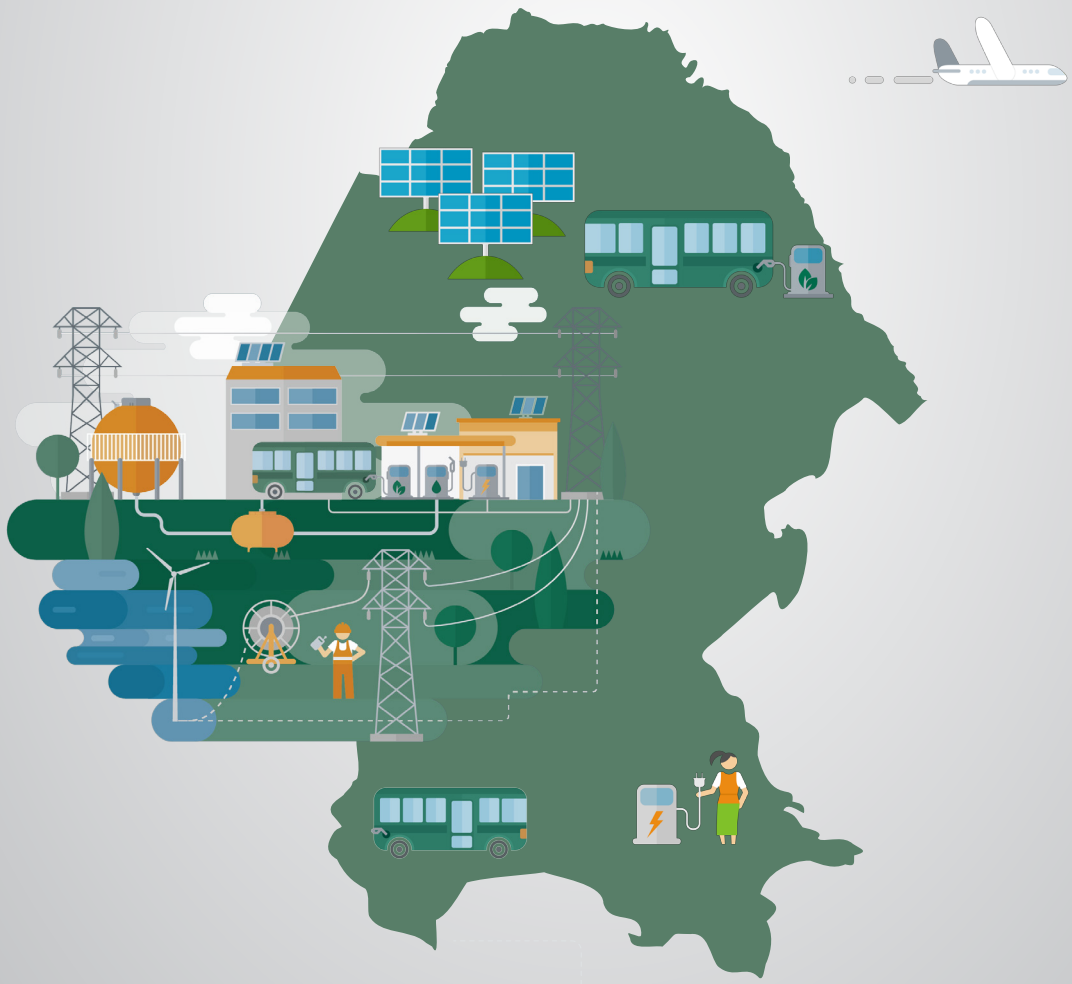
Alianza Energética
Energiepartnerschaft
MÉXICO - DEUTSCHLAND

Prospectiva Energética: Hidrógeno Verde en Coahuila

(H_2V | COAHUILA)



Gobierno del Estado Coahuila de Zaragoza
SEC Secretaría de Economía
¡Fuerte, Coahuila es!
giz Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

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.

giz Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

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.

Francisco Javier Treviño, Secretaría de Economía del Estado de Coahuila

Santiago Barrios, Secretaría de Medio Ambiente del Estado de Coahuila

Rocío Cárdenas, Secretaría de Infraestructura, Desarrollo Urbano y Movilidad del Estado de Coahuila

Victor Maldonado, Clúster de Energía Coahuila

Jorge Leiva, Clúster de Energía Coahuila

Beatriz Martínez, Clúster de Energía Coahuila

Fabiola Aguilar, Clúster Automotriz de Coahuila

Ricardo Uribe, Clúster Automotriz de Coahuila

Leopoldo Rodríguez, Grupo BAL

Alberto Perea, Altos Hornos de México

Adrián Serna, John Deere

Albes Urdaneta, Ternium

Ibette Sosa, Holcