargo ¹⁰ | 35.5 |
| | 5) Delicias ⁸ | 35.2 |
| | 6) Torreoncitos ⁸ | 33.3 |
| | 7) Rancho El Trece ⁸ | 33.1 |
| | 8) Los Santos ¹¹ | 16 |
| | Total | 581 |

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

Solar: 746 MW

* La ZMC está compuesta por la capital y los municipios de Aldama y Santa Eulalia

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

Ante el Cambio Climático

- Ley de Cambio Climático del Estado de Chihuahua
- Programa Estatal de Cambio Climático de Chihuahua:
- Identificación de políticas de mitigación
- Cuantificación ambiental y socioeconómica de las políticas de mitigación de GEI
- Plan Estatal de Desarrollo 2017 - 2021
- Comisión Intersecretarial de Cambio Climático del Estado de Chihuahua
- Programa de Gestión para Mejorar la Calidad del Aire en el Estado de Chihuahua 2016-2025
- Emisiones de GEI en Chihuahua y Proyecciones de Casos de Referencia: 1990-2025

De Transición Energética

- Programa Estatal de Cambio Climático de Chihuahua: Cuantificación ambiental y socioeconómica de las políticas de mitigación de GEI
- Plan Estatal de Desarrollo 2017 - 2021

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

Clima y Relieve^[13]

Clima: El 40% del estado presenta clima muy seco (localizado en las Sierras y Llanuras del Norte); 33% tiene clima seco y semiseco (partes bajas de la Sierra Madre Occidental) y el 24% templado subhúmedo (en las partes altas de la Sierra). El restante 3% del territorio presenta clima cálido subhúmedo.

Temperatura: La temperatura media anual es alrededor de 17°C. La máxima promedio es de 30°C y la mínima promedio es de 0°C.

Relieve: La superficie del estado forma parte de las provincias Sierra Madre Occidental y Sierras y Llanuras del norte.

Industrias principales^[13]

Parques industriales: A 2020, Chihuahua registra 42 parques industriales, 2 microparques y 4 parques industriales en construcción.

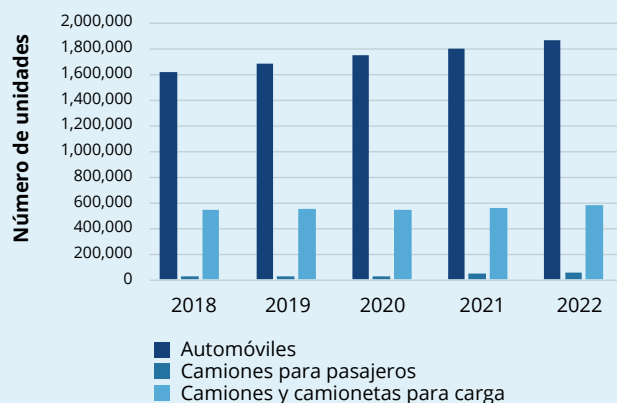
Dentro de dichos parques industriales se destacan Aero Juárez (17 empresas, ubicado en el municipio de Juárez), Intermex (11 empresas, ubicado en el municipio de Juárez) y Salvarcar (10 empresas, ubicado en el municipio de Juárez).

Las industrias más relevantes son la fabricación de equipos de computación, comunicación, medición y otros equipos; equipos de transporte; y accesorios, aparatos eléctricos y equipos de generación de energía eléctrica, que en conjunto representan alrededor del 77% de todas las exportaciones de Chihuahua.

También son de gran importancia el Clúster De Energía y el Autoclúster de Chihuahua, ambos bajo un modelo de triple hélice (incluyen representantes de la industria, la academia y el gobierno), así como COPARMEX como asociación empresarial.

Transporte terrestre^[14]

Información del parque automotor por categoría vehicular en Chihuahua



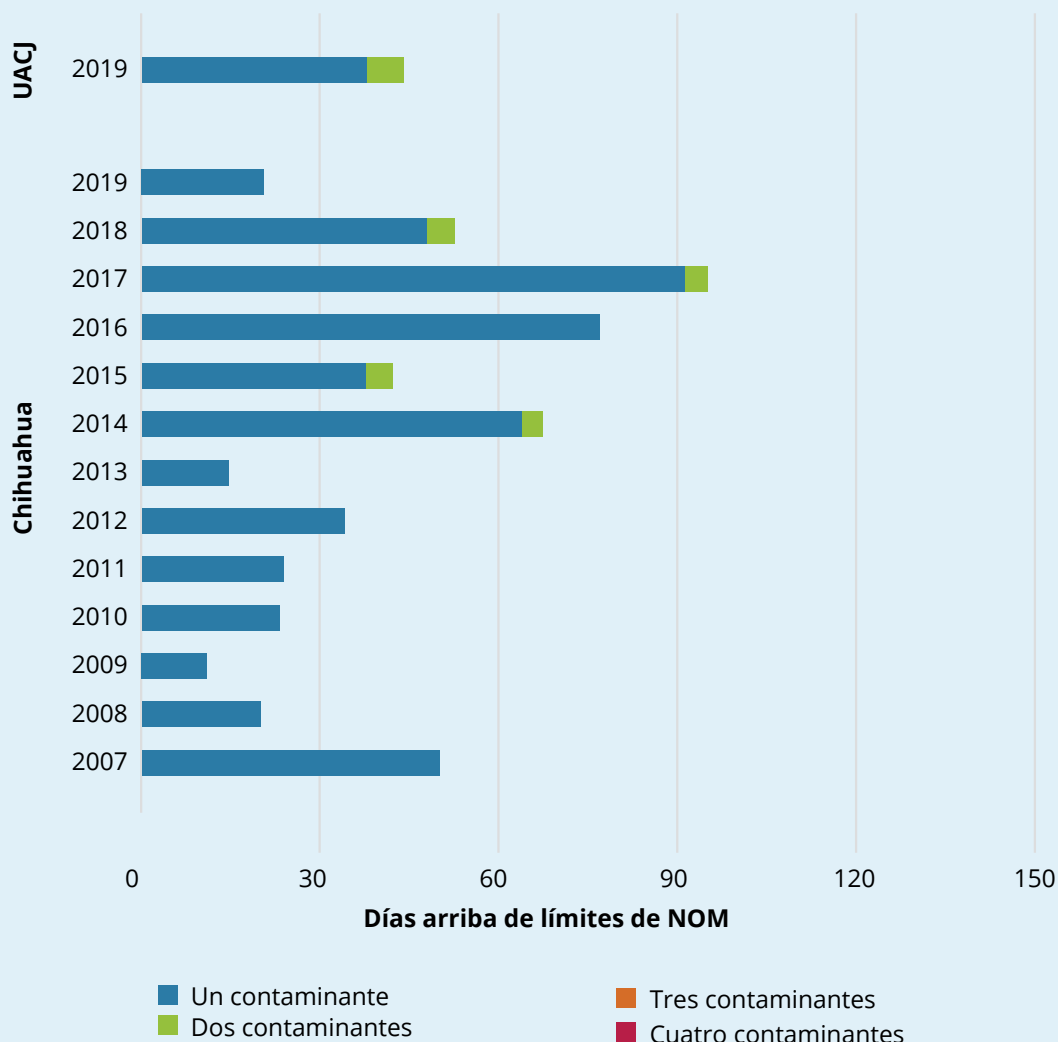
Con una tasa de crecimiento promedio anual del 4.1% en los últimos 4 años, se proyecta que para 2050, cerca de 5 millones de automóviles recorran las carreteras del estado de Chihuahua. En cuanto a camiones para pasajeros, se estiman alrededor de 206 mil unidades, mientras que, para camiones y camionetas para carga, las estimaciones realizadas a partir de los datos históricos prevén alrededor de 2.1 millones de vehículos.

Consecuentemente, para 2050 se estima una demanda de 96.000 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 Chihuahua ocurra con vehículos a combustión).

Considerando dicho escenario BaU, las emisiones de GEI podrían ascender a 255 Mton CO₂eq/año en 2050, multiplicándose por 4 respecto al 2020 (63 Mton CO₂eq/año). 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 Chihuahua cuenta con una red de monitoreo de calidad del aire con 18 estaciones ubicadas en Chihuahua, Ciudad Juárez y Ojinaga. Sin embargo, para el caso de este último, no se cuenta con datos históricos suficientes a la fecha para llevar a cabo análisis de comportamiento de contaminantes. Por esta razón, 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 en Chihuahua y Ciudad Juárez entre 2007 y 2019.



Así, se observa que, tanto en Ciudad Juárez, como en Chihuahua, históricamente ha existido una problemática de contaminación atmosférica, principalmente por incumplimientos en los límites de PM10, en menor medida PM2.5, y esporádicamente ozono troposférico. Es justamente en respuesta a esta situación que la calidad del aire se considera un tema crítico para el estado, por lo cual se diseñó y publicó el Programa de Gestión para Mejorar la Calidad del Aire en el Estado de Chihuahua 2016-2025 (ProAire Chihuahua). Vale la pena tener en cuenta que los contaminantes mencionados 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 para mejorar la calidad del aire del estado y, por lo tanto, convertirse en un vector energético estratégico para la agenda del Gobierno.

3.2. Caracterización energética del estado de Chihuahua

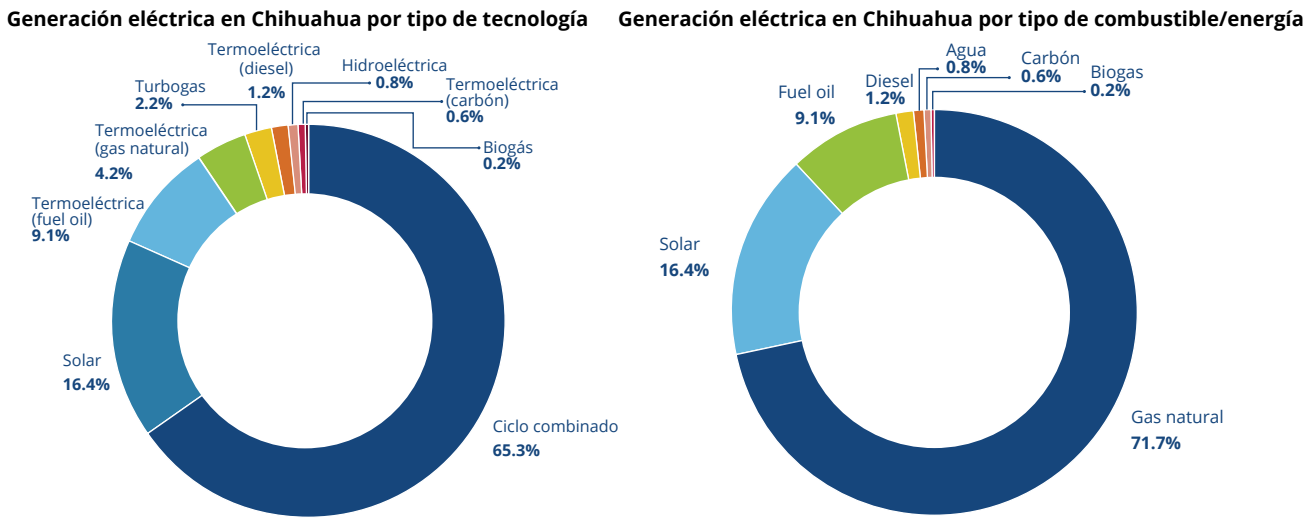
A continuación, se presenta información detallada respecto a la generación eléctrica en Chihuahua (exclu-

yendo la generación distribuida⁵), 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.

⁵ 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.

3.2.1. Capacidad instalada de generación eléctrica en Chihuahua a 2022

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



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

| Tipo de planta | Capacidad instalada (MW) | % de participación | Tipo de combustible | Capacidad instalada (MW) | % de participación |
|------------------------------|--------------------------|--------------------|---------------------|--------------------------|--------------------|
| Ciclo Combinado | 2,318 | 62.4% | Gas Natural | 2,545 | 68.5% |
| Termoeléctrica (gas natural) | 149.7 | 4.0% | | | |
| Turbogas | 77 | 2.1% | | | |
| Solar | 746 | 20.1% | Solar | 746 | 20.1% |
| Fuel Oil | 322 | 8.7% | Fuel Oil | 322 | 8.7% |
| Termoeléctrica (diésel) | 43 | 1.2% | Diésel | 43 | 1.2% |
| Hidroeléctrica | 28 | 0.8% | Agua | 28 | 0.8% |
| Termoeléctrica (carbón) | 22 | 0.6% | Carbón | 22 | 0.6% |
| Biogás | 7.8 | 0.2% | Biogás | 7.8 | 0.2% |
| Total | 3,714 | 100% | Total | 3,714 | 100% |

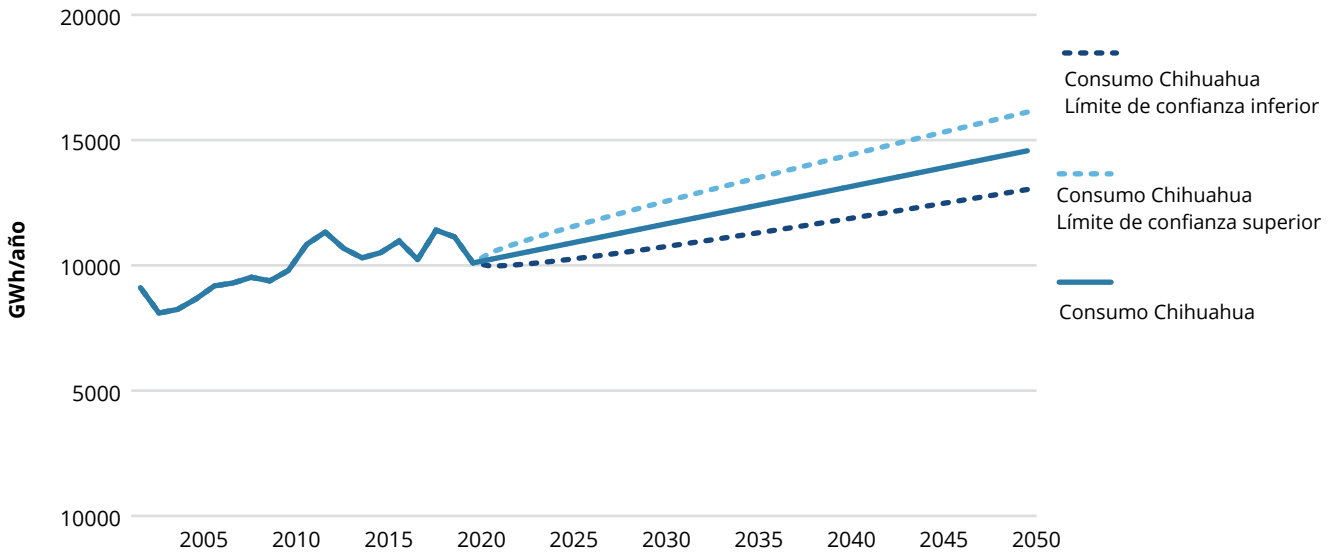
Respecto a la generación eléctrica en el estado de Chihuahua, una primera observación es que la mayoría de la energía producida en el estado proviene de gas natural, que representa una participación de casi el 70% del total, destacándose principalmente las plantas de ciclo combinado. Sin embargo, la contribución de las energías renovables, en particular de energía solar, también es significativa, ya que en conjunto corresponden al 21.1% del total de la generación (esto considerando fuentes solares e hidroeléctricas, así como la generación a partir de biogás).

El restante de la generación eléctrica se abastece con otras fuentes fósiles, particularmente fuel oil, diésel y carbón.

Esto permite evidenciar que existe un gran potencial de descarbonización en la generación eléctrica del estado, en donde el hidrógeno puede desempeñar un papel clave. Así mismo, existe una experiencia importante en la construcción y puesta en marcha de proyectos de generación renovable, lo cual es altamente valioso de cara al despliegue de la producción de hidrógeno bajo en carbono.

3.2.2. Consumo de energía eléctrica en Chihuahua

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

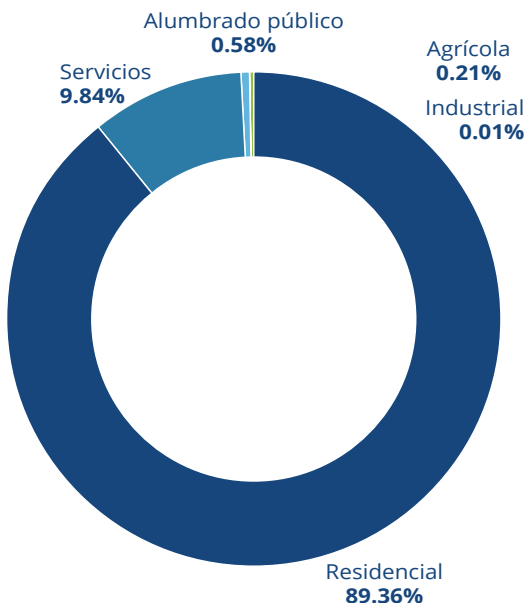


Fuente: elaboración propia a partir de (Gobierno de México, 2016), (Gobierno de México, 2022).

El consumo de energía eléctrica en el estado de Chihuahua ha venido creciendo sostenidamente desde 2010 a una tasa anual promedio de 3%, aproximadamente (Gobierno de México, 2022). En términos de consumo de energía eléctrica, Chihuahua ocupa el sexto puesto a nivel nacional.

El uso de la energía eléctrica en Chihuahua tiene una fuerte dependencia por el tipo de usuario residencial, con una cantidad aproximada de 316 mil usuarios de este tipo, representando el 89.36 % del total de usuarios. En la Figura 8 se puede observar la distribución de usuarios de energía eléctrica en el municipio de Chihuahua.

Figura 8. Usuarios de energía eléctrica en el municipio de Chihuahua



Fuente: (IMPLAN, 2019)

A pesar de contar con mayor número de usuarios, el sector residencial es responsable de aproximadamente el 17.6% de la energía que se consume en el estado, mientras que el transporte asciende al 44% y el industrial al 35% (IMPLAN, 2019).

El contexto energético de Chihuahua ha desembocado en la necesidad de crear la Agencia Estatal de Desarrollo Energético, el cual es un organismo público descentralizado. La agencia tiene como objeto las funciones relativas a elevar la competitividad y promover la inversión pública, social y privada mediante la elaboración de proyectos relacionados al sector energético sustentable del estado. La agencia es un organismo técnico para la implementación y seguimiento de la Estrategia Estatal de Desarrollo Energético Sustentable, dirigida a la elaboración de proyectos que contribuyan a la transición energética, competitividad económica y bienestar social (Gobierno de Chihuahua, 2022).

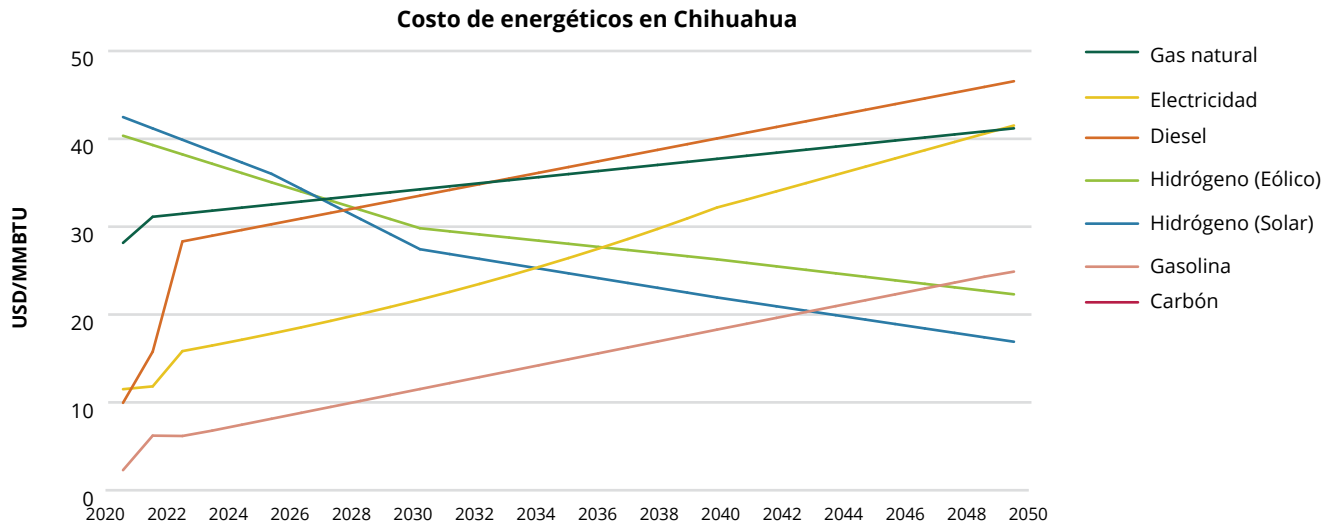
3.3. Costo de Energéticos en Chihuahua

Las 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 Chihuahua 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 3, considerando los costos nive-

lados 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 Chihuahua, sin embargo, existe una dispersión de costos entre estas tecnologías que serán analizadas 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 2040. Por otro lado, el gas natural sería una fuente energética más económica que el hidrógeno verde en Chihuahua hasta aproximadamente el 2044-2047, dependiendo de la fuente renovable con la que se produzca y sin introducción de precio 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 aumentó su costo un 28 % entre 2020 y 2022. Tanto la volatilidad de los precios de los combustibles, como las metas de descarbonización a nivel nacional son motivos de peso para la introducción de nuevos energéticos. Sin embargo, a través de las entrevistas realizadas a diversos actores del país en el marco de la elaboración de este documento, industrias como la producción de acero, automotriz y otras intensivas en el uso de procesos térmicos declaran no poder migrar sus líneas de producción con energéticos más

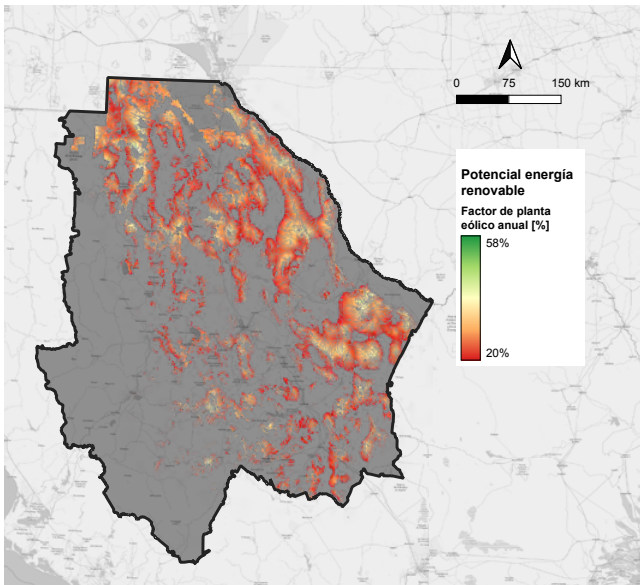
limpios como el hidrógeno verde, hasta que este sea competitivo en términos de costos, lo cual no parecer ser factible sin ayudas estatales antes del 2040, en aplicaciones intensivas en energía térmica.

Lo anterior sugiere que el estado de Chihuahua deberá promover el uso del hidrógeno verde a través de mecanismos financieros, tributarios, entre otros que le permitan a las industrias adquirir o producir este energético de forma competitiva o, como otra medida, desincentivar el uso de combustibles fósiles a través de impuestos al carbono, por solo citar algunas medidas que podrían considerar.

3.4. Potencial Renovable de Chihuahua

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

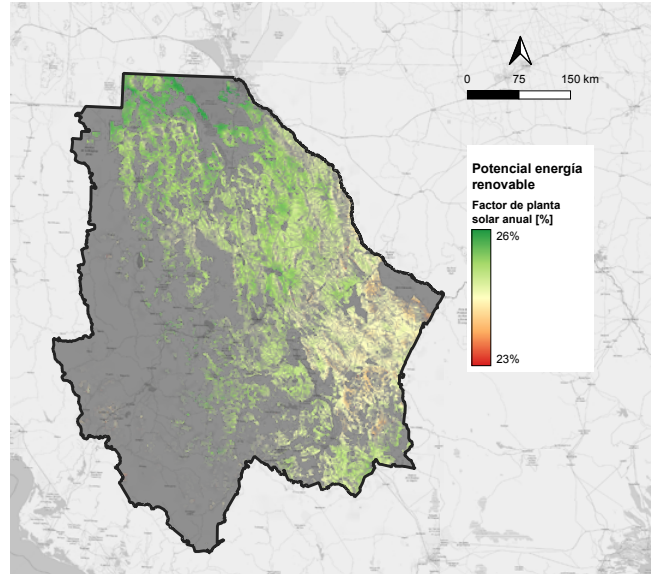
Figura 10. Potencial eólico en el Estado de Chihuahua.



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

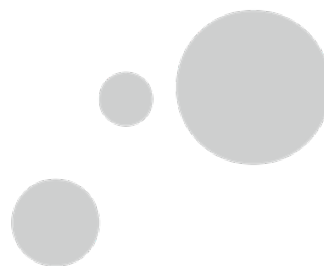
Con respecto al potencial eólico, se resalta cómo este predomina en el norte y las regiones orientales del estado, alcanzando factores de planta máximos del 58% y mínimos del 20%. Es importante tener en cuenta que el mapa desarrollado solamente muestra el potencial en donde es factible instalar proyectos de energía eólica, de acuerdo con las exclusiones de terreno que se presentarán con más detalle en el Capítulo 4, asociadas a la disponibilidad del uso de suelo.

Figura 11. Potencial solar en el Estado de Chihuahua.



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

Con relación al potencial solar en el estado, se resalta cómo la distribución es geográficamente similar a la del potencial eólico: más abundante en el norte y las regiones orientales de estado. En consecuencia, las instalaciones híbridas de energía renovable podrían ser de gran interés para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en Chihuahua, aunque es claro que el potencial solar está presente en muchas más regiones que el eólico. Los factores de planta alcanzados en este caso oscilan entre el 22.9% y el 26.0%. Al igual que en el mapa desarrollado para energía eólica, solamente se muestra el potencial en donde es factible instalar proyectos de energía solar en el estado.



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

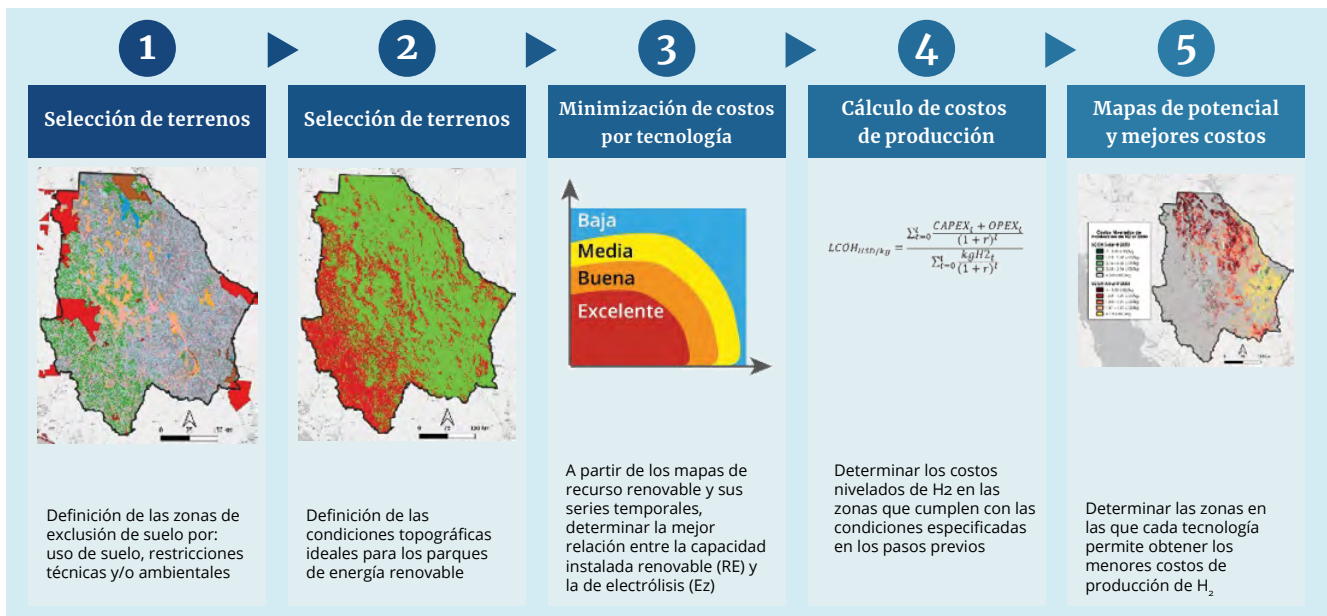
En esta sección se presenta el análisis técnico-económico del potencial teórico de producción de hidrógeno verde en el estado de Chihuahua basado en la disponibilidad del recurso renovable y criterios de exclusión sociales y ambientales dependiendo de la tecnología de generación. Para este caso, se consideró 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:

1. 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.
2. Exclusión de zonas que no cumplan con las condiciones topográficas según la tecnología renovable a instalar.
3. 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
4. Determinar los costos de generación de hidrógeno para todo el territorio elegible dentro del estado.
5. 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 Chihuahua.



4.1.1. 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.

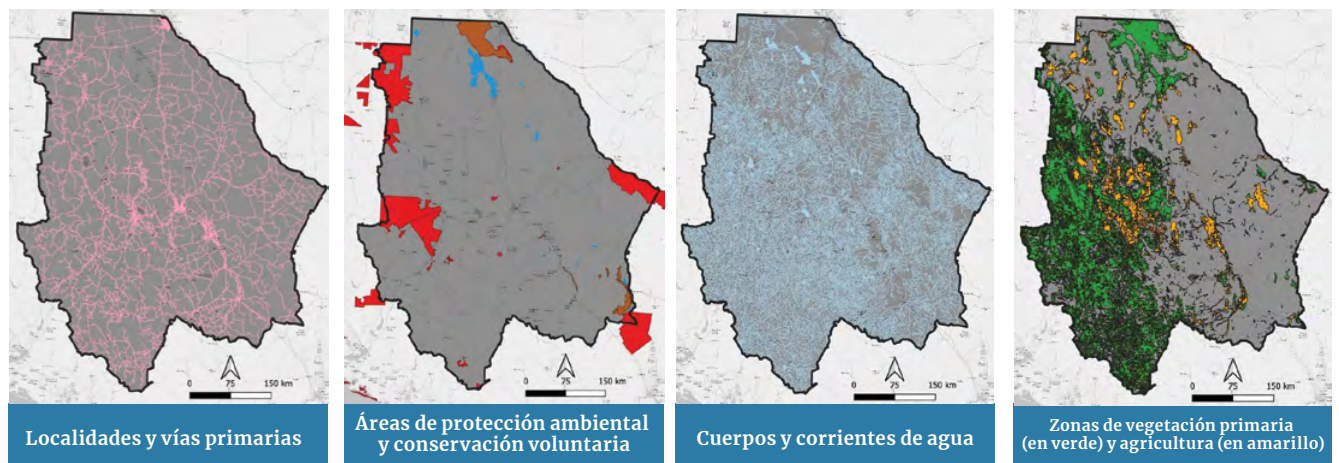
| Característica | Distancia mínima a respetar [m] (Eólico/PV) | Fuente |
|--|---|--|
| Aeropuertos | 5,000 / 200 | (Samsatli, Staffell, & Samsatli, 2016) / Considerado dentro de localidad |
| Carreteras | 200 / 200 | (Samsatli, Staffell, & Samsatli, 2016) |
| Corrientes de agua | 300 / 200 | (Samsatli, 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.

Un 28% (~71000 km²) del territorio está cubierto por vegetación primaria, concentrado principalmente en la parte occidente del estado y en un radio de 70 km alrededor de Ciudad Juárez.

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



Fuente: elaboración propia.

4.1.2. 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

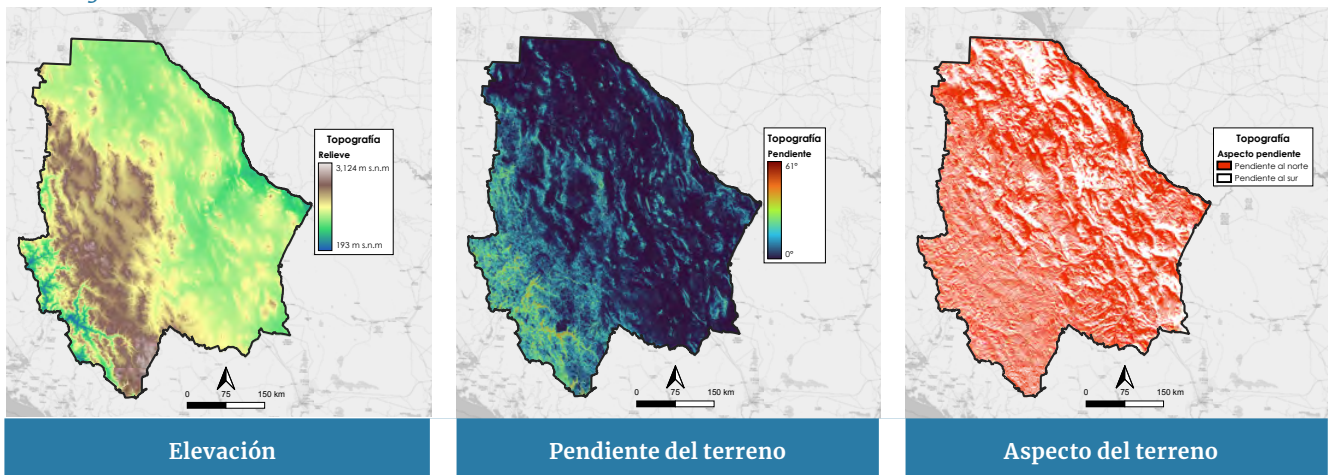
y la orientación de la pendiente, y para la energía eólica, la pendiente y la elevación como se explica en la Tabla 2:

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 Chihuahua evaluadas para determinar las zonas adecuadas según la tecnología.



Fuente: elaboración propia.

4.1.3. Cálculo de Costo Nivelado de Hidrógeno

A partir del potencial renovable identificado según el tipo de recurso y su mapeo geoespacial en Chihuahua, 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 GlobalSolarAtlas⁶ y GlobalWindAtlas⁷ 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 costos 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.**
- 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

⁶ 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>

⁷ 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>

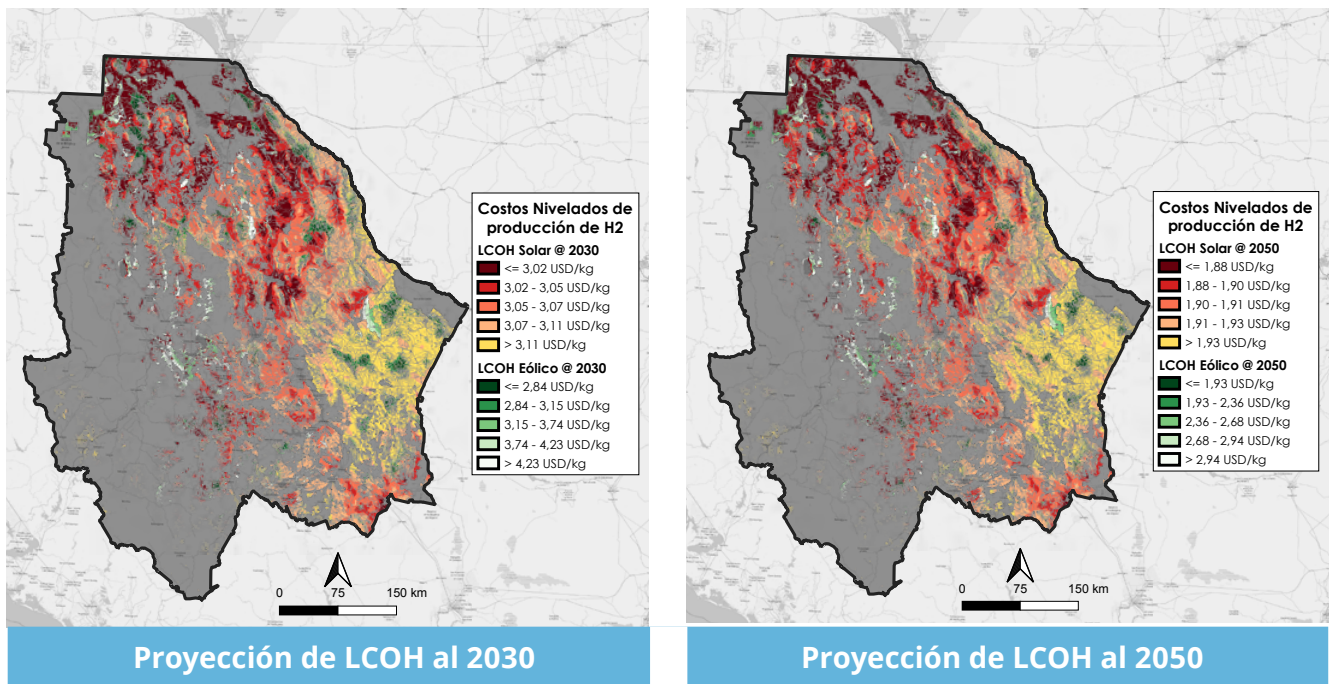
y la capacidad de electrólisis para las condiciones de Chihuahua a nivel regional. Se determinó una relación de 1.4 (MWRE/MWEz)⁸ para el caso de la energía solar y de 1.9 (MWRE/MWEz) en el caso de la energía eólica con fines de simplificar el cálculo. La relación es más baja para el caso solar, ya que 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 0⁹, 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 dos 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 dos opciones.

Fuente: elaboración propia.

4.2. Análisis de los resultados

Como resultado del cálculo se obtuvo un costo nivelado entre 1.62 y 4.67 USD/kg al 2030 si se aprovecha el recur-

so eólico, mientras que si se genera a partir de la energía solar el costo nivelado estaría entre 2.93 y 3.17 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

⁸ La relación MWRE/MWEz 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.

⁹ Dato obtenido de la base de datos técnica, propiedad de Hinicio.

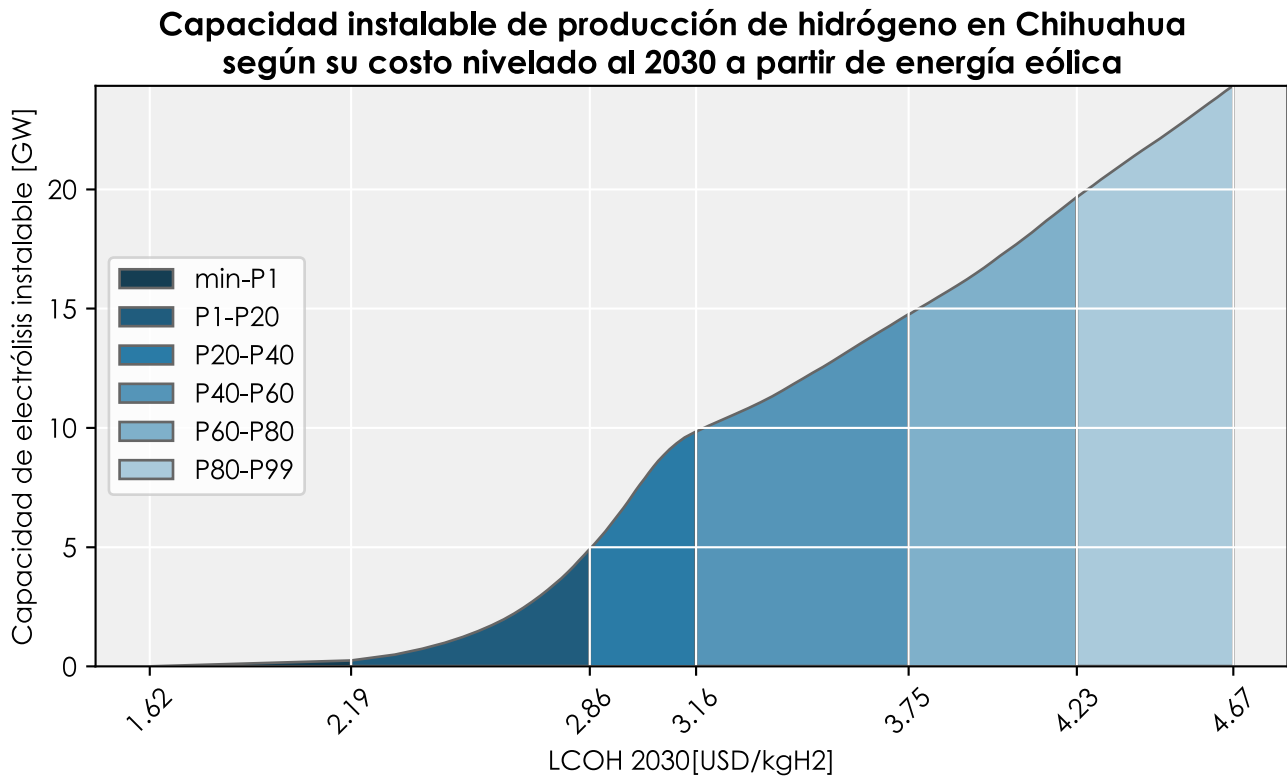
capacidad de hasta 58% que con la relación de capacidad RE-EZ¹⁰ adecuada puede conseguir una operación del electrolizador superior al 80%, mientras que con el recurso solar el electrolizador sólo alcanza un factor de planta de 36%. Sin embargo, en el caso del recurso eólico, el costo de producción de hidrógeno por debajo de 2.19 USD/kg, se concentra en el 1% del territorio donde el recurso eólico es más competitivo.

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 solar¹¹, 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 2.1 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 optima 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.

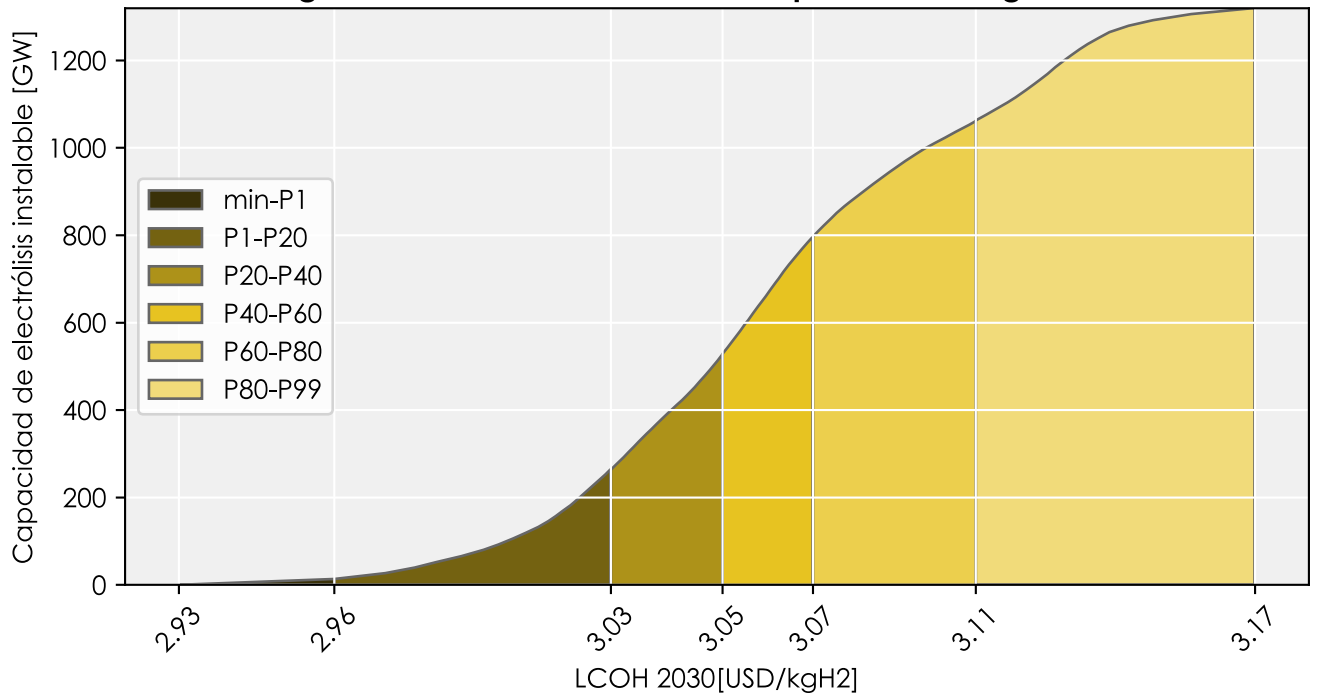
Figura 16. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Chihuahua al 2030 (superior: con recurso eólico, inferior: con recurso solar).



¹⁰ RE-EZ: Relación de potencia instalada entre la planta de energía renovable y el electrolizador en MWRE/MWEZ.

¹¹ 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.

Capacidad instalable de producción de hidrógeno en Chihuahua según su costo nivelado al 2030 a partir de energía solar



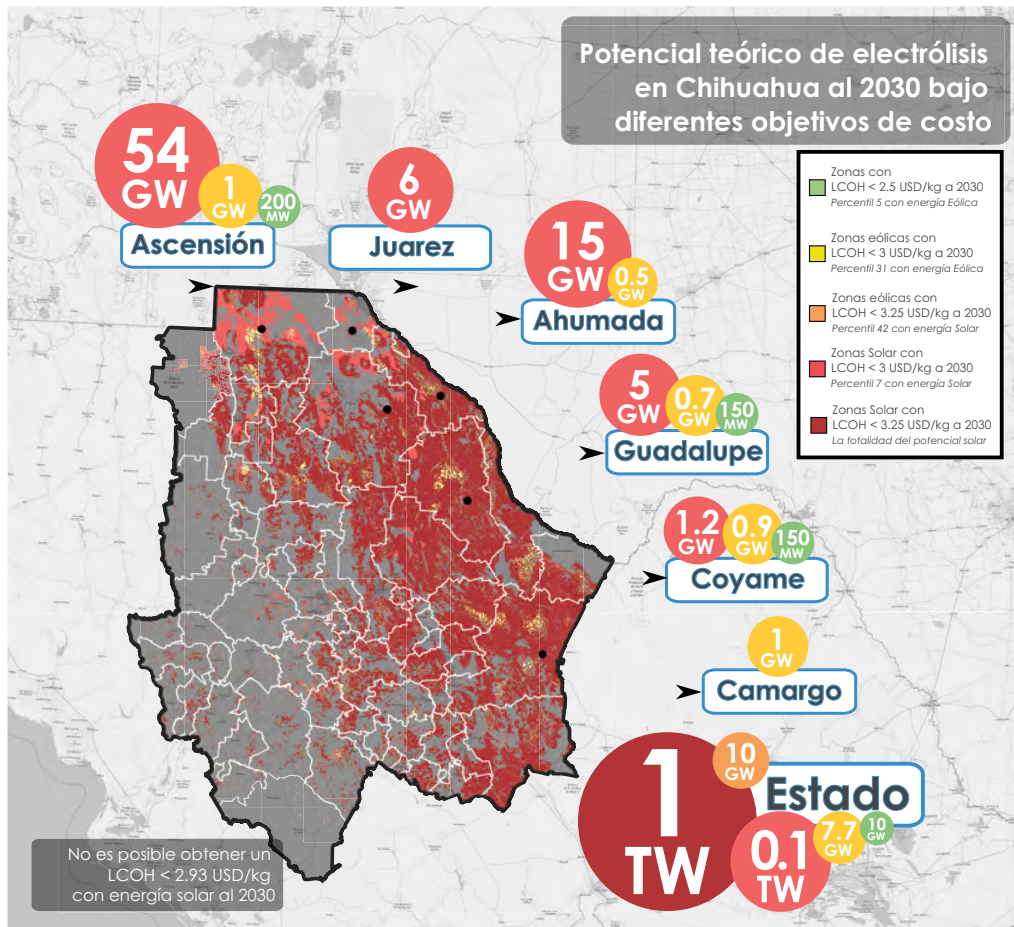
En el eje Y capacidad instalable de electrólisis acumulada por tecnología en GW y en el eje X los costos de hidrógeno correspondientes. A mayor costo objetivo, mayor será el potencial. Los colores corresponden con los quintiles representados en los mapas de la Figura 14.

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 tomadas en cuenta que pudieran reducir esta cifra significativamente.

Chihuahua tiene un potencial de producción de hidrógeno menor a 70 MW, bajo un costo inferior a 2 USD/kg a 2030. Sin embargo, tiene un potencial de 73 GW de electrólisis para producir hidrógeno a un costo inferior a 3 USD/kg.

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



Fuente: elaboración propia.

Chihuahua cuenta con un vasto potencial de generación de hidrógeno dada su extensión y excelente recurso solar. Si bien el recurso eólico permite obtener costos de hidrógeno más bajos, la distribución y la calidad del recurso solar sobre el estado hace que este sea la opción más probable.

En el mapa presentado en la Figura 17 se resaltaron 6 municipios de interés por su potencial de producción en costo y cantidad, o su ubicación. Se considera que los principales son Ascensión, Juárez y Camargo por las siguientes razones:

- Ascensión es el municipio con el mayor potencial de generación de hidrógeno por un costo inferior a los 3 USD/kg, alrededor de 55 GW de electrólisis. Esto se debe a su excelente recurso solar, el cual es ligeramente superior al resto del municipio lo que provoca una ventaja en costo. Adicionalmente, existe un pequeño potencial de producción de hidrógeno, 200 MW, por un costo inferior a los 2.5 USD/kg a partir de energía eólica.
- El municipio de Juárez cuenta con un potencial interesante de hasta 6 GW de electrólisis exclusivamente a partir de energía eólica. Este potencial es interesante ya que se encuentra en el municipio más

poblado del estado, donde además se cuenta con una infraestructura robusta para la transmisión tanto de electricidad como de gas, pudiendo servir como habilitadores para los proyectos de hidrógeno.

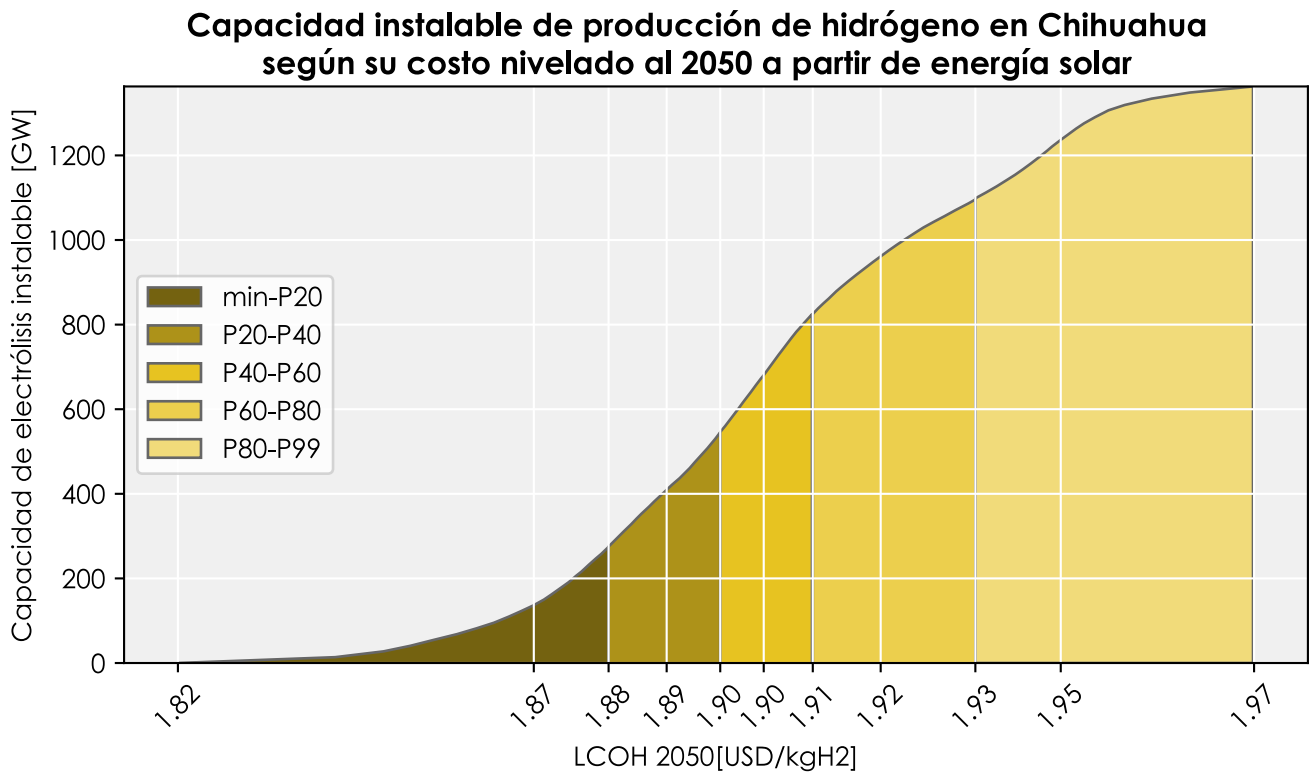
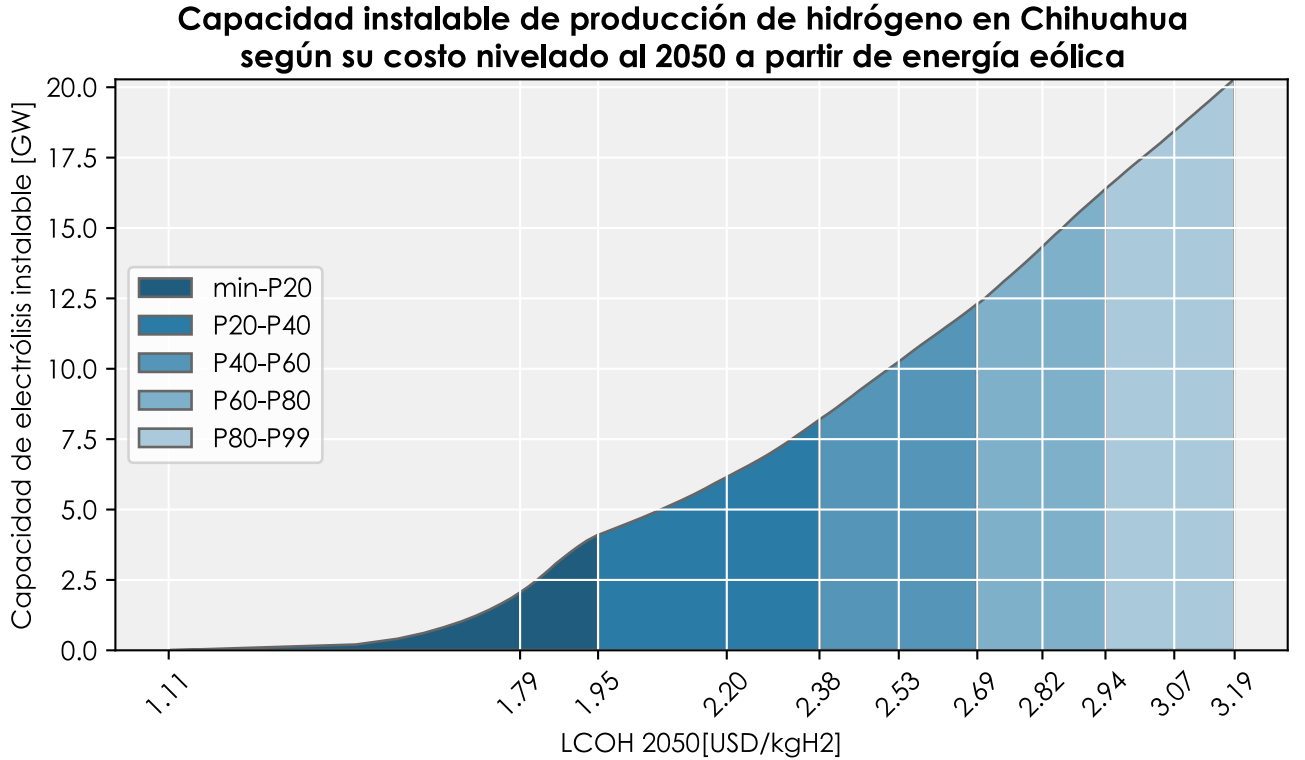
- Finalmente, Camargo cuenta con un potencial interesante de 1 GW para producir hidrógeno a un costo inferior a 3 USD/kg. Si bien el potencial es menor que los 2 municipios presentados previamente, Camargo cuenta con un complejo petroquímico para la producción de fertilizantes de Pemex, que de reactivarse, representaría una demanda ancla para la producción de hidrógeno a gran escala, habilitando así proyectos de hidrógeno verde siempre y cuando se esté dispuesto a cubrir un costo superior.

Además, en zonas aledañas a Chihuahua y Ciudad Juárez, ocurre un fenómeno interesante. A partir de energía solar, se obtienen los costos nivelados de energía eléctrica más bajos, pero es a partir de energía eólica que se consiguen los mejores costos nivelados de hidrógeno. Así, se identifica un potencial de 750 MW de energía solar en el municipio de Chihuahua con un LCOE de ~31 USD/MWh, y cerca de 200 MW cerca de Ciudad Juárez con un LCOE de ~30 USD/MWh. Esto indica que las

tecnologías podrían destinarse a objetivos diferentes: tanto a la descarbonización de la red, como a la genera-

ción de hidrógeno verde. El potencial renovable es tal, que difícilmente se daría competencia entre estas.

Figura 18. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Chihuahua al 2030 (superior: con recurso eólico, inferior: con recurso solar).



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 6 GW de electrólisis alimentado por energía eólica pueden ser instalados con un costo por debajo del menor costo obtenido a partir de energía solar al 2030 (<2.93 USD/kg) y 2.6 GW al 2050 (<1.82 USD/kg).

Para 2050, Chihuahua tendrá un potencial de 250 MW de electrólisis con un costo menor a 1.5 USD/kg y cerca de 1300 GW con un costo menor a 2 USD/kg (La totalidad del potencial de generación de H₂ verde a partir de energía solar).

4.2.1. 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 tanto un gran potencial eólico como solar. En dicho punto se realizó un dimensionamiento óptimo de las capacidades de energía renovable para 1 MW de electrólisis¹². Se encontró que la combinación de los 2 recursos podría significar una reducción del 7%.

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 |
|-------------------|-----------------------|----------------------|---------------------|-------------|
| 1.4 | 0 | 29.4% | 39.7% | 2.94 |
| 0 | 1.6 | 39.5% | 58.9% | 2.64 |
| 0.9 | 1.3 | 35.4% | 72.3% | 2.45 |

Fuente: elaboración propia.

¹² 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 Chihuahua y con esto entender la potencial demanda en diferentes sectores económicos que habrá en los próximos años. Para ello, se realizó el levantamiento en primera instancia del mercado actual del hidrógeno en el estado, seguido de estudios de paridad de costos para tres usos finales del hidrógeno: como materia prima, para el transporte y la generación de energía eléctrica.

Al finalizar el capítulo, se evaluó a Chihuahua 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 Chihuahua

El siguiente capítulo recopila el diagnóstico actual del mercado del hidrógeno en el estado de Chihuahua. 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.

Siete sectores económicos¹³ se diagnosticaron a través de bases de datos del gobierno, revistas, reportes y entrevistas a actores principales del sector público y privado. El mercado actual del hidrógeno en Chihuahua ayudó a dar las bases para la evaluación de competitividad de costos por sector para finalizar con la estimación de alto nivel del crecimiento de la demanda de H₂ y la matriz de indicadores cualitativos de Chihuahua.

A continuación, se presenta el estudio del mercado actual del hidrógeno en los sectores analizados:

- **Metanol:** El estado de Chihuahua no cuenta con plantas de producción petroquímicas que generen metanol para consumo estatal o para exportación según el Anuario Estadístico PEMEX 2020 (PEMEX, 2020). Por lo tanto, el valor del hidrógeno consumido para esta aplicación es **0 kton/año**.
- **Refinería:** Dentro del sistema nacional de refinación de PEMEX no se identificaron plantas de tratamiento de petróleo crudo en Chihuahua (PEMEX, 2020). Por

lo tanto, el valor del hidrógeno consumido para esta aplicación es de **0 kton/año**

- **Acero:** Según la Cámara Nacional de la Industria del Hierro y el Acero (CANACERO), a 2021 no se identificaron plantas productoras de acero en el estado de Chihuahua. Por lo tanto, el valor del hidrógeno consumido para esta aplicación es de **0 kton/año**
- **Amoniaco y químicos:** De acuerdo con el Anuario Estadístico PEMEX 2020, Chihuahua cuenta con el complejo petroquímico de Camargo. El complejo tiene una capacidad de producción de NH₃ a 2020 de 333,000 ton. Bajo la suposición de que esta planta trabaja a su capacidad nominal se estima que la demanda de H₂ sea de **59.9 ktonH₂/año**.

El amoníaco como insumo para la obtención de fertilizantes puede ser un mercado interesante del hidrógeno verde para la descarbonización del estado. Chihuahua tiene una superficie sembrada que oscila entre 216 mil ha y 15 mil ha, según los ciclos de siembra del estado. Dicha oscilación en el uso de la tierra corresponde a la temporada del año en el que se analice, puesto que el uso de la tierra para fines agrícolas cumple con ciclos acorde al tipo de cultivos presentes en el estado. Es importante recordar también que dentro de las prácticas para el mejor aprovechamiento en el uso de la tierra se consideran técnicas de siembra en donde el suelo alterna el tipo de cultivo. De esta manera se procura dejar descansar el terreno, dándole tiempo de recuperar algunos nutrientes que son absorbidos por los diferentes tipos de cultivos.

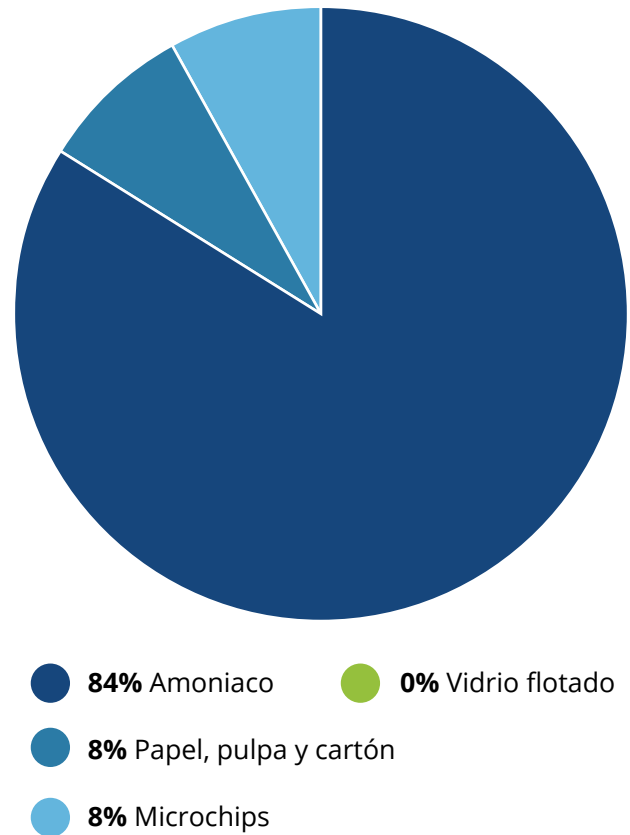
Entre los alimentados sembrados más importante está el ajo, avena forrajera en verde, avena grano, cebolla, maíz grano, trigo grano, zanahoria, durazno, manzana, nuez, pera, uva (INFOSIAP, 2020), A partir de la producción de alimentos presentes en el estado de Chihuahua es posible estimar una demanda de amoníaco de 23 ktonNH₃/año, equivalente a una demanda de hidrógeno de 4.2 ktonH₂/año.

¹³ Metanol, refinería, acero, vidrio flotado, amoníaco y químicos, gases industriales, papel, pulpa y cartón

- **Gases industriales:** A partir del informe (GIZ, 2021) no se identificaron plantas de producción de gases industriales en el estado de Chihuahua.
- **Papel, Pulpa y cartón:** Según datos del gobierno de México (Datamexico, 2022), existen aproximadamente 3 empresas que producen papel y cartón a partir de la pulpa en el estado de Chihuahua, 21 empresas más se encuentran en esta industria. Sin embargo, se dedican a actividades paralelas como el reciclaje de papel o la fabricación de cartón recubiertos y tratados. Para 2022, esta industria recibió una inversión extranjera cercana a los US\$8.79 millones, proveniente en mayor medida de los Estados Unidos. En este estado la industria de papel consume aproximadamente **5.5 ktonH₂/año**.
- **Vidrio Flotado:** Los actores más importantes de esta industria en Chihuahua son VitroSphere, Glass Master, Saint-Gobain; y aunque en el estado existe una producción de vidrio, no hay producción de vidrio flotado, que es la que hace uso de hidrógeno. Por lo tanto, el consumo de hidrógeno es 0 kton H₂ para 2022.
- Adicionalmente, en cuanto a la **producción de microchips**, el gobierno del estado de Chihuahua sostuvo reuniones en EE. UU. con Intel, Boeing y otras empresas para promover al estado como un destino atractivo para la inversión extranjera en momentos en que el estado busca ascender en la cadena de suministro. El objetivo es aprovechar la fortaleza tradicional de la región en autopartes y electrónica, que ayudó a posicionar a Chihuahua como el mayor exportador de bienes de México a EE. UU. Actualmente, el estado exporta más de US\$58 mil millones en bienes al año a su vecino del norte (MexicoNews, 2022). La producción de microchips demanda 4.6E-02 g de H₂ por cada cm² de oblea semiconductora (materia prima de los microchips). Sin embargo, México se enfocará solo cinco de las seis etapas de producción de chips semiconductores como parte de los acuerdos en el Diálogo Económico de Alto Nivel (ElEconomista, 2022): Investigación, diseño, validación, ensamble y pruebas finales, pero no pretende por ahora incursionar en la etapa restante, la fabricación de obleas. Por tal motivo, el consumo de H₂ en esta industria se estima en **5.5 ktonH₂/año**.

El diagnóstico del mercado actual del hidrógeno en el estado de Chihuahua identificó que el consumo total es de aproximadamente **71 kton H₂ al año** principalmente para el sector de producción de amoníaco y químicos. Con mayor detalle, la siguiente figura muestra la distribución porcentual del mercado.

Figura 19. Diagnóstico actual del mercado de hidrógeno en Chihuahua.



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, como también con otras tecnologías de bajas o cero emisiones como podrían ser los vehículos de combustión a gas natural y los vehículos eléctricos con batería.

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 4 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 Chihuahua, 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

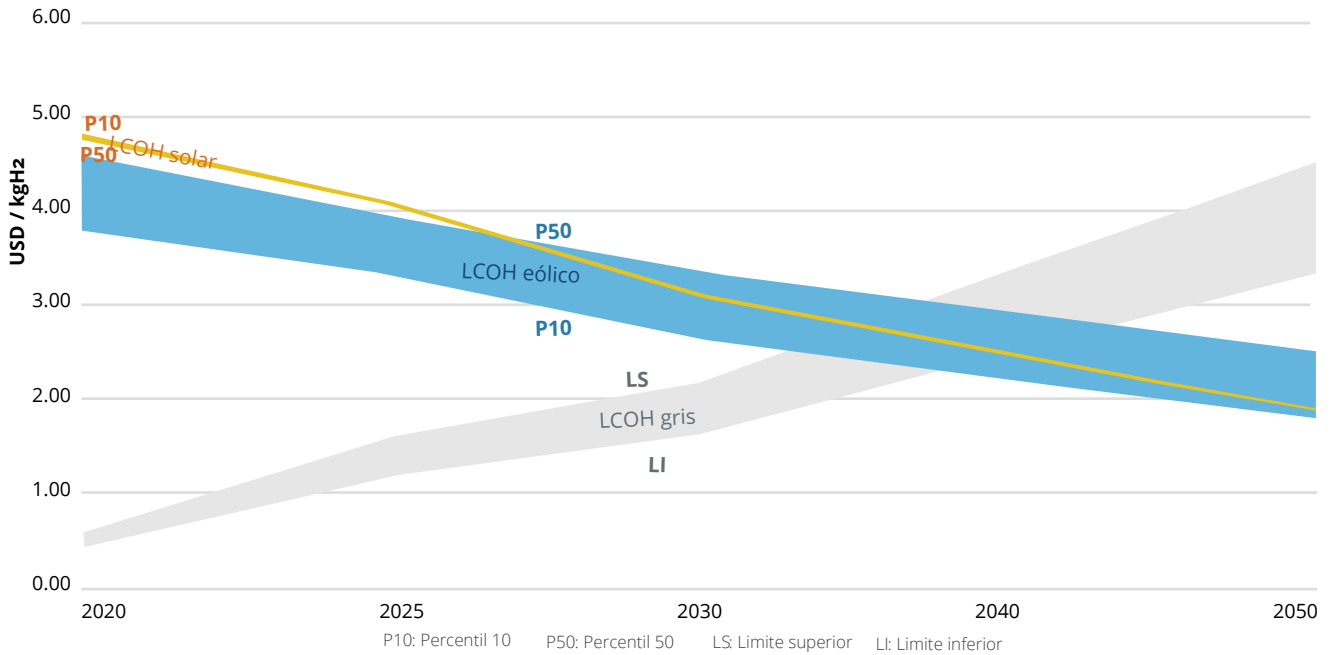
Como materia prima, se estima que el hidrógeno verde sea competitivo respecto al hidrógeno gris antes del 2030, aprovechando el P10 de los recursos eólicos del estado. En la siguiente figura se muestra el LCOH gris en su límite superior (LS) e inferior (LI), representando la volatilidad del costo del 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 Chihuahua 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 (CRE, 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.

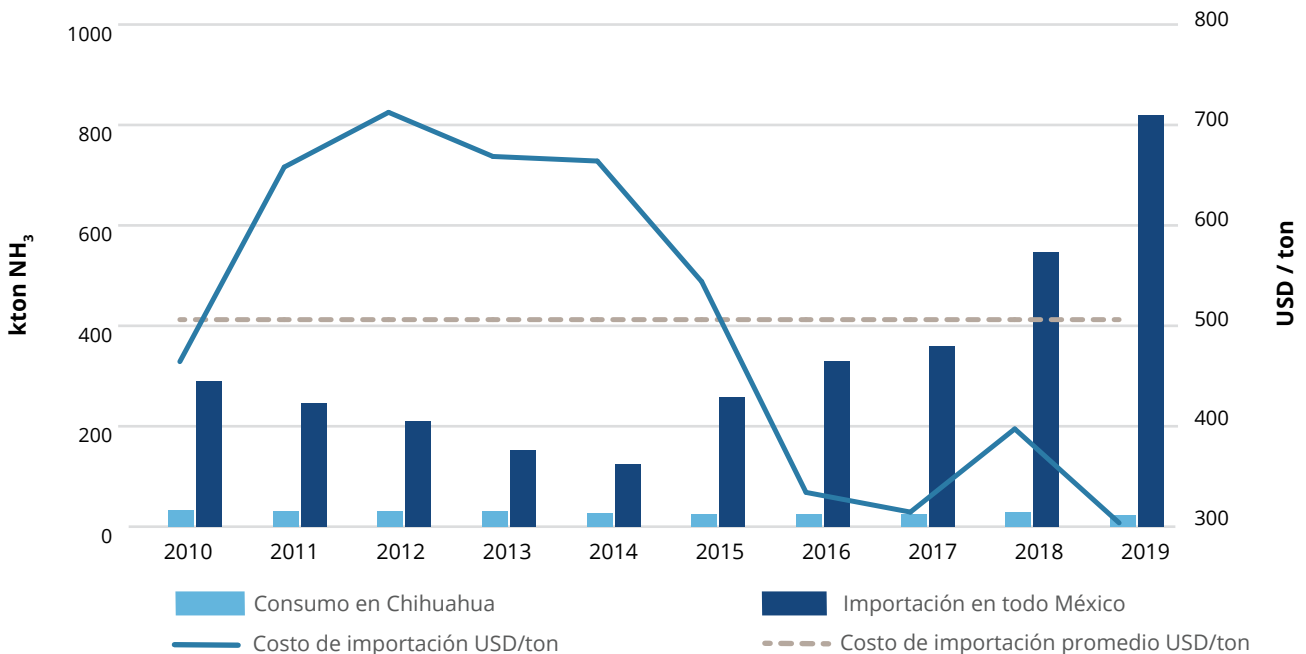


Fuente: elaboración propia

El hidrógeno como materia prima podría incentivar la industria agrícola en el estado de Chihuahua 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 (Datasur, 2022).

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



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/tonNH₃), se necesitaría un LCOH de hidrógeno verde cercano a los 1.82 USD/kgH₂, 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/kgH₂, el cual es alcanzable en el estado incluso antes del 2025.

Para dar un contexto de esta oportunidad, de acuerdo con los registros de la Secretaría de Desarrollo Rural de Chihuahua, el estado ocupa el primer lugar nacional de producción y valor económico en el cultivo de (Chihuahua, 2019):

- **Alfalfa verde** - La alfalfa obtiene un suministro adecuado de nitrógeno debido a su relación simbiótica con las bacterias Rhizobium fijadoras de nitrógeno. La hectárea promedio de alfalfa fijará alrededor de 1100 libras (500 kg) de nitrógeno por año.
- **Algodón hueso** - La planta de algodón consume nitrógeno (N) a una cantidad doble en comparación con el fósforo (P) y el potasio (K). Otro esquema de fertilización común es la adición de 550 libras (250 kg) de nitrato de amonio, 400 libras (181 kg) de N-P-K

0-46-0 y 400 libras (181 kg) de N-P-K 0-0-50 por hectárea durante todo el año.

- **Avena forrajera** - La extracción media de avena por hectárea y tonelada es de 27,5 kg de N, 12,5 kg de P₂O₅ y 30 kg de K₂O.
- **Cebolla** - El nitrógeno está considerado como el más importante de los nutrientes en el cultivo de la cebolla, dado que tiene gran influencia en el crecimiento de la planta y en el rendimiento de la misma, mientras que el potasio está considerado como elemento fundamental en la fotosíntesis del cultivo de cebolla.
- **Manzana** - Un esquema común de fertilización usado por muchos cultivadores de manzana agrega una vez al año de 1 a 4 libras (0,5-2 kg) de N-P-K 12-12-12 o 11-15-15 por árbol joven y de 6,5 a 11 libras (3-5 kg) de N-P-K 12-12-12 o 11-15-15 por árbol maduro.
- **Nuez** - Esto determinará el abonado de las nueces, que debe ser rico en nitrógeno y moderado en fósforo y potasio.

En relación a las cantidades, la siguiente tabla muestra algunas particularidades de algunos cultivos que se encuentran en el estado.

Tabla 4. Información de cultivos presentes en Chihuahua.

| Cultivo | Cantidad (tons/año) | Nota |
|-----------------|---------------------|--|
| Alfalfa verde | 7.6 M | Representa el 22.7 % del volumen nacional y el 20.1 % de participación en el valor económico nacional, según el reporte de logros estatales en 2018. |
| Algodón hueso | 0.7 M | Representa el 70.2 % de la producción nacional y el 73.7 % del valor económico de todo el país. |
| Avena forrajera | 2.2 M | Representa el 23.6% del total nacional, con el 22.6% del valor económico. |
| Avena grano | 0.035 M | Representa el 49.8% de toda la cosecha nacional, con el 50.3 % del valor. |
| Cebolla | 0.31 M | Representa el 9.5 % de toda la producción del país y del 12.8 % del valor económico. |
| Chile verde | 0.82 | Representa el 24.9 % del total con un valor económico del 21.5 %. |
| Manzana | 0.589 M | Representa el 82.5 % de lo producido en el país, adjudicándose el 89.2 % de todo el valor económico. |
| Pistache | 37 | 100 % de la producción nacional |

Fuente: elaboración propia con base a (Chihuahua, 2019):

Por lo anterior, la producción de fertilizantes nitrogenados empleando hidrógeno verde es una oportunidad para el desarrollo de la industria energética y agrícola del estado. Además, esto también contribuiría a la seguridad alimentaria del estado. Bajo lo anteriormente mencionado, se estima que en la actualidad la producción de fertilizantes nitrogenados a 2019 ascendía a 23.8 kton NH₃ anuales (equivalente a 4.2 kton H₂/año).

5.2.3. Transporte pesado con hidrógeno

El sector del transporte carretero pesado con hidrógeno se espera que alcance la paridad de costos a medidados de 2025 en Chihuahua¹⁴, 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).

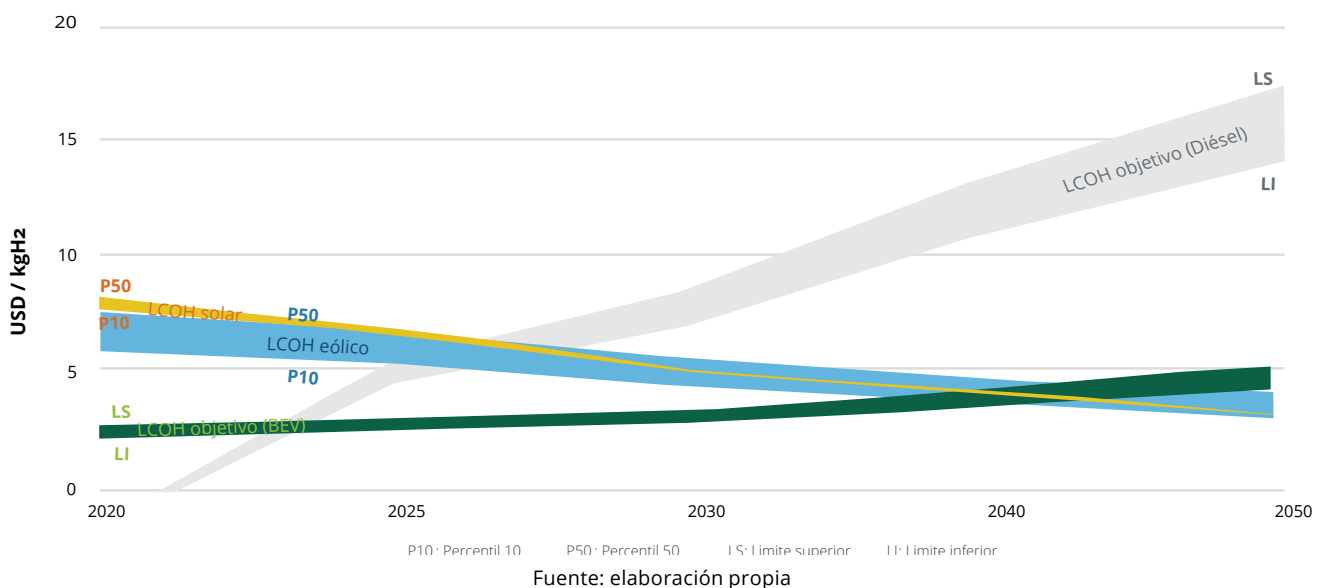
El análisis del sector transporte se realizó a partir de una comparación entre los ICEV (diésel), BEV y FCEV; respecto a su paridad de costos. En este comparativo se

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 Chihuahua (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 Chihuahua considerando la cadena de valor del hidrógeno verde hasta el punto de suministro del usuario final (ver Anexo 6). 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.

Figura 22. Paridad de costos del hidrógeno en el transporte pesado.



¹⁴ 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.

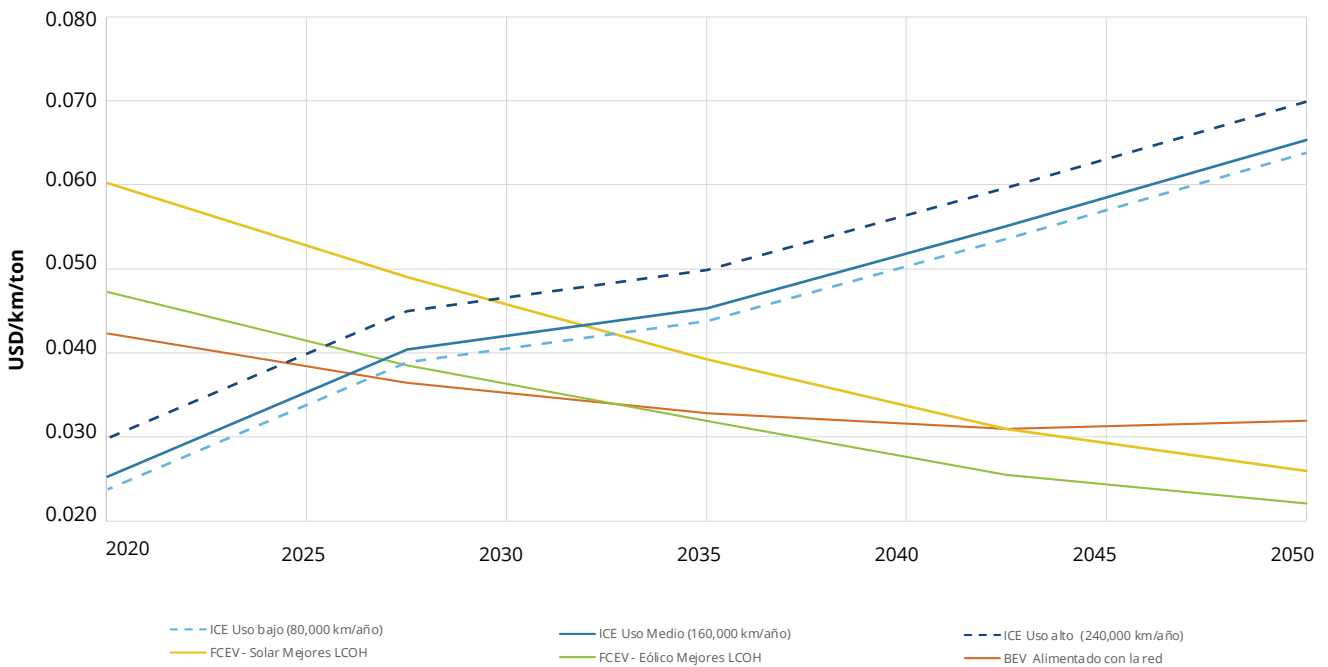
Los camiones de hidrógeno son vehículos eléctricos (EV) que almacenan energía en forma de hidrógeno comprimido y lo emplean para generar electricidad a través de celdas de combustible (fuel cells), que alimentan un motor eléctrico para impulsar al vehículo. Al usar celdas de combustible, la eficiencia 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 adquisición, 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 22. 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 23. 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 H_2V eólico, mientras

que para H_2V solar las fechas de paridad se estiman que sean entre 2027 y 2028.

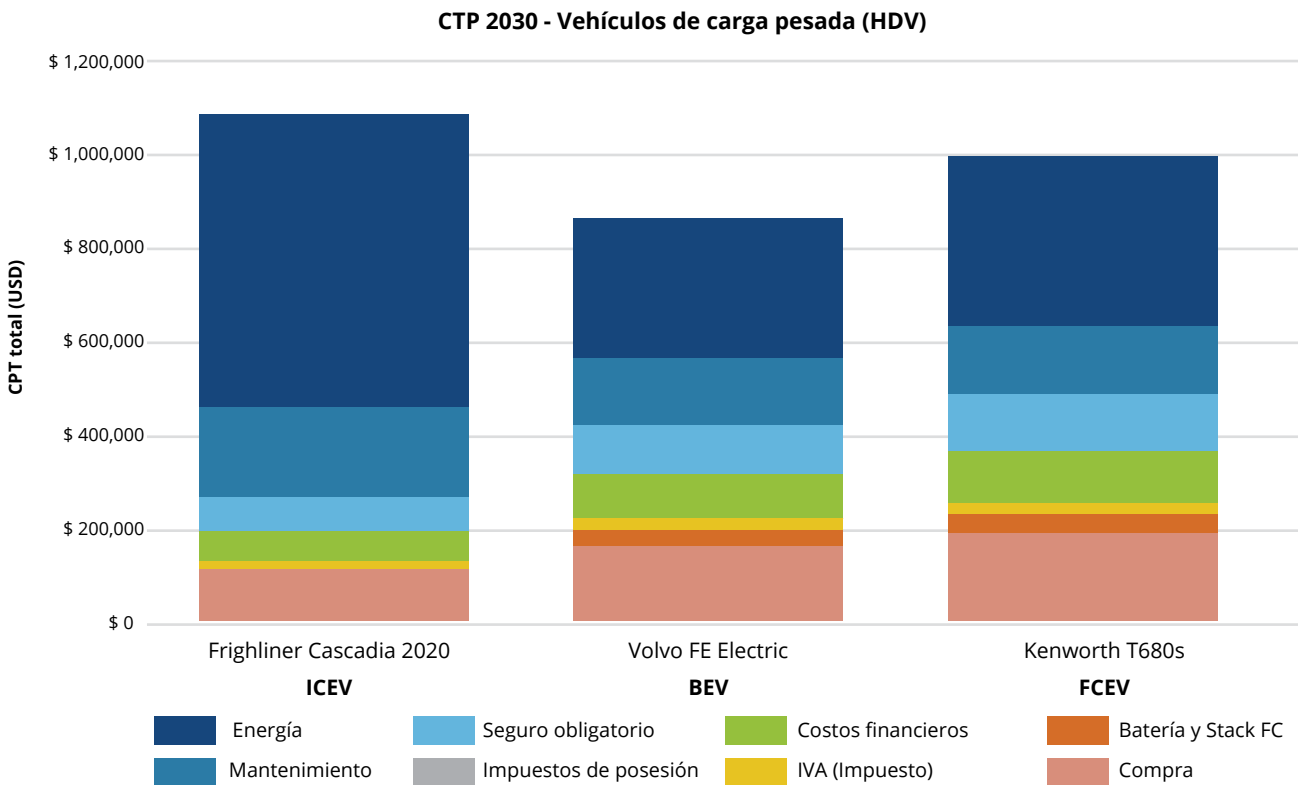
Si bien los BEV requieren menores costos de inversión para su adquisición y para desplegar su infraestructura de recarga, además de una mayor eficiencia energética, los FCEV ofrecen ventajas como tiempos de recarga menores y autonomías más extendidas, lo que resulta en más horas efectivas de uso en el 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 [Tomó](#)

V: [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 24 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 24 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 24. Comparativo de TCO de diferentes tecnologías para camiones de carga en México 2030.



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

Según el gobierno de Chihuahua, durante 2019 se inició en el estado las operaciones del transporte ecológico Bowí, que incluye la incorporación de 25 autobuses a gas natural a la Ruta Troncal. Esto implica una inversión de 84,446,260 MXN, y se espera llegar a 60 unidades de este tipo para la Ruta Troncal, incluyendo 35 que se adquirirían a lo largo de ese mismo año. El gobierno de Chihuahua a estimado que estos autobuses permitirán dejar de enviar 481.25 toneladas de CO₂ al medio ambiente durante los primeros 10 años. Para alentar la transición hacia un transporte público mexicano más sostenible.

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.

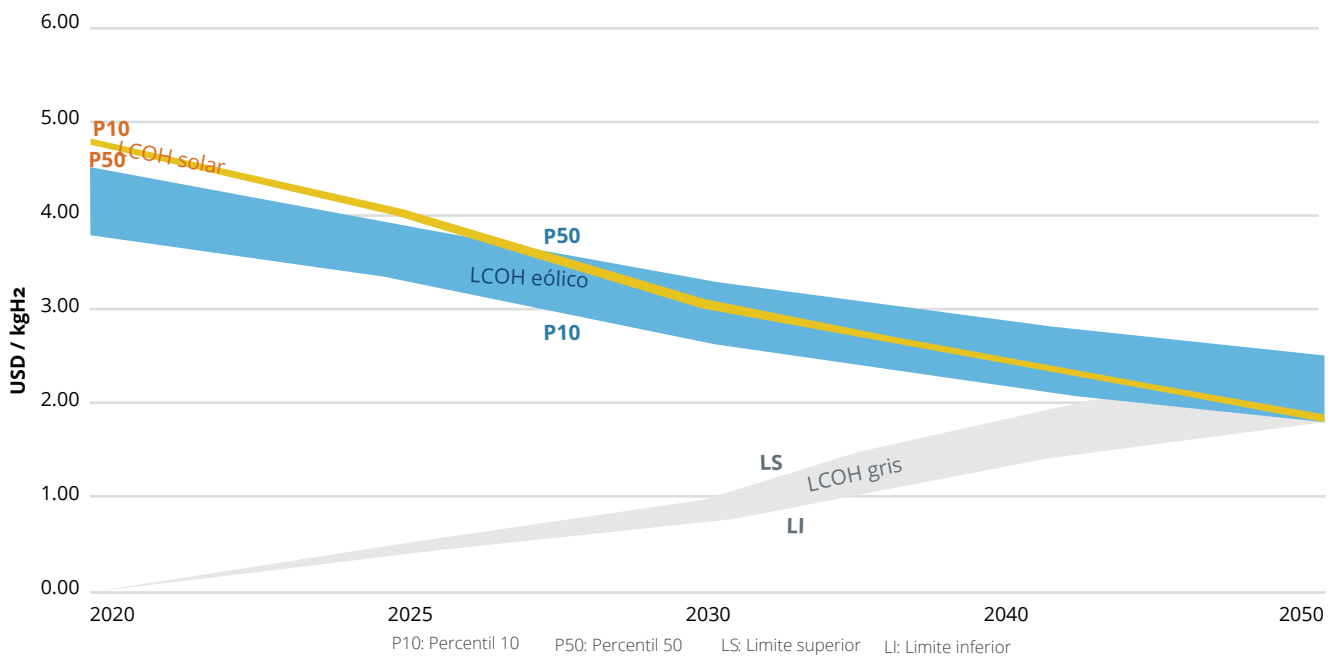
Tomando como referencia el análisis realizado en esta sección, se espera que los BEV sean en general más competitivos que los FCEV en términos económicos por lo

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.

Figura 25. 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 Chihuahua. 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

Las principales ventas internacionales de Chihuahua en 2021 fueron Partes y Accesorios de Vehículos Automotores (US\$1,515M), Circuitos Electrónicos Integrados (US\$399M) y Tableros, Consolas y otras Bases para el Control o Distribución de Electricidad (US\$369M). Los principales destinos de ventas internacionales en 2021 fueron Estados Unidos (US\$6,560M), Canadá (US\$135M) y Hong Kong (US\$126M) (Gobierno de México, 2022). Lo anterior permite intuir la alineación que tiene el gobierno de Chihuahua en la maduración de una “economía del conocimiento” (Barcelo, 2001).

Además del contexto económico e industrial de este estado, cabe la pena retomar de la sección 3.2 de este trabajo donde se mencionan los esfuerzos que han acelerado la adopción de energías renovables en Chihuahua. Entre algunos de los esfuerzos por acelerar la adopción de energías renovables se encuentra la creación de la Agencia Estatal de Desarrollo Energético del cual se espera un mayor impulso en la gestación de nuevos energéticos como lo es el hidrógeno verde. En este sentido, la estimación de alto nivel del crecimiento de la demanda de H₂ en Chihuahua ha tenido en cuenta que:

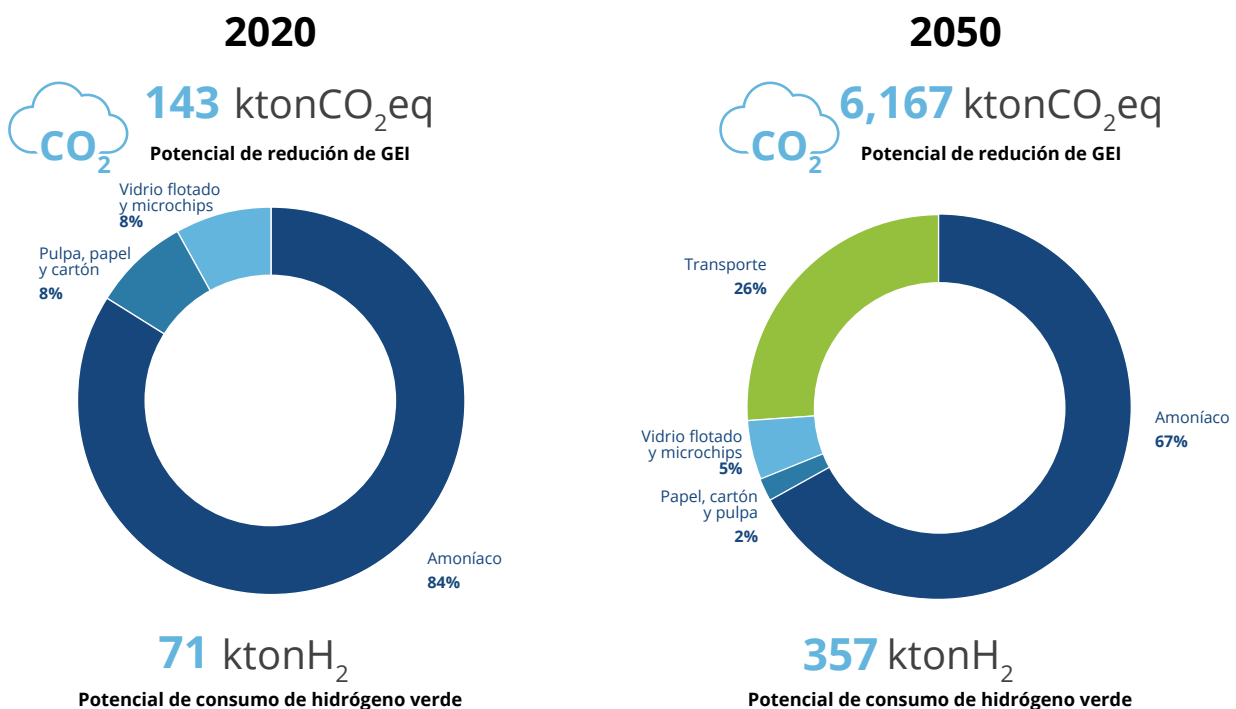
- La descarbonización de la red eléctrica en Chihuahua debería favorecer la inyección de energía directamente de las fuentes renovables (solar y eólica), por su competitividad en precios, mientras que, el hidrógeno tendría un mayor protagonismo en industrias difíciles de electrificar tales como: la producción 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 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.

Lo anterior es respaldado por la opinión de expertos a quienes a través de entrevistas se les preguntó por la posibilidad de utilizar el hidrógeno verde dentro de sus procesos industriales. Como conclusión, los grandes empresarios son conscientes de los beneficios ambientales que traería para su industria la implementación del hidrógeno verde, sin embargo, ven como un gran problema su pérdida de competitividad en los mercados por causa de sobre costos en sus energéticos, motivo por el cual han aplazado su decisión de migrar a tecnologías menos contaminantes. Por tal motivo, en principio, la adopción del hidrógeno verde y la proyección de demanda de este vector energético está determinado más por cuestiones económicas que ambientales.

Considerando lo anterior, se ha estimado el consumo de hidrógeno en Chihuahua durante 2020 y estimado 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; como también las entrevistas llevadas a cabo para este estudio.

Adicionalmente a la proyección de demanda, en la Figura 26 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 26. Evolución de la demanda de hidrógeno en Chihuahua 2020 – 2050.



Fuente: Elaboración propia.

El potencial de consumo de hidrógeno en Chihuahua se multiplicaría cerca de 5 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 tenía un potencial de consumo de 59.9 ktonH₂ al año y, para 2050, este potencial llegaría a 239 ktonH₂. Chihuahua podría aprovechar sus recursos energéticos para producir su propio amoníaco y emplearlo en la industria agrícola, que tiene un impacto significativo en la economía del estado y que a su vez ya demanda de este elemento en la mayoría de los cultivos donde a hoy es líder nacional.

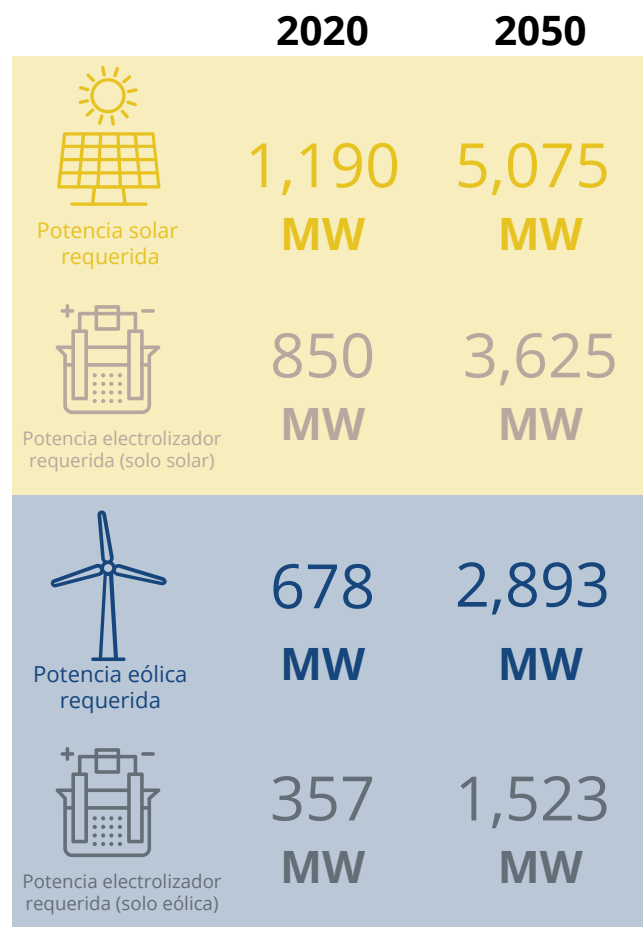
Con este contexto, el aprovechamiento del hidrógeno como insumo para la industria agrícola debe ser analizado con mayor detalle en próximos estudios.

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 Chihuahua 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 Chihuahua podría ser adoptado en la industria de chips y en la industria aeroespacial, en donde el gobierno, junto su aliado vecino del norte, podrían 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 Chihuahua, la Figura 27 muestra la potencia de energía renovable necesaria a ser instalada en 2020 y 2050, como también la potencia de electrólisis (se asume que el 100% de la demanda sería satisfecha con solo una de las fuentes de energía).

Figura 27. Estimación de infraestructura de generación renovable para satisfacer la potencial demanda de hidrógeno en Chihuahua (solar y eólica considerando el P10).



Fuente: Elaboración propia.

En el anterior gráfico, los valores para 2020 representan la capacidad a instalar asumiendo que el 100% de la demanda encontrada para dicho año se hiciera a través de electrólisis. Para el 2050 representa la capacidad de electrólisis y de generación renovable que sería necesaria instalar para satisfacer la proyección de demanda para este año, asumiendo 100 % de producción del hidrógeno a partir de energías renovables.

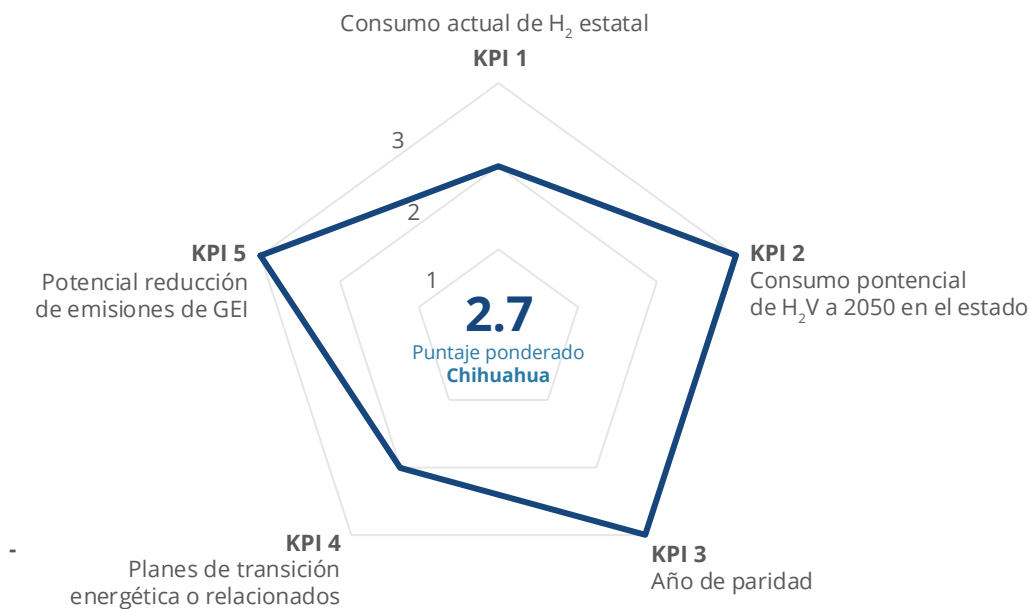
5.4. Matriz de indicadores cualitativos

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 propuesto.

En la siguiente figura, se mostrará la calificación de cada KPI (ver Figura 28), donde Chihuahua ha obtenido una calificación ponderada de 2.7. Chihuahua cuenta con tres KPIs que poseen puntajes máximos estos son: el KPI 2 relacionado con el consumo potencial de hidrógeno a 2050, 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 489 ktonH₂/año y la paridad de costos serán en el corto plazo (menor al 2035). El KPI 1 de consumo actual de hidrógeno fue uno de los de 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 de amoníaco y papel, aportan a la demanda actual. Con relación a planes energéticos de transición energética, se identificó que Chihuahua 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 28. Matriz de indicadores cualitativos para Chihuahua.



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 Chihuahua 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 del amoníaco, papel & cartón y otras industrias 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. Dichas industrias podrían tomar ventaja de la paridad de costos del hidrógeno verde respecto al hidrógeno gris en la década del 2030 para iniciar proyectos piloto tempranos, es decir, en la década del 2030, de esta manera se podría absorber la curva de conocimiento necesaria para que, dada las condicio-

nes del mercado, las industrias ya estén preparadas para desplegar los proyectos de mayor escala.

- 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.
- El estado de Chihuahua está planeando la construcción de hubs aeroespaciales y de producción de microchips, industrias que demandarían hidrógeno verde.
- 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. Se sugiere que la Agencia Estatal de Desarrollo Energético considere el hidrógeno verde como motor de desarrollo económico, tecnológico, ambiental y generador de empleo verde en el estado.

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 Chihuahua consideradas como las principales industrias que en la actualidad demandan hidrógeno y que se proyectan a migrar a hidrógeno verde.

5.5.3. Oportunidades– transporte

- La paridad de costos en el transporte pesado tendría lugar antes del 2025, lo que viabiliza el estudio más profundo en la implementación temprana de proyectos piloto.

- La industria automotriz en Chihuahua es fuerte y podría adoptar la curva de conocimiento para su producción de países que ya lo han desarrollado.
- 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 Chihuahua podría ser proveedor de estos elementos en la cadena de producción.

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.
- El estado se enfrenta al reto de desarrollar una capacidad industrial capaz de producir vehículos con celda de combustión a corto plazo.
- Los operadores logísticos no tienen claridad sobre la seguridad del suministro de los combustibles como el hidrógeno y el amoníaco.

5.5.5. Oportunidades– energía eléctrica

- Existen recursos renovables por ser aprovechados en Chihuahua 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 Chihuahua. 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 Chihuahua, 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 5. 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 (CO-

NAGUA, 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 6. 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 Chihuahua

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 Chihuahua

Disponibilidad de agua¹, agua renovable y grado de presión

- Volumen disponible de agua de acuíferos – 2020: **344 hm³/año**
- Volumen disponible de agua superficial – 2020: **1016 hm³/año**
- Volumen disponible de agua total – 2020: **1360 hm³/año**

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

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

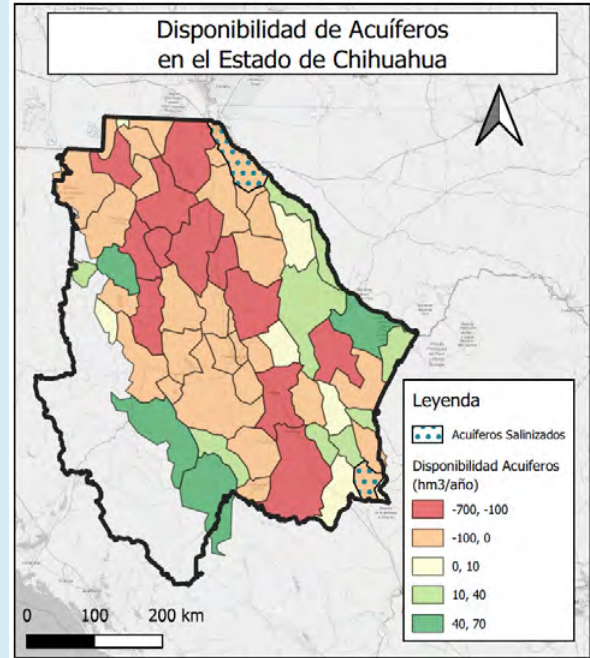
- Agua renovable total – 2019: **11,759 hm³/año**
- Grado de presión – 2019: **45.7% (alto)**
- Grado de presión – 2030: **46.9% (alto)**

Fuente: (CONAGUA, 2019)

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

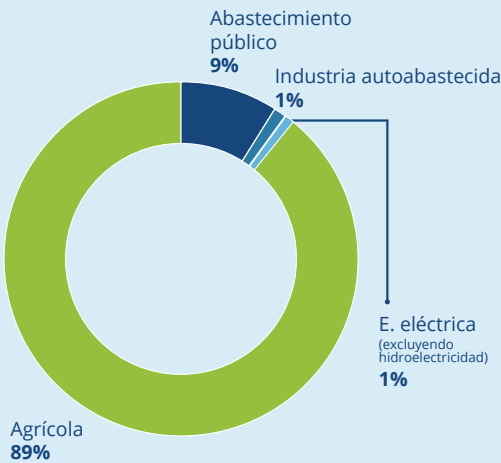
Acuíferos

Total de acuíferos: 61
acuíferos salinizados: 2



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

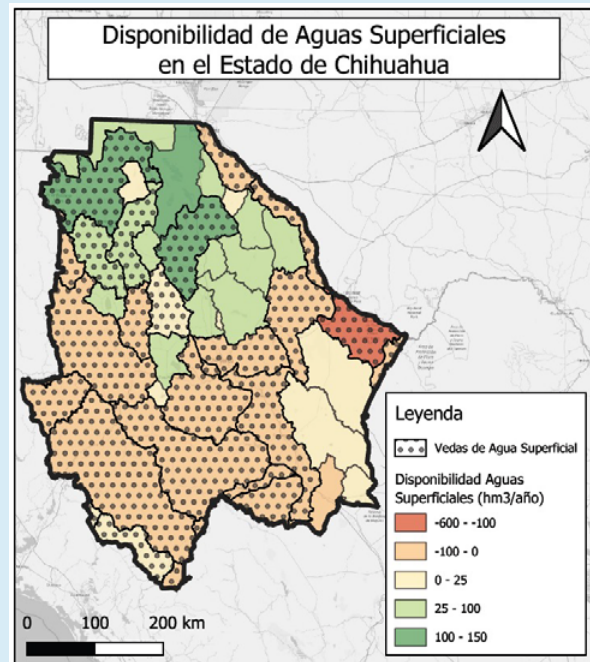
Usos del agua (2019, en hm³/año)



| Tipo de uso | Total | Agua superficial | Agua subterránea |
|--------------------------------------|--------------|------------------|------------------|
| Agrícola | 4,796 | 1,945 | 2,852 |
| Abastecimiento público | 492 | 53 | 439 |
| Industria autoabastecida | 56 | 6 | 50 |
| Energía eléctrica (excluyendo hidro) | 28 | 0 | 28 |
| Total | 5,372 | 2,004 | 3,368 |

Fuente: (CONAGUA, 2019)

Aguas superficiales



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

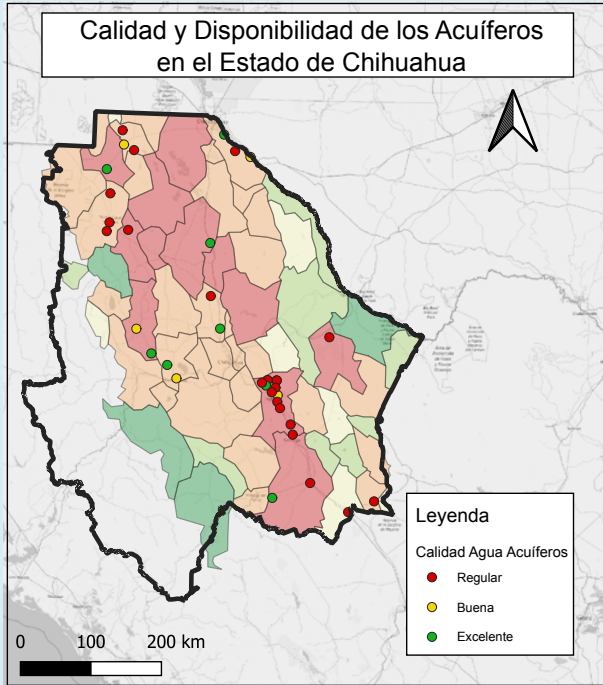
Caracterización de Disponibilidad de Agua - Estado de Chihuahua

Calidad del agua

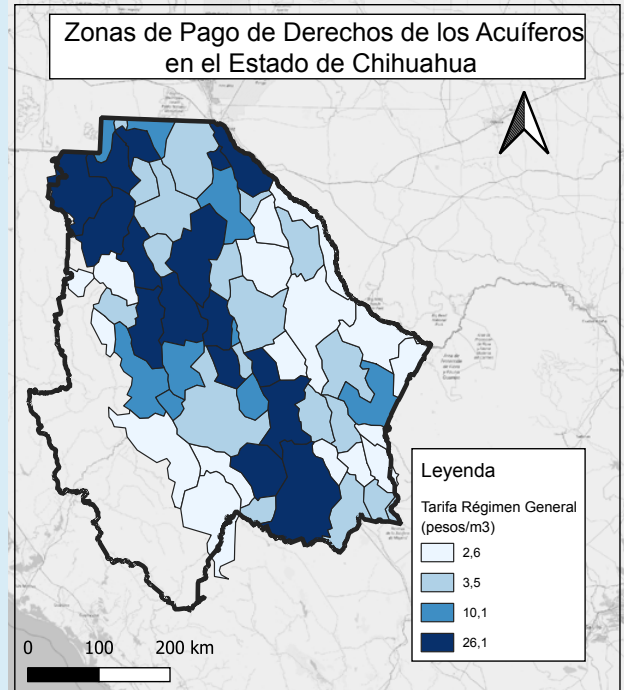
Zonas de pago

Acuíferos

Acuíferos



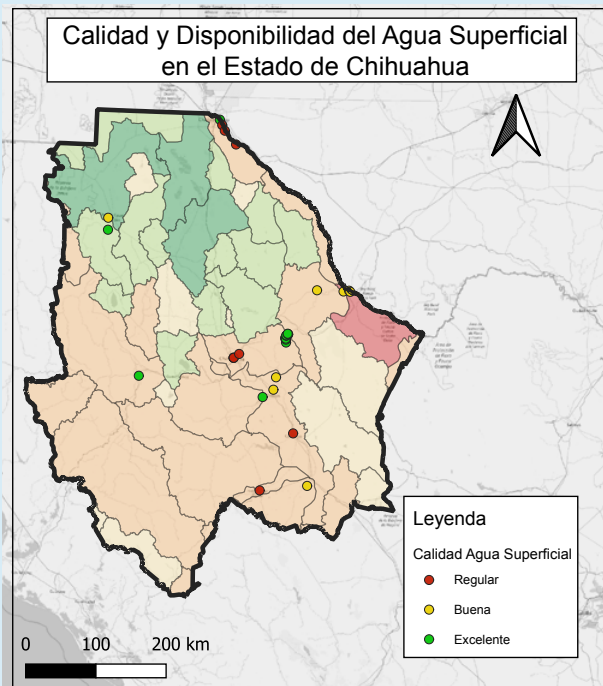
Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2021).



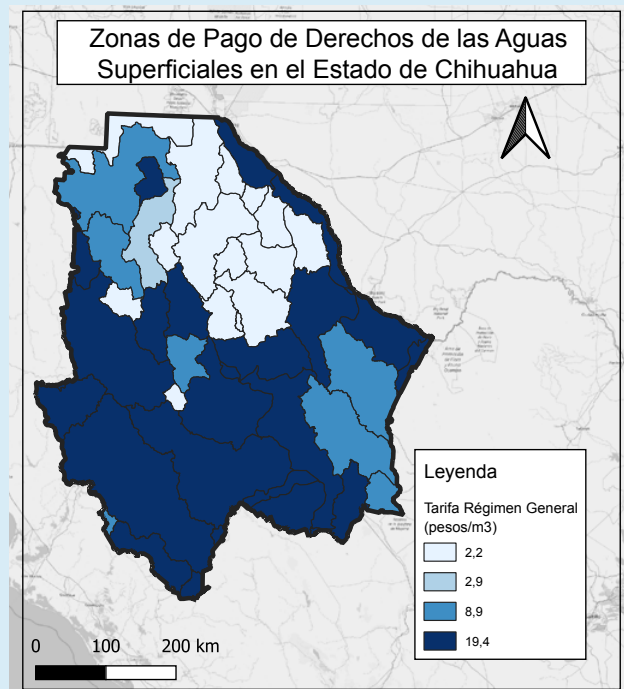
Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2022).

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 Chihuahua 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 sobreexplotadas en Chihuahua. 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 Chihuahua, 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 Chihuahua. De esta manera, con base en información reportada para 2020, se encontró que existe una disponibilidad de 344 hm³/año de agua de acuíferos y de 1,016 hm³/año de aguas superficiales¹⁵ en el estado, para un estimado total de 1,360 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 Chihuahua 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 MWEZ/km²) y eólicas (2.11 MWEZ/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 H₂¹⁶) 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.* corresponde a la capacidad real de producción de H₂ (en ton), *disp agua* es la disponibilidad neta de agua del estado (anual), *ef EZ* es la eficiencia de los electrolizadores¹⁷, *FC EZ* es el factor de carga de los electrolizadores (proveniente del análisis de potencial renovable explicado en el capítulo 4) y *Pot. instalada EZ* 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 Nuevo León teniendo en cuenta la disponibilidad de agua:

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

La Figura 29 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 661,343 MW (661 GW) de electrólisis en el estado de Chihuahua si se utilizara todo el potencial solar factible del estado y 21,383 MW (21 GW) si se utilizara todo el potencial eólico factible¹⁸. Estas dos cifras ya incorporando como limitante la disponibilidad de agua en el estado a 2020.

¹⁵ Esto con la salvedad de que la mayoría de las zonas con disponibilidad de agua actualmente (un aproximado de 318 hm³/año) corresponden a zonas de veda, por lo cual sería necesario validar si es posible hacer uso de ese recurso hídrico o no.

¹⁶ Se considera dicho valor al ser un intermedio del rango reportado por (Blanco, 2021), convertido a m³ agua /ton H₂

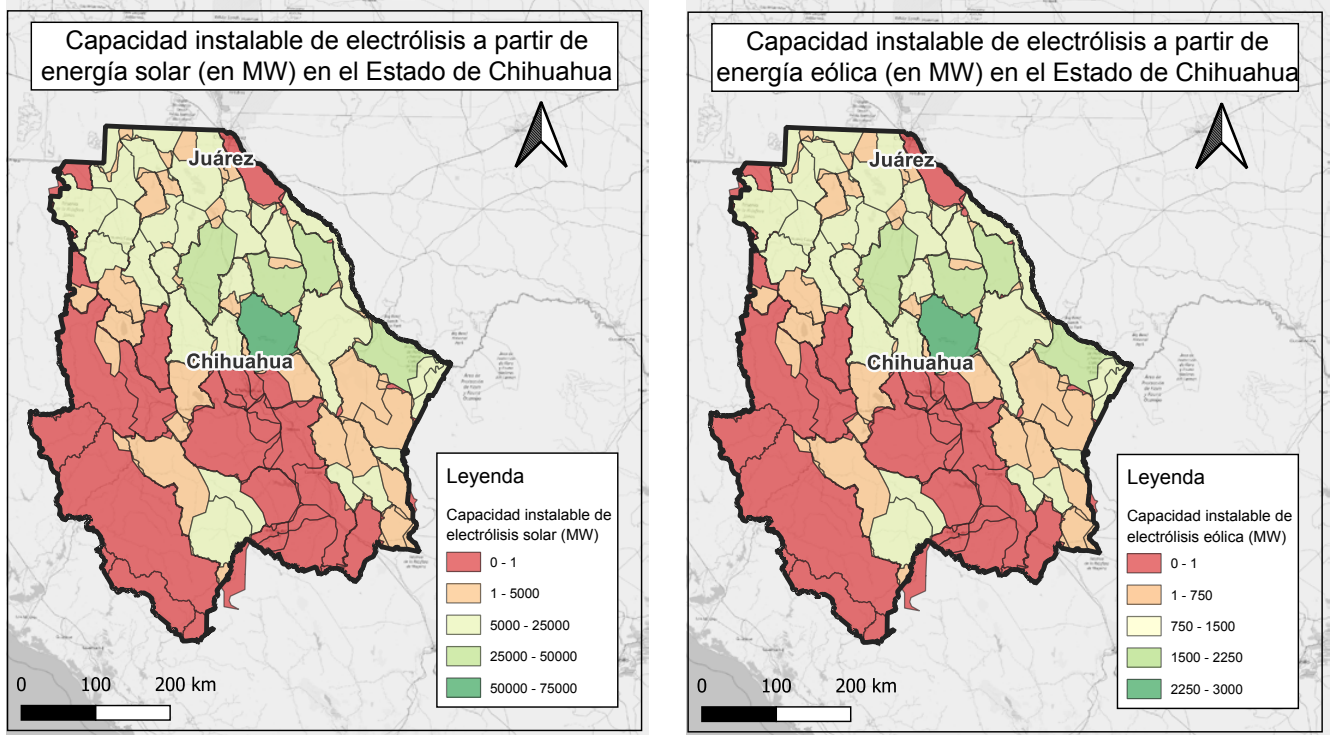
¹⁷ Se considera una eficiencia de 53 MWh de EZ / ton H₂, que es un valor típico de los electrolizadores a la fecha de elaboración del informe.

¹⁸ 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.

Se debe tener en cuenta que las divisiones territoriales que se observan en estos mapas y los presentados en la Figura 29 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 Chihuahua.

Figura 29. Capacidad instalable máxima de electrólisis a partir de fuentes solares y eólicas en Chihuahua, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020 y el potencial renovable factible del estado a 2022.



Fuente: elaboración propia.

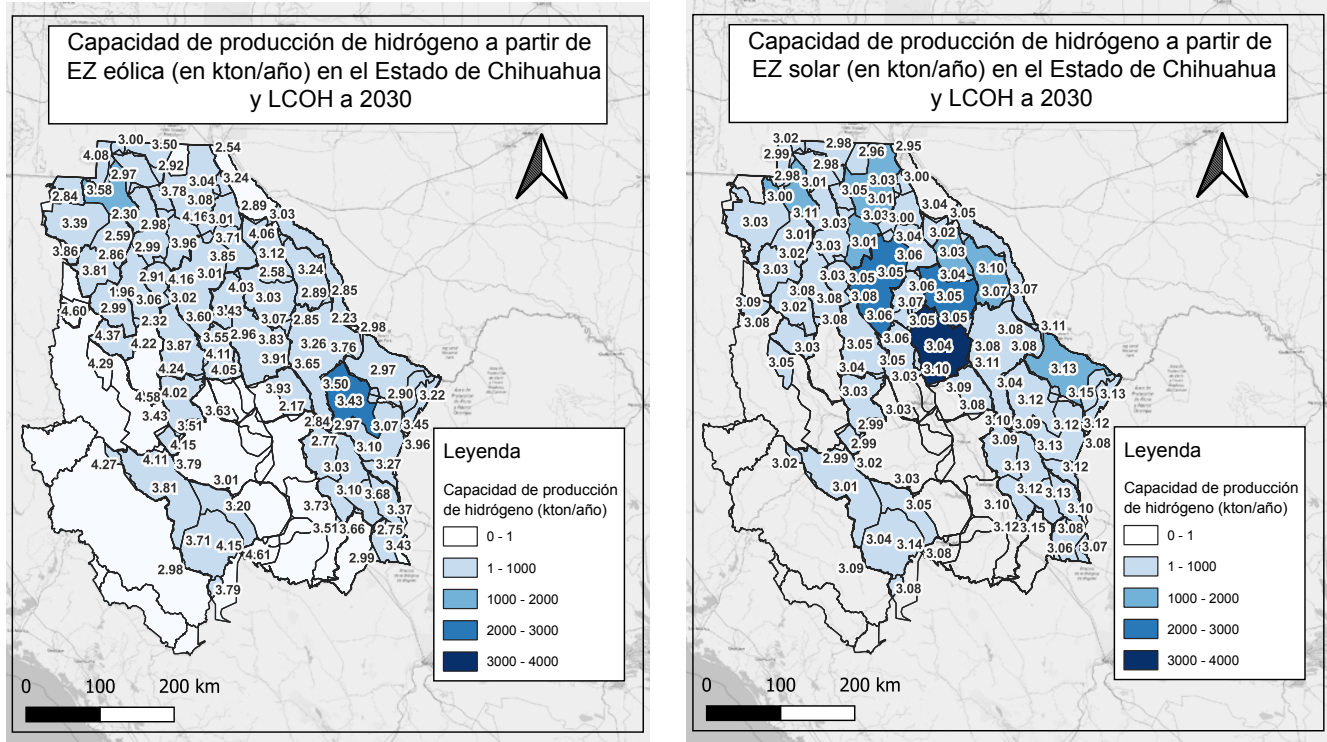
Similarmente, fue posible calcular la cantidad máxima de hidrógeno que sería posible producir en el estado, de acuerdo con las restricciones de área y agua disponible. La Figura 30 muestra los resultados obtenidos, incorporando también el valor del LCOH a 2030 correspondiente en cada zona (que se obtuvo previamente como resultado del análisis del potencial tecno-económico). A partir de este análisis, fue posible encontrar que:

- El potencial máximo de producción de hidrógeno en el estado de Chihuahua a partir de **fuentes solares**, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020, es de **37,097 kton H₂/año**.
- Los LCOH en estas zonas factibles oscilan entre **2.95 y 3.15 USD/kg H₂ para 2030**.

- El potencial máximo de producción de hidrógeno en el estado de Chihuahua a partir de **fuentes eólicas**, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020, es de **1,748 kton H₂/año**.
- Los LCOH en estas zonas factibles oscilan entre **1.96 y 4.61 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 30. Capacidad de producción de hidrógeno en Chihuahua 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)

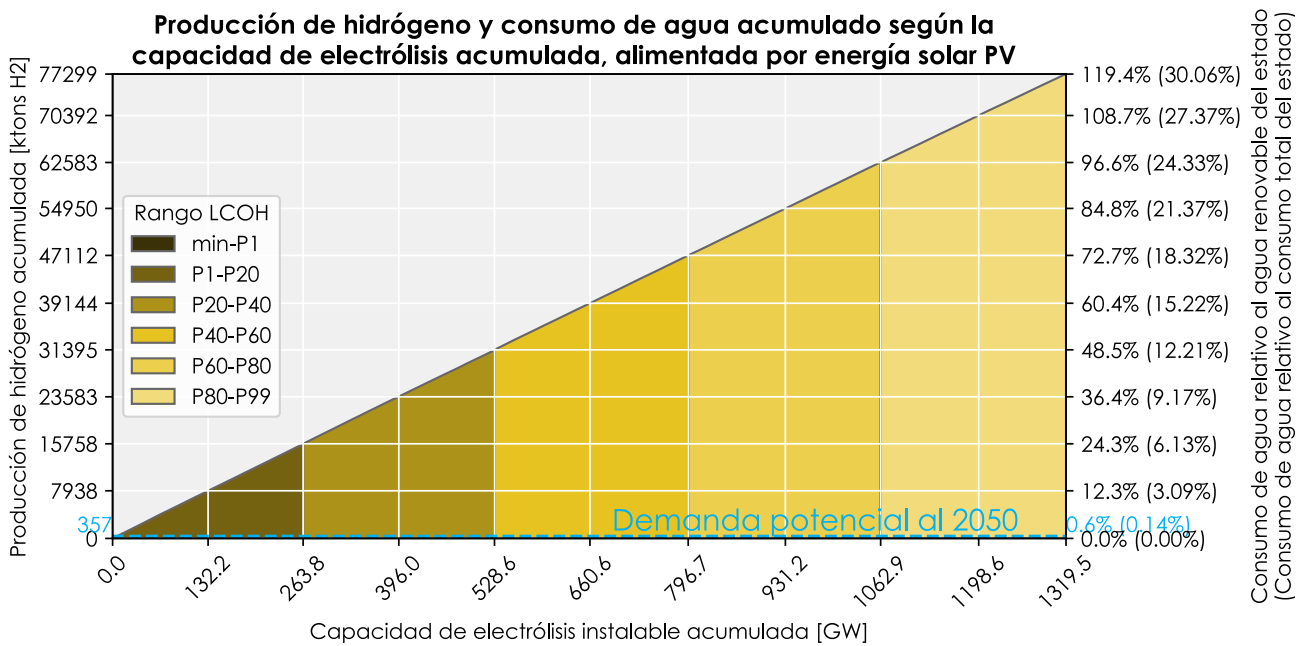
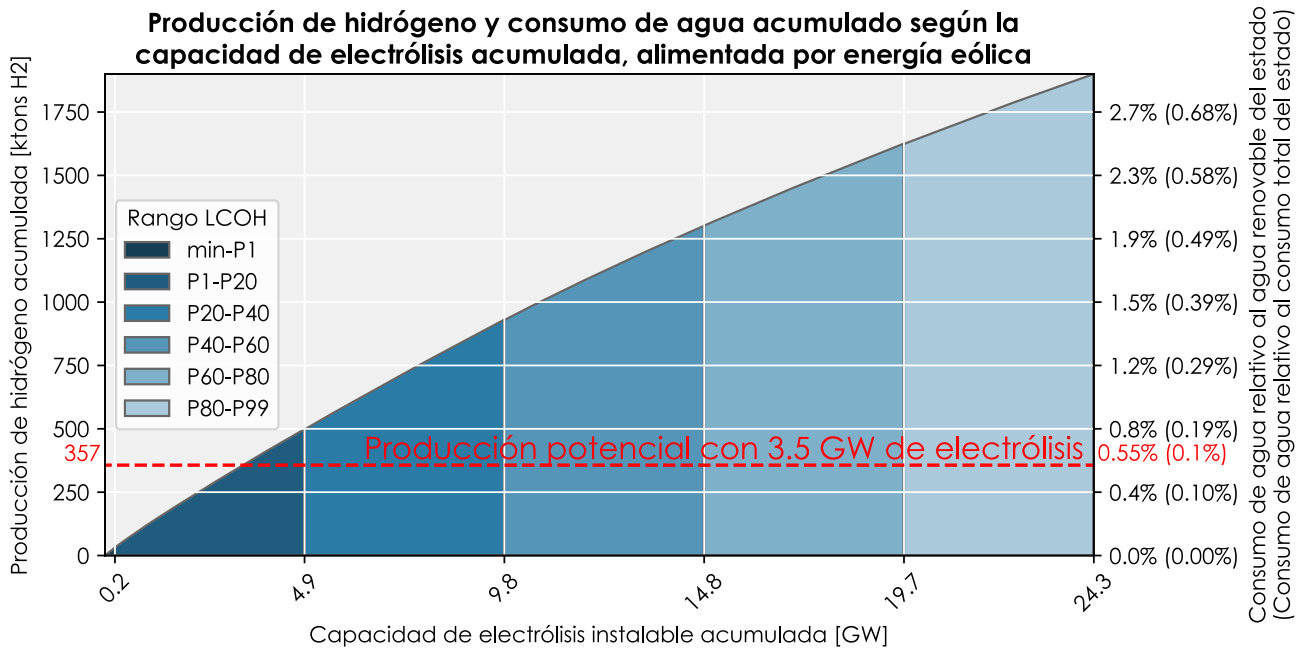


Fuente: elaboración propia.

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

Es importante notar que los potenciales mostrados en la Figura 29 y la Figura 30 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 31) 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 Chihuahua a 2030.

Figura 31. 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 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 Chihuahua se requeriría alrededor del 0.14% del consumo actual de agua del Estado bajo un escenario de adopción elevada para 2050.

Así mismo, se evidencia que podrían instalarse cerca de 4.9 GW de electrólisis alimentada a partir de energía

eólica con el 20% de los mejores LCOH (percentil 20) obtenibles en el estado y 132.2 GW de electrólisis alimentada con energía solar con el 10% de los mejores LCOH (percentil 10). Esto implicaría un consumo de agua total de 178 hm³/año, equivalentes a aproximadamente el 13.1% del agua renovable disponible del estado y el 3.3% del consumo actual de agua en Guanajuato a 2019. Dicha potencia total instalable (137.1 GW) equivale a más de 5 veces los objetivos nacionales a 2050 de Chile, el país más ambicioso en temas de hidrógeno verde en América

Latina, a nivel nacional, que son de 25 GW de electrólisis instaladas (Ministerio de Energía de Chile, 2020).

6.5.3. Consumo de agua esperable para el desarrollo de proyectos de hidrógeno en Chihuahua

Es importante tener en cuenta que los resultados presentados en los dos apartados anteriores ilustran el potencial máximo de producción de hidrógeno en Chihuahua 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 Chihuahua (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 71 kton de H₂, se requerirían alrededor de 1.49 hm₃ de agua por año. Esto representa el 0.03% del consumo total de agua del estado a 2019 y el 2.66% del consumo industrial para el mismo año. Así mismo, corresponde al 0.11% de la disponibilidad de agua en el estado de Chihuahua a 2020.**

Similarmente, **para 2050, considerando una demanda de 357 kton H₂/año, el requerimiento de agua sería de 7.50 hm³ anuales, lo que representa el 0.14% del consumo total y 13.39% del consumo industrial de Chihuahua a 2019. Esto también equivale al 0.55% de la disponibilidad de agua en el estado a 2020.**

6.5.4. 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 Chihuahua en su mayoría es media (22 puntos del total de 35 mapeados, comparado con 5 de calidad buena y 8 de calidad excelente). En general, estos puntos que presentan menor calidad de agua

están ubicados en zonas de baja disponibilidad de recurso hídrico, lo que típicamente corresponde a regiones de mayor consumo. Esto ayuda a comprender en cierta medida los problemas de contaminación que existen por Sólidos Disueltos Totales, Dureza Total, Flúor, Arsénico, Hierro, Nitratos y Coliformes Fecales, ya que estos son más comunes en zonas donde existe un alto consumo de agua y, en consecuencia, potenciales problemáticas asociadas de sobreexplotación de los acuíferos y vertimientos de aguas residuales, que inciden en una menor calidad del recurso hídrico.

En cuanto a la calidad del agua superficial, se evidencia que esta tiende a ser mejor que la del agua subterránea, ya que la mayoría de los puntos mapeados corresponden a calidad excelente y buena (15 y 8 puntos de un total de 32 respectivamente). 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 y Demanda Biológica 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 Chihuahua, 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.

6.5.5. 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, se identificó que existe cierta complementariedad geográfica en los recursos hídricos subterráneos y superficiales del estado de Chihuahua, ya que en el centro-suroeste y el este del estado existe mayor disponibilidad de los primeros, mientras que en el norte existe mayor disponibilidad de los segundos. Por otra parte, en el oeste del estado existe menor disponibilidad de agua de acuíferos, ya que una mayor extensión territorial de estos está ubicada en los estados aledaños de Sinaloa y Sonora, razón por la cual su jurisdicción pertenece a estos y no a Chihuahua. Sin embargo, en esa misma región del estado, la disponibilidad de aguas superficiales no es tan elevada como en otras zonas. Por esta razón, **en términos de la disponibilidad del recurso hídrico, es recomendable que los proyectos de hidrógeno que se realicen en el centro-suroeste y el este del estado de Chihuahua estén alimentados por fuentes subterráneas, mientras que aquellos que se ubiquen en**

el norte del estado, deberían priorizar el uso de agua superficial. La región oeste del estado, por el contrario, se perfila como la menos idónea para la realización de proyectos de hidrógeno en términos del agua disponible.

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

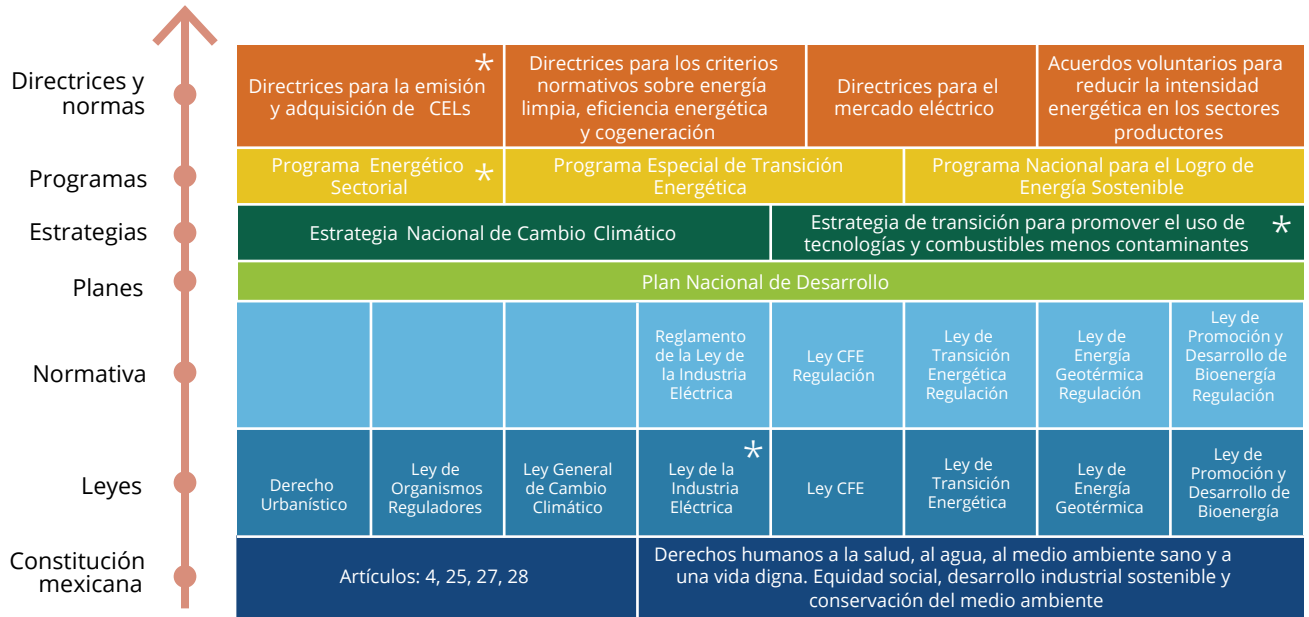
puedan verse afectadas por el desarrollo del proyecto. La Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA) mandata la realización de Evaluaciones de Impacto Ambiental para todo proyecto de infraestructura. Estos instrumentos demuestran que los actores locales afectados por los 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 32. 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 plan-

ta 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 B31.12¹⁹ para el diseño, materiales, fabricación, pruebas e inspección de tuberías a presión y ductos de hidrógeno o la NFPA Código 2²⁰ sobre aspectos de seguridad de las tecnologías de hidrógeno. No se necesitan permisos especiales de las agencias reguladoras de energía en México para estas actividades.

¹⁹ ASME, The American Society of Mechanical Engineers: <https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/b31-12-hydrogen-piping-pipelines>

²⁰ NFPA, National Fire Protection Association: <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards/detail?code=2>

Transporte

El transporte terrestre de hidrógeno está regulado por el “Reglamento para el transporte terrestre de materiales peligrosos y residuos peligrosos” de la SCT²¹, 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 queman 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 SENER²².

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”²³. 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 aplica-

ciones. 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 sociales (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

²¹ 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/>

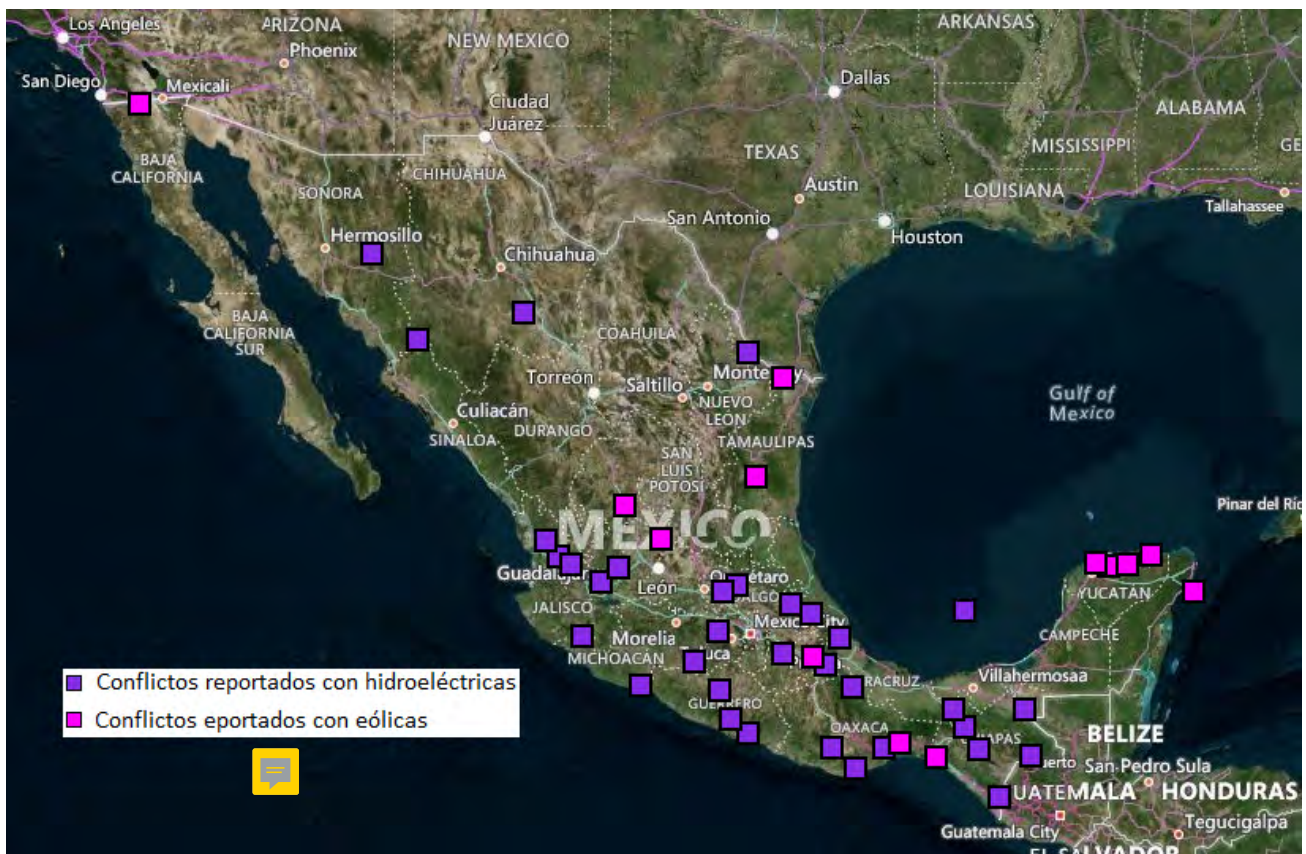
²² Secretaría de Energía: <https://www.gob.mx/sener/documentos/procedimiento-para-evaluacion-de-tecnologias-limpias>

²³ Centro Nacional de Control de Energía: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/ConexionInterconexion.aspx>

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



Evaluación de Impacto Social (Evis)

Las Disposiciones Administrativas de Carácter General sobre la Evaluación de Impacto Social en el Sector Energético (DACG-EVIS)²⁴ 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 opinio-

nes 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).

²⁴ 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 CHIHUAHUA

Panorama de la economía de exportación actual

Datos generales (INEGI, 2022) (DataMexico, 2022)



1

Exportación manufacturera 2021 Global:
58,542 MM USD corrientes

2

Exportación manufacturera 2021 sólo a EE.UU.:
6,560 MM USD corriente

3

Porcentaje de participación de EE. UU en compras a sector manufacturero: 88.7% del total

4

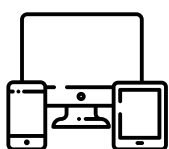
Participación a nivel nacional en exportaciones manufactureras a 2021: 13%

Durante el 2021 el estado de Chihuahua se ubicó como la región mexicana con mayores exportaciones albergando el 13% del total nacional. La cercanía fronteriza con Estados Unidos, un perfil industrial hacia la producción de productos manufactureros (principalmente equipos electrónicos y equipos de transporte) junto con una mano de obra calificada y regulaciones que apoyan la manufactura y el comercio de bienes pueden posicionar a Chihuahua como una región potencial para el suministro de partes automotrices que pueden beneficiar el desarrollo de vehículos de celdas de combustible.

Principales sectores económicos de exportación (INEGI, 2022) (DataMexico, 2022)

Los sectores de producción con mayor participación para la exportación en Chihuahua durante el 2021 fueron la fabricación de equipo de computación, comunicación, medición y de otros equipos, componentes y accesorios electrónicos con un valor de 28,527 MM USD, seguido de la fabricación de equipo de transporte (12,978 MM USD), y productos de otras industrias principalmente manufactureras (4,505 MM USD). Dentro de los destinos de comercio internacional de Chihuahua durante el 2021 fueron los Estados Unidos de América (6,550 MM USD), Canadá (135 MM USD) y Hong Kong (126 MM USD).

Figura 34. Principales sectores económicos de exportación de Chihuahua



EQUIPOS
COMPUTACIÓN,
COMUNICACIÓN
Y MEDICIÓN
\$ 28,527 MM USD



EQUIPOS
TRANSPORTE
\$ 12,978 MM USD



OTRAS
INDUSTRIAS
MANUFACTURA
\$ 4,505 MM USD

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

Chihuahua con su perfil de exportación enfocado en la fabricación de equipos de transporte le permitirá buscar nuevos modelos de negocio y nichos de mercados que involucren el transporte sostenible basado en hidrógeno. Como por ejemplo, la manufactura celdas de combustible y componentes, sistemas de almacenamiento de hidrógeno en FCEV y aquellos sensores de seguridad y monitoreo.

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 para la exportación de equipos asociados con aplicaciones que demanden hidrógeno verde a Estados Unidos, región en donde se espera un crecimiento acelerado en la demanda de esta molécula impulsado por medidas nacionales como el Inflation Reduction Act (IRA) de agosto de 2022, así como medidas para incentivar la adopción de vehículos, procesos y productos de cero emisiones.

Infraestructura existente de exportación

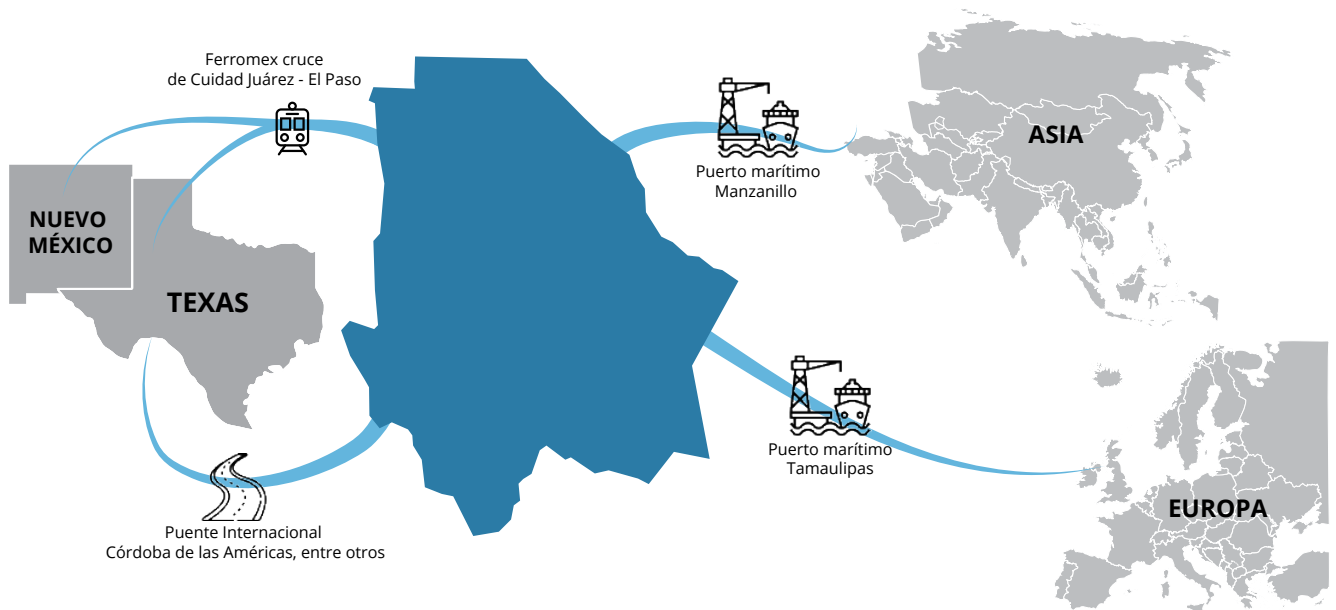
Chihuahua cuenta con 10 cruces fronterizos compartidos con los estados de Nuevo México y Texas (BestMex, 2022). Chihuahua se ubica en la tercera posición en flujo en la frontera norte con un porcentaje de 12.4%, siendo superado por Baja California (58.6%), y Tamaulipas (22.3%) (Datatur, 2022). A continuación, se listan los cruces fronterizos existentes para el transporte de mercancía terrestre:

- Puente Internacional Paso del norte (Chihuahua-Texas)
- Puente internacional Lerdo Stanton (Chihuahua-Texas)
- Puente internacional Córdoba de las Américas (Chihuahua-Texas)
- Puente internacional Ojinaga–Presidio (Chihuahua-Texas)
- Puente Internacional Zaragoza–Ysleta (Chihuahua-Texas)
- Puente Guadalupe – Tornillo (Chihuahua – Texas)
- Puente Internacional Fort Hancock – El porvenir (Chihuahua – Texas)
- Antelope Wells, El Berrendo (Chihuahua – Nuevo México)
- Columbus, Palomas Chihuahua – Nuevo México)
- Santa Teresa, San Jerónimo (Chihuahua – Nuevo México)

Ciudad de Juárez, Córdoba es el cuarto cruce fronterizo con mayor participación durante el 2021 con un 4.2%. En primer lugar, está Tijuana – San Diego con un 42.4%, seguido de Nuevo Laredo II “Juárez – Lincoln” (11.4%) y Tijuana, Puerta México (6.9%) (Datatur, 2022).

La exportación de Chihuahua bien sea hacia Europa o Asia se da a través de puertos marítimos ubicados en otros estados, como por ejemplo Tamaulipas, Colima y Baja California. A continuación, se presentan las principales opciones de infraestructura que puede usar Chihuahua para realizar exportaciones. Se resalta que Chihuahua cuenta con carreteras para el transporte intermodal de mercancías con Estados Unidos, junto con una red ferroviaria de Ferromex para cruce entre El Paso con los estados de Texas y Nuevo México.

Figura 35. Infraestructura existente para exportación desde el estado de Chihuahua .



Fuente: elaboración propia

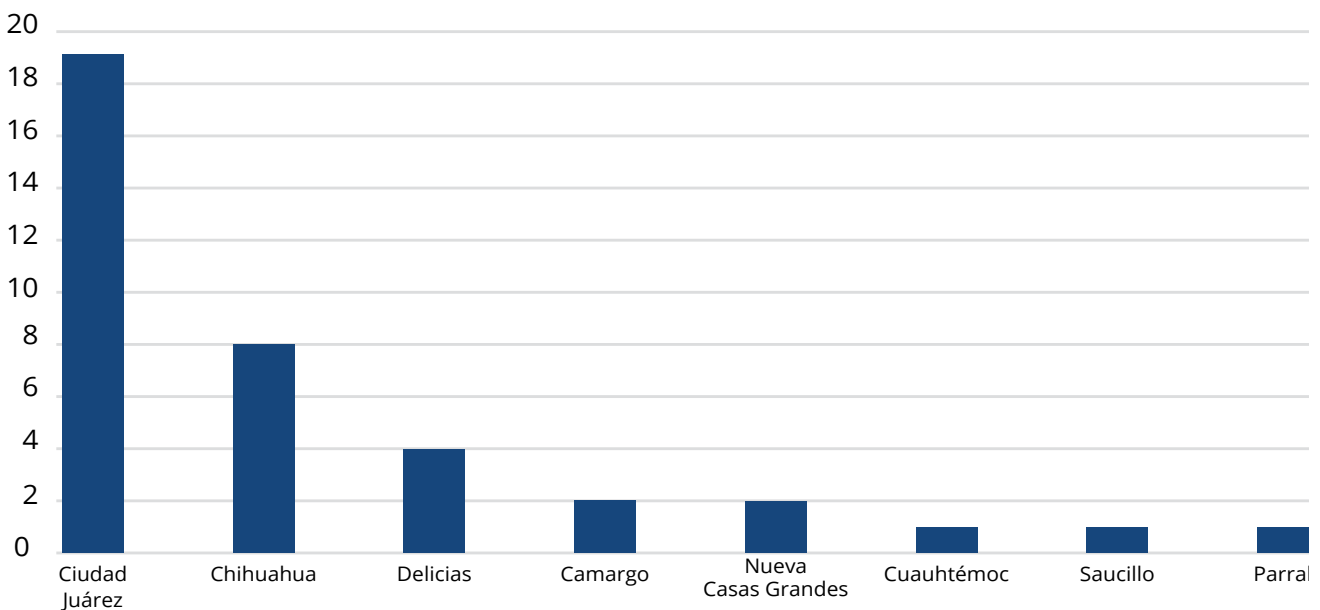
POTENCIALES HUBS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

Parques industriales en Chihuahua (Secretaría de Economía, 2020)

Chihuahua cuenta con 42 parques industriales ubicados principalmente en Ciudad de Juárez (50%), Chihuahua (21%) y Delicias (11%). Los diferentes parques industriales de Chihuahua pueden ser identificados como posibles centros de demanda de hidrógeno verde para establecer hubs de hidrógeno, o como clústeres de producción de equipos y componentes asociados al hidrógeno, con miras hacia la exportación.

Se recomienda realizar un análisis con mayor detalle de las industrias presentes en cada municipio para cuantificar la potencial demanda de hidrógeno verde, requerimientos de pureza del hidrógeno y posible competitividad económica para la sustitución de combustibles o materias primas convencionales por hidrógeno dentro de sus procesos.

Figura 36. Distribución de parques industriales en Chihuahua



Fuente: elaboración propia, datos de (Secretaría de Economía, 2020)

ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA - TEXAS

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.

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

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



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

Transporte de H₂ en EE. UU.



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.



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.
2. CBP (Oficina de Aduanas y Protección Fronteriza) debe autorizar la entrega del producto.
3. Pago de aranceles estimados.

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

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.

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 Chihuahua a Texas

El estado de Chihuahua cuenta con una infraestructura terrestre y ferroviaria para la exportación e importación de productos. Los múltiples cruces fronterizos que tiene Chihuahua con Texas hacen de este medio de transporte el de mayor probabilidad de ser usado a futuro para la comercialización de bienes. A continuación, se describen cada uno de los puentes internacionales de comercio entre Chihuahua (México) y Texas (Estados Unidos de América).

- **Puente Internacional el Paso del Norte:** Puente Paso del Norte ubicado en 1000 S. El Paso Street en Estados Unidos y en la Avenida Juárez en México con un horario de operación de 24 horas (FIDEICOMISO, 2022). El puente está dedicado a peatones y vehículos pesados hacia Estados Unidos.
- **Puente internacional Lerdo – Stanton:** Puente de la calle Stanton ubicado en 1001 S. Stanton. Se identifica que este puente internacional está destinado principalmente para peatones, automóviles de pasajeros (PDNUno, 2022).
- **Puente Internacional de las Américas:** Puente Córdova – Américas ubicado en 3600 E. Paisano uniendo las ciudades El Paso (Texas) y Ciudad Juárez (Chihuahua). Cuenta con carriles destinado a vehículos comerciales conectando la Interestatal 110 al norte con la carretera federal mexicana 45. Se considera como uno de los cruces fronterizos con mayor volumen de vehículos de pasajeros y camiones de carga (BestMex, 2022).
- **Puente Internacional Zaragoza:** Es un cruce fronterizo conocido como Puente Zaragoza y Puente Ysleta-Zaragoza ubicado entre el Paso (Texas) y Ciudad Juárez (Chihuahua) conectando con la calle Zaragoza Road y la avenida Waterfill. El cruce internacional posee dos puentes de cuatro carriles para el tráfico comercial (BestMex, 2022).
- **Puente Internacional Guadalupe Tornillo:** El puente Guadalupe está ubicado entre Tornillo (Texas) y Guadalupe (Chihuahua) conectando con la FM 1088 (EE. UU) y la carretera federal 2 (México). El cruce fronterizo se usa tanto para pasajeros como para transporte de mercancía (BestMex, 2022).
- **Puente Internacional Fort Hancock – El Porvenir:** Cruce fronterizo ubicado entre Fort Hancock (Texas) y el Porvenir (Chihuahua) conectándose la calle FM 1088 y Praxedis Guerrero. A pesar de ser un cruce fronterizo el Puente internacional Fort Hancock no permite vehículos comerciales (BestMex, 2022).
- **Puente Internacional Ojinaga:** Está ubicado entre Presidio (Texas) y Ojinaga (Chihuahua) conectando en el lado de EE. UU con la Ruta 67 y en el lado de México con la carretera federal mexicana 16. Este cruce comercial no permite el cruce de vehículos comerciales y solo se da para la dirección hacia el norte (BestMex, 2022).

8.1. Contexto del hidrógeno en Texas

CONTEXTO DEL HIDRÓGENO EN TEXAS

Potenciales centros de demanda de H₂V en Texas

Mercado actual del hidrógeno (McKinsey Sustainability, 2021)



La producción y demanda al 2021 de H₂ se basa en métodos termoquímicos y como subproducto de refinación

1

En la actualidad se cuentan con aproximadamente **48 plantas productoras de hidrógeno a través de SMR** (reformado de gas natural).



2

Se tienen instalados **más de 1,400 km de tuberías de hidrógeno**, lo que hace que Texas posea más del 50% del total de tuberías de H₂ de Estados Unidos y **cerca del 33% a nivel mundial**.



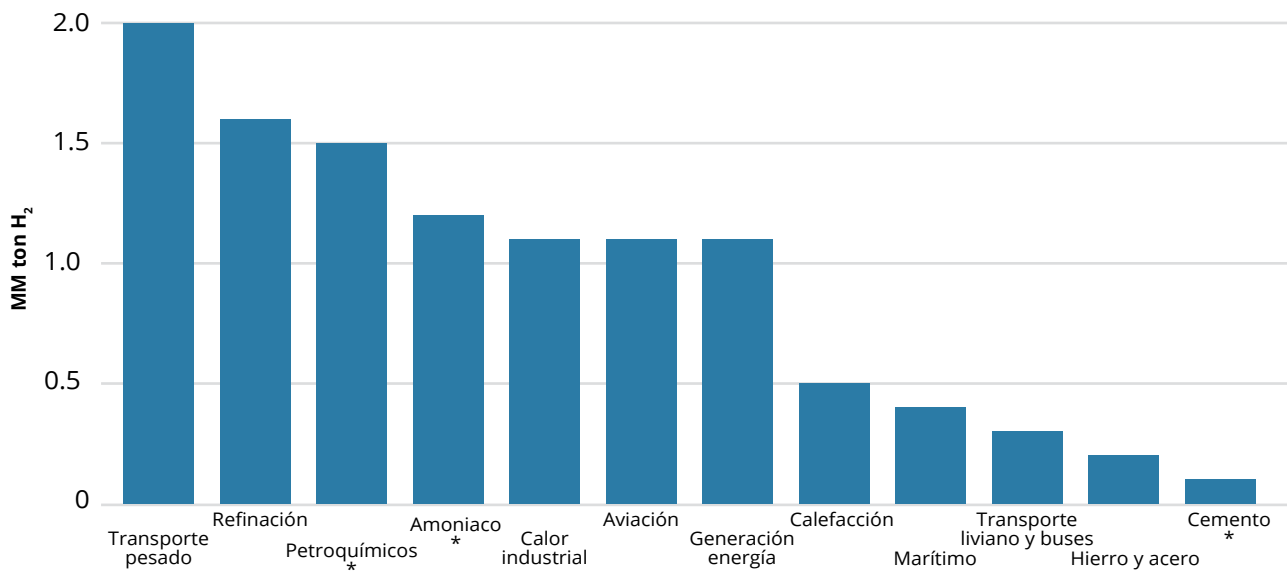
Mercado futuro (2050) del hidrógeno limpio (McKinsey Sustainability, 2021)

Texas se proyecta como uno de los estados de mayor demanda y consumo de hidrógeno. Para el 2050 se estima que tendrá una demanda de hidrógeno limpio de 21 millones de toneladas al año (alrededor de 100 veces el consumo actual de H₂ gris de PEMEX) (PEMEX, 2018); de los cuales 11 millones de toneladas serán para consumo doméstico y 10 millones para exportación.

Se proyecta que el principal segmento de demanda será el transporte carretero pesado, seguido de la refinación y petroquímicos, y después por magnitudes similares para suministrar calor industrial, generación de energía eléctrica, y combustible para aviación. En menores cantidades, también se proyecta que habrá demanda de hidrógeno bajo en carbono para el transporte marítimo, transporte terrestre liviano y autobuses de pasajeros, así como las industrias del hierro, acero y cemento.

La Figura 38 presenta la distribución de demanda proyectada por sector económico.

Figura 37. Demanda futura (2050) de hidrógeno limpio en los estados de Texas y Luisiana.



Fuente: elaboración propia, datos de (McKinsey Sustainability, 2021)

(* Demanda agrupada entre los estados de Texas y Luisiana.

Es importante mencionar que las demandas de hidrógeno referidas anteriormente son de hidrógeno limpio. Según el reporte “Houston as the Epicenter of a Global Clean Hydrogen Hub” (McKinsey Sustainability, 2021), el hidrógeno limpio es aquel hidrógeno producido que cumple con ciertos objetivos de emisiones de CO₂, pero no especifica el tipo de tecnología para producirlo, por lo que podría estar abierto también a hidrógeno azul (producido a partir de reformado de gas natural con sistemas de captura de carbono), reformado de biogás u otras rutas de producción (Congress website, 2021).

Proyectos de H₂ limpio en Texas



Producción de H₂ con capacidad instalada de 120 MW de electrólisis.

Compañía: New Fortress Energy.

Ubicación: Beaumont – Texas.

Tecnología: Plug Power Tech.

Mercado: Sector petroquímico, refinación e industrial del Port Beaumont y el Distrito Navegación Sabine Neches (S&P Global, 2022).



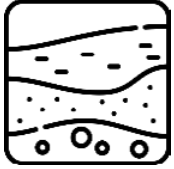
Producción de hidrógeno para central de generación de ciclo combinado de 1,215 MW.

Compañía: Entergy Texas.

Ubicación: Condado Orange

Tecnología: Turbinas de gas natural en mezcla con H₂.

Mercado: Generación de energía eléctrica (Sempra, 2022).



Hydrogen City.

La fase 1 será de 2 GW de electrólisis junto con dos cavernas de sal para almacenamiento en estado operacional para el 2026. La meta es lograr capacidad renovable de 60 GW y producción total de H₂ de 3 millones de toneladas por año.

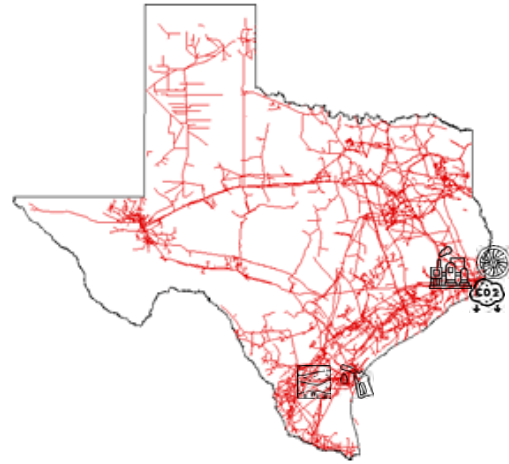
Compañía: Green Hydrogen International.

Ubicación: Condado Duval

Tecnología: N/A.

Mercado: Demanda local con foco principal en hub industrial del Puerto Corpus Christi, dentro de los productos del proyecto se encuentran amoníaco verde (exportación y fertilizantes), combustibles para aviación sostenibles (suministro al puerto de Brownsville), hidrógeno para consumo directo en industria o consumo dentro del estado (ammoniaenergy, 2022).

Figura 38. Ubicación geográfica de los principales proyectos de hidrógeno en Texas.



Fuente: elaboración propia con mapa de (Eagle Ford Shale, 2017)



Producción de H₂ bajo en carbono a través de SMR y captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS).

Compañía: Port Arthur, Air Products, Denbury y Valero.

Ubicación: Port Arthur

Tecnología: SMR con CCUS y aprovechamiento CO₂ para recuperación mejorada de petróleo (EOR).

Mercado: Materia prima para la refinería Valero (MIT, 2013)



Firma de memorando de entendimiento para el desarrollo de un centro de producción de combustibles bajos en carbono

Compañía: Apex Clean Energy, Ares Management, EPIC Midstream y la Autoridad del Puerto de Corpus Christi.

Ubicación: Puerto de Corpus Christi

Tecnología: N/A.

Mercado: Sector petroquímico, refinación e industrial.

8.2. Exportación de hidrógeno de Chihuahua a Texas

EXPORTACIÓN DE HIDRÓGENO DE CHIHUAHUA A TEXAS

Análisis de costos exportación de hidrógeno por tierra Nuevo León – Texas en 2030

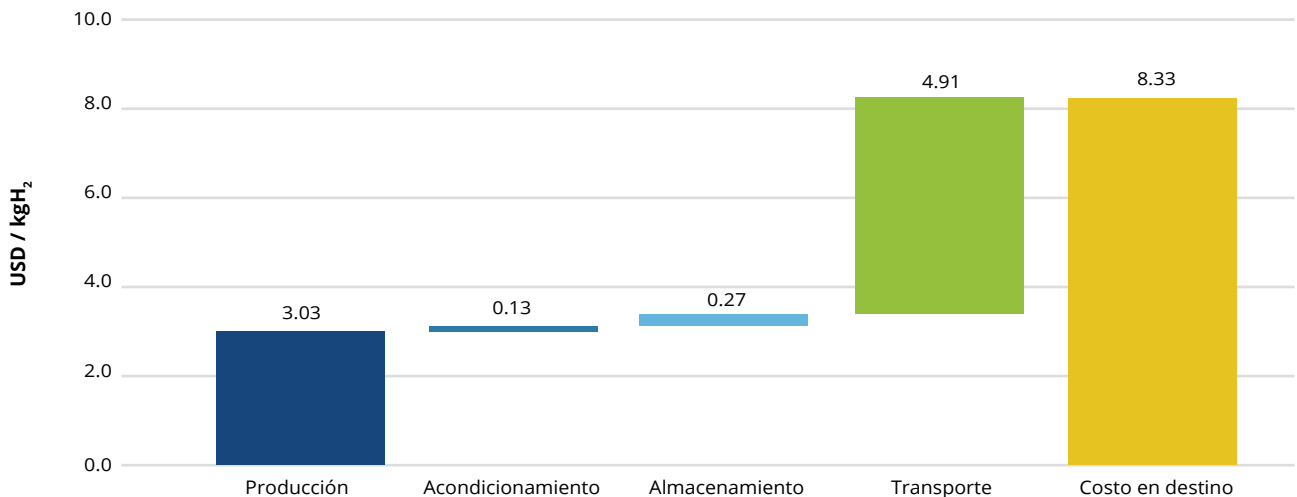
Con el fin de evaluar la viabilidad económica de producción de hidrógeno verde en Chihuahua para su exportación a Texas, se realizó un análisis de costos de producción, acondicionamiento, almacenamiento y transporte. El costo del hidrógeno se calculó para ser suministrado al puerto de Corpus Christi, donde se planea el desarrollo de un hub de hidrógeno a gran escala para consumo local o con miras a exportación.

El análisis de costos consideró que el hidrógeno será producido a partir de electrólisis alimentada por un parque solar fotovoltaico en la región norte de Chihuahua, entre los municipios de Ahumada, Guadalupe y Coyame, cerca de la frontera con Estados Unidos. Esta región se seleccionó debido a su cercanía y a la extensión de cerca de 1,743 km² disponible entre los tres municipios. El potencial teórico de electrólisis para el 2030, con un LCOH inferior a 3.03 USD/kg, es de 2.8 GW para Ciudad Juárez, 22 GW para Guadalupe y de 56 GW para Ahumada.

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 hidroduto dedicado de hidrógeno. Algunas de las consideraciones evaluadas para el análisis son las siguientes.

- Distancia entre planta de producción de hidrógeno en Chihuahua y el lugar de destino en Texas de 1,194 km (Puerto Corpus Christi).
- Ruta de transporte terrestre usando la carretera I-10 E en Estados Unidos para el caso de transporte mediante tube trailers.
- Puerto de Corpus Christi como lugar de destino.
- Demanda diaria para exportar de 296 ton/día desde Chihuahua a Texas. El valor se seleccionó con el fin de cubrir el 3% de la demanda actual de hidrógeno de Texas.²⁵

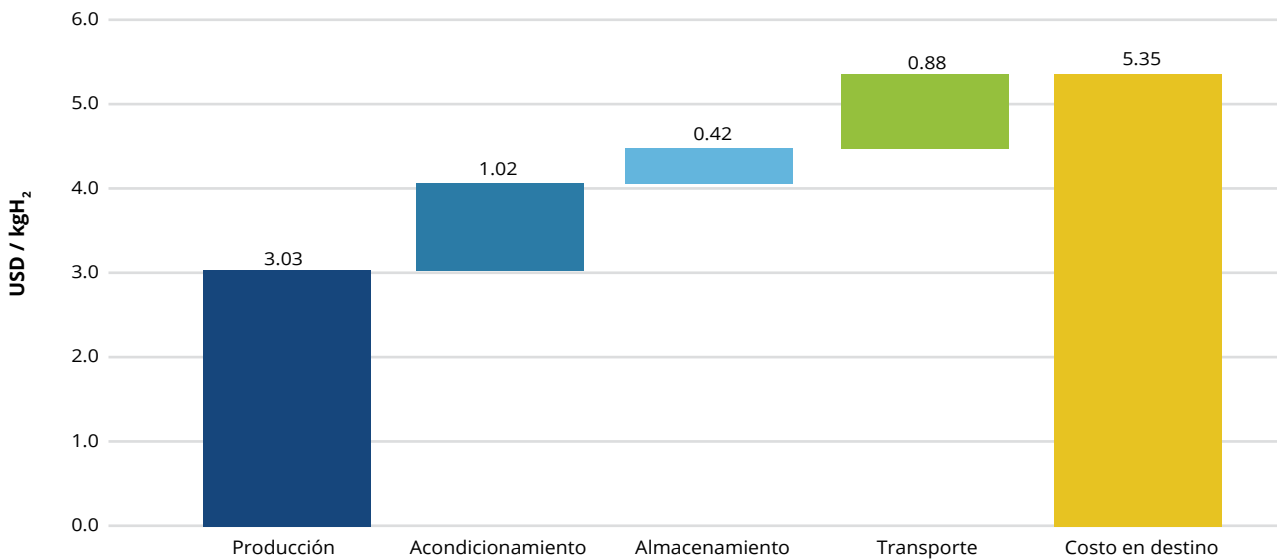
Figura 39. LCOH a 2030 para exportación terrestre de hidrógeno verde comprimido en tube trailers.



Fuente: elaboración propia.

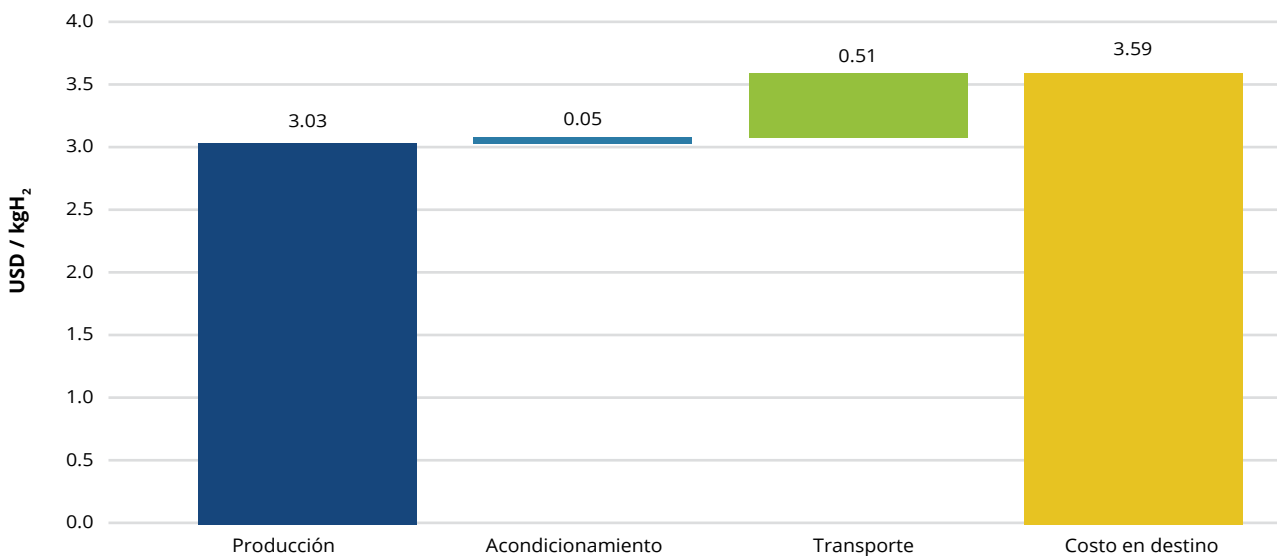
²⁵ Demanda actual de hidrógeno Texas de 3.6 millones de toneladas al año.

Figura 40. LCOH a 2030 para exportación terrestre de hidrógeno verde líquido en trailers.



Fuente: elaboración propia.

Figura 41. 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 del análisis es de 3.03 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 162% del costo de producción, lo cual hace que se triplique 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 175% adicional a su costo de producción en 8.33 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 $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ a los cuales se logra la licuefacción del hidrógeno. Con ello se puede entregar el hidrógeno con un 77% adicional a su costo de producción para esta ruta en 5.35 USD/kg.

El transporte de hidrógeno comprimido por hidroductos es el que tiene menor costo, agregando tan sólo un 19% de costo para su entrega final por el acondicionamiento y transporte, resultando en un 3.59 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 lo 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. La inversión requerida para los ductos crece conforme lo hace la distancia. Por otra parte, dado que la competitividad de estos se consigue solo 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 Corpus Christi - Texas. Las reducciones en la demanda analizadas fueron de 30%, 50% y 70% con relación a la demanda base establecida en las simulaciones anteriores (107,981 ton/año). La siguiente tabla ilustra el análisis de sensibilidad describiendo la cantidad de hidrógeno enviada a Texas a través de hidroductos y su LCOH asociado. Para una reducción en la demanda de transporte del 30% sólo se ve un incremento en el LCOH del 6% mientras que para una reducción del 70% su costo fue de 4.70 USD/kg H₂ asociado a un incremento del 31%. Sin embargo, incluso para una reducción en la cantidad de hidrógeno enviada a Texas 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 15,150 ton/año de hidrógeno.

Tabla 7. Análisis de sensibilidad LCOH para transporte de H₂ desde Chihuahua a Texas – Corpus Christi mediante hidroductos.

| Porcentaje de reducción* | Demanda (ton/año) | Porcentaje de la demanda de Texas | LCOH entregado por gasoducto USD/kg |
|--------------------------|-------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|
| 0% | 107,981 | 3% | 3.59 |
| 30% | 75,618 | 2.1% | 3.80 |
| 50% | 54,022 | 1.5% | 4.07 |
| 70% | 32,426 | 0.9% | 4.70 |

Fuente: Elaboración propia

*Reducción respecto al caso base propuesto de suministrar el 3% del consumo actual del estado de Texas.

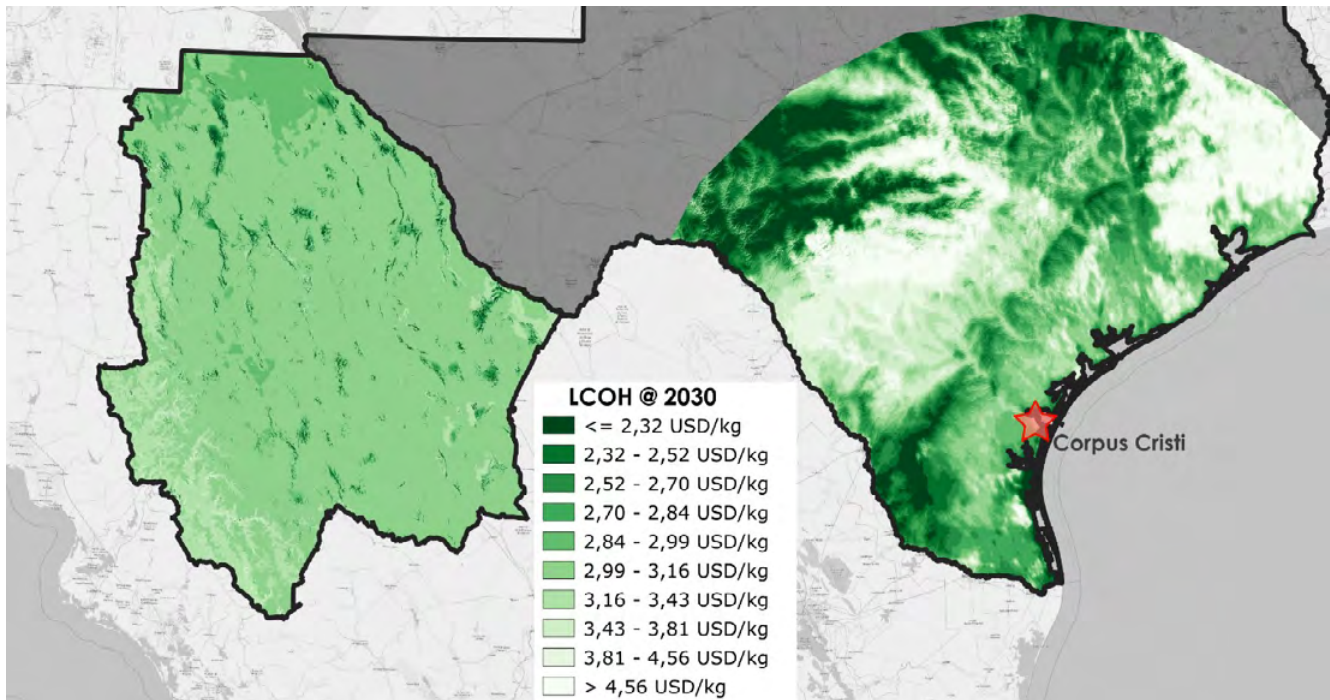
Competitividad de la producción de H₂ de Chihuahua frente al de Texas

Con el fin de evaluar el potencial de exportación de hidrógeno verde desde el estado de Chihuahua (México) a Texas (Estados Unidos), se realizó un análisis de contorno del costo de producción de hidrógeno verde para dos regiones: 1) el estado completo de Chihuahua y 2) en un área de 500 km² desde el Puerto de Corpus Christi.

El Puerto de Corpus Christi se seleccionó ya que en este lugar se cuenta con grandes consumos de hidrógeno para la industria del Oil & Gas; además, cuenta con planes estratégicos regionales de convertirse en uno de los hubs industriales para la producción y consumo de hidrógeno a nivel global.

La Figura 44 presenta el mapa de contornos para las dos regiones de comparación, ilustrando los LCOH en USD/kg H₂ para el 2030. La fuente renovable para la producción de hidrógeno verde en Chihuahua se eligió a ser solar fotovoltaico mientras que para el área evaluada de Texas fue energía eólica.

Figura 42. LCOH al 2030 en regiones cercanas a Puerto de Corpus Christi (radio 500 km) y Chihuahua para evaluación de competitividad de exportación desde Chihuahua a Texas ²⁶



Fuente: elaboración propia.

La producción del hidrógeno más competitivo para Chihuahua se da en la región norte, entre los municipios de Ahumada, Guadalupe y Coyame ubicadas cerca de la frontera con Estados Unidos de América. El área cuenta con una extensión de aproximadamente 1,743 km² disponible con un potencial teórico de electrolisis para el 2030 de 2.8 GW en Ciudad Juárez, 22 GW en Guadalupe y 56 GW en Ahumada. El LCOH para el 2030 en estas regiones se ubica en promedio en 3.03 USD/kg H₂. A pesar de que Chihuahua cuenta con recursos renovables para la producción de hidrógeno verde, se identifica que existen otros estados fronterizos como Nuevo León (1.93 USD/kg H₂) y Coahuila (2.0 USD/kg H₂) con costos de producción de hidrógeno verde menores

La Figura 44 determinó que Texas posee 690 km² de tierra disponible cerca al centro de demanda de Corpus Christi para la producción de hidrógeno verde con valores por debajo de 1.87 USD/kg H₂ a partir de energía eólica en los condados de Jim Hogg, Webb, Zapatan y Kennedy. Estas regiones se visionan como puntos de producción y suministro de hidrógeno verde hacia puntos de alta demanda en Corpus Christi. Los excelentes recursos renovables, principalmente eólicos, disponibilidad de tierra y acceso a subsidios como aquellos establecidos por el Inflation Reduction Act (IRA) dificultará que regiones mexicanas compitan económicamente en la producción de hidrógeno verde y su potencial exportación al mercado de EE. UU.

Impacto del Inflation Reduction Act en exportaciones a EEUU

En agosto del presente año el gobierno de EEUU aprobó la “Ley de Reducción de la Inflación” (Inflation Reduction Act, IRA), la cual plantea una inversión histórica en el país en energías limpias y transición energética. Como parte de un robusto paquete de incentivos, proporciona beneficios económicos a los productores de hidrógeno bajo en emisiones en la forma de créditos tributarios a la producción (Production Tax Credits, PTC) o 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 por 10 años. Para ello, el hidrógeno debe ser producido con una intensidad de emisiones menor a 0.45 kgCO₂e/kgH₂, lo cual es posible únicamente con hidrógeno verde, y debe cumplir con otras condiciones relacionadas con condiciones laborales y creación de empleos asociados al proyecto.

²⁶El mapa de contorno presenta el menor LCOH para los estados de Chihuahua (México) y Texas (EE. UU). El LCOH para Chihuahua se obtuvo bien sea de solar fotovoltaica o eólica mientras que el estado de Texas asumió exclusivamente energía eólica. La grafica no tomó en cuenta restricciones ambientales, sociales y/o topográficas.

Este subsidio aplica a proyectos de hidrógeno bajo en emisiones en EEUU 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 Estados Unidos, pero podría desencadenar otras oportunidades como un despliegue más temprano de infraestructura asociada al hidrógeno en la zona fronteriza y una demanda en la manufactura de tecnologías para la producción y aprovechamiento de hidrógeno.

Análisis de la exportación de hidrógeno verde de Nuevo León a Texas

1

El hidrógeno bajo en carbono se identifica como una de las prioridades a corto, mediano y largo plazo en Texas siendo los parques industriales y regiones basadas en el Oil & Gas las de mayor interés en descarbonizar sus procesos productivos. El despliegue de parques renovables como solar fotovoltaico y eólico en Texas serán drivers que catalizarán el uso de la infraestructura para el despliegue de plantas de hidrógeno.

2

Estados Unidos se encuentra inyectando incentivos financieros para la reducción del CAPEX y OPEX de plantas de electrólisis en su territorio que harán que el hidrógeno verde producido en Chihuahua no sea atractivo para ser exportado a regiones de alta demanda (Texas). Se recomienda que Chihuahua haga uso de sus plantas industriales de manufactura en los parques industriales para posicionarse como proveedor de equipos, dispositivos e instrumentación para aquellas plantas que involucren hidrógeno verde, como también sistemas de autoparte para FCEV.

3

Los análisis mostraron desafíos en la competitividad económica del hidrógeno de Chihuahua frente al de Texas siendo el LCOH de producción de Chihuahua 1.6 veces más costoso que el de Texas para el 2030. Además, Texas 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) que apoyaran la inversión americana en proyectos de territorio estadounidense. El hidrógeno verde de Chihuahua no mostró competitividad frente a los costos de producción de estados vecinos; sin embargo, Chihuahua cuenta con un perfil exportador que debe ser estudiado con un mayor detalle para identificar su rol como actor dentro de la economía del hidrógeno.

4

Los “early adopters” de hidrógeno verde en Texas son aquellos complejos industriales petroquímicos de la Costa del Golfo. Estados Unidos es el principal mercado que compra productos de manufactura de Chihuahua, con una participación del 88.7% de las exportaciones internacionales, por lo tanto, se debe de aprovechar la excelente relación comercial con EE. UU para potenciar nuevas relaciones comerciales que puedan existir entre Texas y Chihuahua que involucre el intercambio de bienes y servicios relacionados con la economía del hidrógeno.

5

Los municipios de Ahumada, Guadalupe y Coyame representan la región con mayor potencial en Chihuahua para producción de hidrógeno verde a LCOH de 3.03 USD/kg a partir de solar fotovoltaica y una extensión cercana a los 1,743 km². Este hidrógeno está fuera de ser competitivo para fines de exportación. Sin embargo, este puede ser generado para consumo doméstico en Chihuahua en aplicaciones como movilidad sostenible y en la producción de productos con menor huella de carbono que se proyecten a tener etiqueta verde.

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

9.1. Barreras y obstáculos

Chihuahua cuenta con una gran capacidad instalada de generación de energía eléctrica a partir de gas natural, que en su mayoría se importa de Estados Unidos a precios competitivos, lo que no posiciona al hidrógeno verde de forma económicamente competitiva en procesos de combustión.

- **Cerca del 70% de la energía producida en Chihuahua se genera a partir de gas natural de bajo costo.** Se estima que este sea el energético de menor costo en el estado hasta la década del 2040. Esto representa un reto para la adopción de hidrógeno verde en aplicaciones donde se pretenda sustituir al gas natural como un energético, ya sea para la generación de energía eléctrica en ciclos combinados, en blending con gas natural, o en la producción de calor para procesos industriales.
- **Se debe favorecer el uso de energías renovables (solar y eólica) para la descarbonización de la red eléctrica en Chihuahua,** por su competitividad en precios, mientras que el hidrógeno debe tener prioridad en industrias difíciles de electrificar como la producción de amoníaco y productos químicos.
- **El hidrógeno verde alcanzará paridad de costos con el hidrógeno gris entre mediados y finales de los 2030,** por lo que se espera que su sustitución en aplicaciones actuales, como la producción de amoníaco o de papel y cartón, se vea retrasada hasta entonces, a menos que se apliquen incentivos a su producción o mandatos de reducción de emisiones en dichos segmentos.
- **Actualmente no existe un incentivo claro para la adopción de hidrógeno verde,** 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 en lugar de combustibles fósiles más contaminantes.
- **No existen mandatos generales de reducción de emisiones en los segmentos industriales donde el hidrógeno verde podría ser la única alternativa de**

descarbonización, las empresas que actualmente lo están considerando persiguen metas corporativas de reducción de emisiones sin carácter obligatorio.

- **La posibilidad de producir y exportar hidrógeno verde a Texas se ve limitada por los incentivos a la producción de energía renovable e hidrógeno limpio aplicables en EEUU.** Chihuahua cuenta con recursos renovables similares a los de Texas, pero los subsidios implican una ventaja significativa en el costo final de producción. Adicionalmente, Texas cuenta con una amplia infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrógeno, y sus actuales centros de demanda se encuentran alejados de la frontera con Chihuahua, hacia el suroeste del estado.

9.2. Oportunidades

9.2.1. Producción de hidrógeno verde a costos competitivos

Chihuahua podría aprovechar su abundante recurso solar, con potencial de instalar hasta 70 GW de electrólisis para producir H₂V por debajo de los 3 USD/kg en 2030.

- El mayor potencial eólico del estado se ubica en las regiones norte y oriente del estado, donde se alcanzan factores de planta de hasta 58%. El potencial solar también es más abundante en el norte y el oriente, alcanzando factores de planta máximos de 26%.
- Los costos de producción de hidrógeno más competitivos a partir de energía solar se encuentran **en el municipio de Ascensión, donde se podrían instalar hasta 54 GW de electrólisis con un costo inferior a los 3 USD/kg en 2030;** sin embargo, este potencial se encuentra lejos de las zonas de consumo, por lo que se deberían desarrollar proyectos de gran escala para que el transporte del hidrógeno o sus subproductos no tenga un impacto significativo en el costo final.
- Si bien el recurso eólico no es predominante en el estado, se identificó un **potencial para alimentar hasta 1 GW de electrólisis y así producir hidrógeno a un**

costo entre 2.5 y 3 USD/kg hacia 2030 en el municipio de Camargo.

- Los primeros parques de generación de hidrógeno a gran escala podrían funcionar a partir de energía eólica por su menor costo nivelado de producción y cercanía a los posibles centros de consumo.
- Para 2030, Chihuahua tendrá un potencial para instalar cerca de 70 MW de electrólisis con un costo de producción de hidrógeno menor a 2 USD/kg y 73 GW a un costo menor a 3 USD/kg.
- Para 2050, el recurso solar del estado permitiría la instalación de hasta 1.3 TW de electrólisis para producir hidrógeno a un costo inferior a 2 USD/kg. Aprovechando las zonas con mejor radiación se podrían instalar hasta 200 MW produciendo por debajo de los 1.5 USD/kg.

9.2.2. Descarbonización de la industria

La producción de amoníaco verde para fertilizantes podría detonar la demanda de hidrógeno verde en el estado, con retos por resolver para ser competitivo en costos antes de 2040.

- La demanda actual de hidrógeno en Chihuahua es producida por combustibles fósiles. Esta demanda anual, estimada en 71 kton (miles de toneladas) se utiliza principalmente en la fabricación de amoníaco y químicos para la elaboración de fertilizantes, lo que representa el 84% del consumo de hidrógeno en el estado. La producción de microchips y papel, pulpa y cartón son los otros dos sectores que consumen hidrógeno identificados, con una participación del 8% cada uno.
- En Chihuahua, se espera que el amoníaco verde sea competitivo en costos con el convencional (gris) antes de 2040 y tenga una potencial demanda de 60 mil toneladas por año. La producción local de amoníaco para fertilizantes podría representar una oportunidad de impulsar la certidumbre en la agricultura en el estado. Además, la producción local podría garantizar un suministro de fertilizantes a precios constantes, evitando riesgos por la volatilidad como las alzas experimentadas durante 2022 en el mercado internacional.
- La producción de amoníaco en el complejo petroquímico de Pemex en Camargo podría ser el *off-taker* ancla para un proyecto de producción de hidrógeno verde de gran escala, posibilitando su suministro a costos competitivos para otros usos con menor demanda como la producción de semiconductores, papel

y cartón, o entre los primeros despliegues de vehículos de transporte pesado con celdas de combustible.

- Se estima que el hidrógeno verde tenga un menor costo por unidad energética que el diésel, la gasolina, y la electricidad de la red antes de 2035. Procesos industriales con alta demanda energética podrían usar hidrógeno verde como fuente de calor o electricidad competitiva y limpia a partir de entonces, reduciendo además la dependencia de las importaciones de gas natural. En aplicaciones donde además la tecnología para aprovechar el hidrógeno es más eficiente que la tecnología convencional, como las celdas de combustible frente a los motores a combustión, la paridad económica del hidrógeno verde podría ser aún más temprana.
- Entre 2020 y 2050, la demanda del hidrógeno en Chihuahua podría multiplicarse alrededor de 5 veces, siendo primordial su uso en aplicaciones actuales como la producción de amoníaco para fertilizantes, vidrio, microchips y papel; pero también para nuevos usos como es el transporte.

9.2.3. Descarbonización del transporte

Los primeros casos de negocio rentables con hidrógeno verde en el transporte pesado podrían verse en los siguientes cinco años, y se perfila a ser el segundo segmento de mayor demanda de H₂V hacia 2050.

- Acompañado del crecimiento económico del estado, la flota vehicular en Chihuahua también ha presentado un aumento sostenido anual cercano del 4.1 % 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 96,000 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 de carga pesada).
- El transporte de carga pesada con hidrógeno tendría una paridad de costo a mediados de la presente década, por lo que este segmento podría ver los primeros casos de negocio. 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 para realizar a corto plazo.
- 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 aumente la oferta y la infraestructura de suministro de en estaciones de repostaje de hidrógeno (HRS).**

- En 2050, la demanda de hidrógeno verde para el transporte pesado podría alcanzar las 90 mil toneladas por año, lo que vendrá con oportunidades de negocio a lo largo de la cadena de valor desde la producción, acondicionamiento, transporte y despacho en estaciones de repostaje de H₂; además de las asociadas con la adquisición, operación y mantenimiento de los vehículos de hidrógeno en sí.

9.2.4. Chihuahua como exportador de equipos asociados al hidrógeno

Chihuahua podría establecer una industria de manufactura para exportación de vehículos de celda de combustible y otras tecnologías asociadas, haciendo uso de su fuertes vocaciones industrial y automotriz, ubicación y del tratado de libre comercio con EEUU.

- Chihuahua es una de las entidades federativas de México con mayor participación en la producción de bienes y servicios para la exportación, representando el 13% del total nacional durante 2021. Además, cuenta con una abundante actividad industrial, albergada en 42 parques industriales, 2 microparques y 4 nuevos parques industriales que se encuentran en construcción.
- El estado se caracteriza por la comercialización de equipos de transporte siendo líder a nivel nacional, con cerca de 13 mil millones de dólares de exportaciones tan sólo en esta industria en 2021.
- Su principal socio comercial e inversionista son los Estados Unidos, donde se espera un acelerado despliegue de tecnologías de hidrógeno limpio, en particular en el transporte.
- El despliegue de tecnologías asociadas al hidrógeno verde en mercados en crecimiento generará un incremento en la demanda de sus equipos y componentes asociados, como electrolizadores, celdas de combustible, vehículos de celdas de combustible, entre otros. Al ser tecnologías 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 a nivel global. Por ejemplo, hay una capacidad de electrolisis 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, impulsado en buena medida por subsidios federales. 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.
- Existen rutas de transporte terrestre de alto flujo para el comercio entre Chihuahua y EEUU usando, principalmente, la carretera federal 45 o Panamericana cruzando desde el Paso (Texas) a Ciudad Juárez – Chihuahua – Delicias – Camargo, y continuando en dirección al sur hacia el centro del país, así como diez cruces fronterizos en total con Nuevo México y Texas.
- La cercanía fronteriza con Estados Unidos, un perfil industrial hacia la producción de equipos de transporte, junto con una mano de obra calificada, regulaciones que apoyan la manufactura y el comercio de bienes, y sus plantas manufacturera y logística, pueden posicionar a Chihuahua como una región potencial para el suministro de partes automotrices que pueden beneficiar el desarrollo de vehículos de celdas de combustible en el estado a nivel regional.

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 Chihuahua.

- 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 para impulsar 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 Chihuahua** que integren la visión de los diferentes actores y que lleve la coordinación y el apoyo del Gobierno del Estado, idealmente a través de la Agencia Estatal de Desarrollo Energético de Chihuahua, lo cual se ha visto con resultados favorables en otros estados en México y el extranjero.
- A partir de la visión general plasmada en la Estrategia Estatal, el **desarrollo de Hojas de Ruta por segmento de aplicación (industria, energía, transporte de carga, transporte de pasajeros, manufactura, 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 la producción de amoníaco, el transporte, 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.
- 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, la producción de amoníaco para fertilizantes 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 desarrollar 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. Para ello se sugiere también involucrar a instituciones de investigación aplicada.
- **Analizar el planteamiento de la adopción de hidrógeno verde para la reactivación de la producción de amoníaco en el Complejo Petroquímico de Camargo**, como un habilitador sustentable y oportunidad de amplio despliegue de generación de energía renovable y la producción de hidrógeno verde y sus derivados buscando, además, incrementar la independencia agroalimentaria del estado mediante la producción local de fertilizantes nitrogenados.
- **Estudiar el desarrollo de un corredor de transporte pesado con hidrógeno verde en torno a la ruta Ciudad Juárez – Chihuahua – Delicias – Camargo**, con posibles ramificaciones en dirección sur hacia Torreón o por la frontera norte hacia Nuevo México o Texas. 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. Existe la oportunidad en el corto plazo para avanzar con pruebas piloto para el transporte pesado con hidrógeno en centros de alta demanda logística.
- **Evaluar el desarrollo de proyectos para la producción de hidrógeno verde para el transporte pesado en regiones con alto potencial a lo largo de la ruta como los municipios de Ahumada y Camargo.** De ser cercano a Camargo, también se podría considerar que proviniera de un proyecto de mayor escala para suministrar hidrógeno a la producción de amoníaco en el complejo petroquímico de Pemex en ese municipio y a su vez alimentar las flotas vehiculares.

- En cuanto a la fabricación de equipos, **realizar un diagnóstico de las capacidades de manufactura existentes y potenciales en Chihuahua aplicables a las tecnologías de hidrógeno, en particular en el sector automotriz y de autopartes.** 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.
- 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, incluso a nivel regional con los estados vecinos en México, así como Texas o Nuevo México. Para ello sería recomendable una coordinación sinérgica entre los sectores industrial, académico y gubernamental.

- **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 actualmente más económicos que aquellos con hidrógeno, los vehículos con gas natural no lograrán la reducción total de emisiones y su costo de operación seguirá en aumento por las siguientes décadas.

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 Chihuahua y Análisis Cualitativo de Demanda de Hidrógeno Verde.

Ficha técnica de Caracterización General del Estado de Chihuahua

[Resumen. Chihuahua – INEGI](#)

[Entidades federativas de México por PIB](#)

[Chihuahua: Economía, empleo, equidad, calidad de vida, educación, salud y seguridad pública](#)

[Exportaciones por entidad federativa – INEGI](#)

[Conjuntos de datos vectoriales de información topográfica escala 1:250 000 Chihuahua Serie VI](#)

[Infraestructura de gas natural en México](#)

[Santa María — Zuma Energía](#)

[Presentación – Energía Aljaval](#)

[Proyecto Kaixo Solar – México – Bas Corporation](#)

[Planta Solar “Camargo”. - Balam Fund](#)

[Inaugura Gobernador Parque Solar 1 “Los Santos” | Portal Gubernamental del Estado de Chihuahua](#)

[Análisis de Instrumentos Estatales de Política de Cambio Climático - Chihuahua](#)

[Superficie. Chihuahua de Zaragoza](#)

[Mexico - Vehículos de Motor Registrados en Circulación 2021, Datos al mes de diciembre](#)

[ProAire Chihuahua](#)

[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 Chihuahua](#)
4. [Precios de gasolina en Chihuahua](#)
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 8 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 8. 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 costos de

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

Tabla 9. Evolución técnico-económica de las tecnologías de producción de energía renovable y de hidrógeno.

| | 2022 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--------------------------------------|------|------|------|------|------|
| Solar PV²⁷ | | | | | |
| CapEx [USD/kW] | 630 | 570 | 513 | 454 | 420 |
| Eólica²⁹ | | | | | |
| CapEx [USD/kW] | 885 | 854 | 813 | 730 | 685 |
| Electrólisis PEM²⁸ | | | | | |
| 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 |
| Presa 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 |

²⁷ Proyección de Inicio, basada en los datos del reporte "Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina" (BID, 2019).

²⁸ 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 |

A 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%, resultan-

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

do en 31.2 MW/km² para el caso de la energía solar y de 4 MW/km² para el caso de la energía eólica.

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

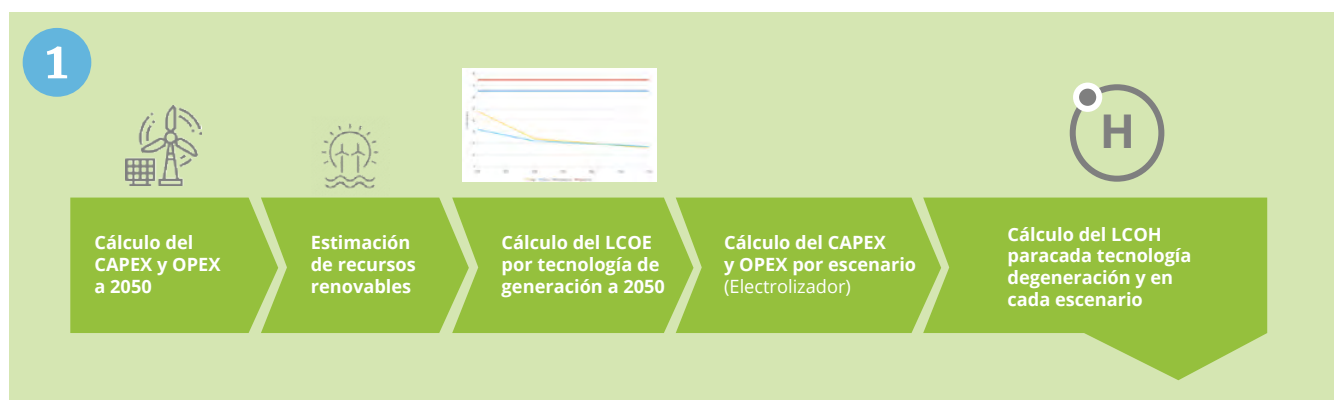
La viabilidad económica en la adopción del H₂V en las diferentes aplicaciones está sujeta a su competitividad en costos contra los energéticos que se emplean actualmente en cada industria.

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 43).

Figura 43. 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 44. 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:

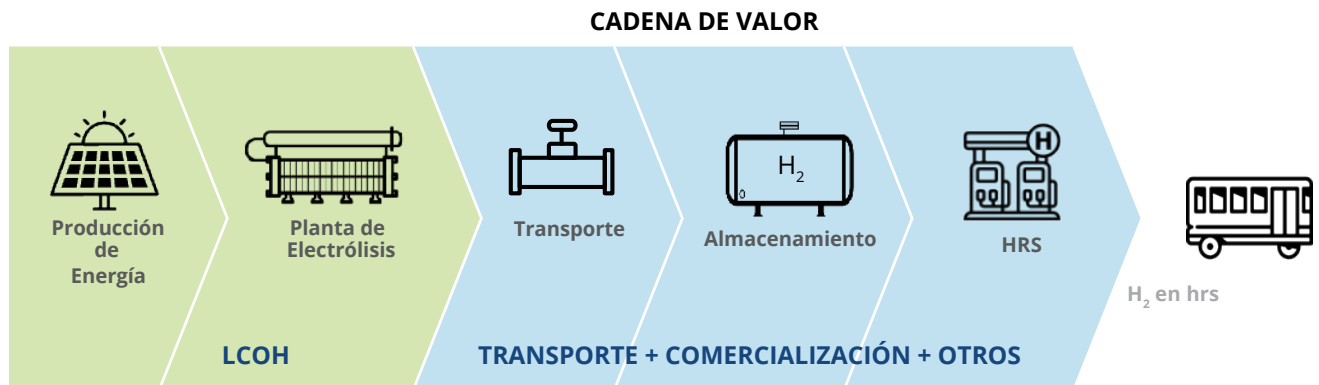
https://proyectocer.org/assets/img/Propuesta-para-la-creaci%C3%B3n-de-un-Diagn%C3%B3stico-Socio-Cultural-del-Territorio_abril-2020.pdf

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 45.

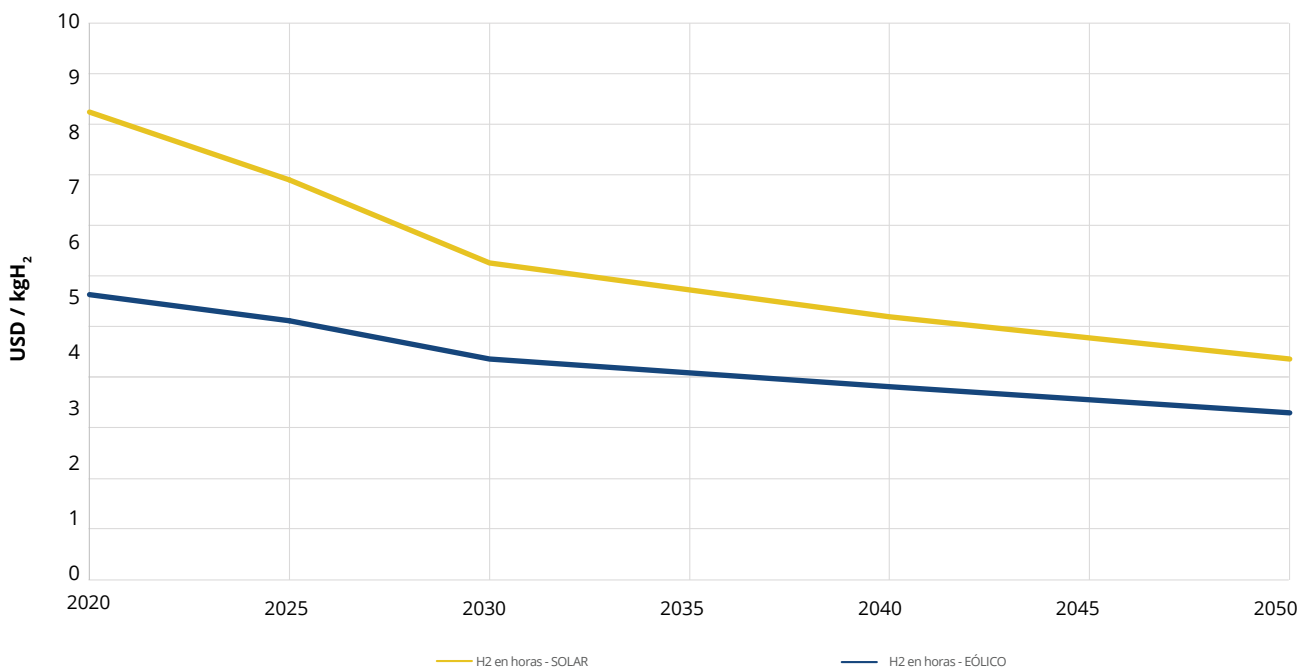
Figura 45. Cadena de valor para la producción, transporte y uso final del hidrógeno en el transporte.



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 46 muestra dicha proyección.

Figura 46. Costo del hidrógeno en punto de suministro para vehículos (HRS).



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.

Tabla 10. Suposiciones de técnicas, operacionales y de CAPEX para las estimaciones de TCO para transporte.

| | Año | ICEV | BEV | FCEV | Fuente |
|---------------------|----------------|---------|---------|-----------|--|
| CAPEX (USD) | 2020 | 286,000 | 840,623 | 1,050,779 | 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 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 FCEV: http://www.diva-portal.se/smash/get/diva2:1372698/FULLTEXT01.pdf |
| | 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 | Cascadia ICE: https://www.fleetowner.com/running-green/fuel/article/21703965/is-it-truly-possible-for-trucks-to-reach-10-mpg Volvo FE: Calculo Hincio a partir de autnomia y tamaños de batería reportados https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/2020_06_TE_comparison_hydrogen_battery_electric_trucks_methodology.pdf HDV H ₂ : https://nacfe.org/wp-content/uploads/2020/06/Informational_NACFE_BPS_Truck_White_Paper_Download.pdf |
| Vida útil (años) | Todos los años | 10 | 10 | 10 | Hincio |
| 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 Chihuahua. Retrieved from <https://blogagricultura.com/cultivos-agricolas-estado-Chihuahua/>
- Banco de Desarrollo de América del Norte.** (2014). Proyectos de Energía Eólica Ventika & Ventika II en General Bravo, Chihuahua. 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, Chihuahua. Retrieved from <https://www.nadb.org/es/nuestros-proyectos/proyectos-de-infraestructura/proyecto-de-energia-eolica-el-mezquiteen-mina-en-nuevo-leon->
- Barcelo, M.** (2001). Hacia una economía del conocimiento. Madrid: ESIC-EDITORIAL.
- BestMex.** (2022). Cruce Fronterizo Fort Hancock / Puente Internacional Fort Hancock – El Porvenir. Retrieved from <https://www.bestmex.com/es/mexico-seguros-blog/cruce-fronterizo-fort-hancock-puente-el-porvenir/>
- BestMex.** (2022). Cruce Fronterizo Presidio Ojinaga / Puente Internacional Ojinaga. Retrieved from <https://www.bestmex.com/es/mexico-seguros-blog/cruce-fronterizo-presidio-ojinaga-puente-ojinaga/>
- BestMex.** (2022). Cruce Fronterizo Tornillo / Puente Tornillo Guadalupe. Retrieved from <https://www.bestmex.com/es/mexico-seguros-blog/cruce-fronterizo-tornillo-puente-tornillo-guadalupe/#:~:text=Este%20cruce%20esta%20ubicado%20En,federal%20%20del%20lado%20mexicano.>
- BestMex.** (2022). Cruce Fronterizo Ysleta / Puente Internacional Zaragoza. Retrieved from <https://www.bestmex.com/es/mexico-seguros-blog/cruce-fronterizo-ysleta-puente-zaragoza/>
- BestMex.** (2022). Cruce Fronterizo Puente de las Américas / El Paso BOTA. Retrieved from <https://www.bestmex.com/es/mexico-seguros-blog/cruce-fronterizo-puente-de-las-americas-bota/>
- BestMex.** (2022). Cruces Fronterizos Texas-Chihuahua. Retrieved from <https://www.bestmex.com/es/mexico-seguros-blog/cruces-fronterizos-texas-chihuahua/>
- 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
- 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/>
- Chihuahua, G.** (2022, 05 31). Retrieved from Chihuahua Gobierno del Estado: <https://chihuahua.gob.mx/prensa/agencia-estatal-de-desarrollo-energetico-sera-un-pilar-en-la-competitividad-energetica-y>

- Chihuahua.** (2019, 03). Lidera Chihuahua producción nacional en 10 cultivos. Retrieved from Lidera Chihuahua producción nacional en 10 cultivos: <https://chihuahua.gob.mx/contenidos/lidera-chihuahua-produccion-nacional-en-10-cultivos>
- Chihuahua, C. d.** (2022, 10). congresoChihuahua2. Retrieved from congresoChihuahua2: <https://www.congresoChihuahua2.gob.mx/biblioteca/decretos/archivosDecretos/14750.pdf>
- COFECE.** (2019). Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIR-CE) . 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/re-utilizacion-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>
- CRE.** (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>
- CRE.** (2022). <https://www.cre.gob.mx/IPGN/>. Retrieved from <https://www.cre.gob.mx/IPGN/>
- DataMexico.** (2022). Chihuahua. Retrieved from <https://datamexico.org/es/profile/geo/chihuahua>
- Datamexico.** (2022, 4 1). datamexico. Retrieved from Subsector 322: <https://datamexico.org/es/profile/industry/paper-manufacturing>
- Datasur.** (2022). Datasur información que importa. Retrieved from <https://www.datasur.com/>
- Datatur.** (2022). 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/>
- 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>.
- ElEconomista.** (2022, 04). ElEconomista. Retrieved from México se enfocará en 5 de las 6 etapas de producción de semiconductores: <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Mexico-se-enfoca-en-5-de-6-etapas-de-produccion-de-semiconductores-20220420-0065.html>
- Enel Green Power.** (2018). Enel Green Power comienza la construcción de un nuevo parque eólico de 100 mw en Chihuahua. Retrieved from <https://www.enelgreenpower.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/>
- FIDEICOMISO.** (2022). REPORTE PUENTE INTERNACIONAL PASO DEL NORTE. Retrieved from <https://puentesfronterizos.gob.mx/puente-internacional-paso-del-norte.php>
- 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
- GasolinaMX.** (2022). PRECIO GASOLINA EN CHIHUAHUA. 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/>
- GlobalEnergy.** (2022, 05). GlobalEnergy. Retrieved from GlobalEnergy: <https://globalenergy.mx/noticias/hidrocarburos/proyecta-amgnv-alcanzar-150-estaciones-de-servicio-al-cierre-de-2022/>
- 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>
- GobMx.** (2018, 12). Datos Abiertos. Retrieved from Gobierno de México: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/usuarios-y-consumo-de-electricidad-por-municipio-a-partir-de-2018>
- 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
- IMPLAN.** (2019). Aprovechamiento para la reforma energética. Chihuahua: Gobierno de Chihuahua.
- Index Mundi.** (2022). Diesel Monthly Price - Mexican Peso per Gallon. Retrieved from <https://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=diesel&month=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>
- INFOSIAP.** (2020, 02). Avance Agrícola. Retrieved from Avance Agrícola: http://infosiap.siap.gob.mx/repoAvance_siap_gb/agrAvance.jsp?idestado=0&accion=CONSULTAR&tipo=2&anio=2020&mes=2&estado=8&ddr=-1&mpio=-1&ciclo=-1&modalidad=3&cultivo=-1&imageField.x=46&imageField.y=13
- 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>

- 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>
- MexicoNews.** (2022, 22). MexicoNews. Retrieved from Chihuahua courts investors in semiconductor and aerospace industries: <https://mexiconewsdaily.com/business/chihuahua-investors-semiconductor-aerospace-industries/>
- 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
- Observatorio de Transición Energética de México.** (2022). Centrales Eléctricas. Retrieved from https://obtrenmx.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.
- PDNUno.** (2022). Puentes Internacionales. Retrieved from <https://es.pdnuno.com/border-crossings/stanton-street>
- 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>
- 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.** (2020). Chihuahua. Retrieved from <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/9903/Chihuahua.pdf>
- Secretaría de Economía de Chihuahua.** (2022). N.L. Consumo de Electricidad en Gigawatts. Retrieved from <http://datos.nl.gob.mx/1407-2/>
- Secretaría Economía Chihuahua.** (2022). Parques industriales Chihuahua. Retrieved from <http://www.secchihuahua.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>
- Semprea.** (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>
- SINA.** (2021). Disponibilidad de los acuíferos 2020. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=acuiferos&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=acuiferos&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/>
- (2010). The Contribution of Natural Gas Vehicles to Sustainable Transport. Paris: International Energy Agency.
- Tofani, G. C.** (2021). Estimation of hydrogen peroxide effectivity during bleaching using the Kappa number.
- VanguardiaMX.** (2022, 10 16). Vanguardia. Retrieved from Vanguardia: <https://vanguardia.com.mx/Chihuahua/por-menos-contaminacion-y-ahorro-taxis-y-rutas-urbanas-de-saltillo-usaran-gas-natural-YF4645625>
- WWF.** (2021). Perspectiva de la industria del carbón en Chihuahua. UK PACT, 22.

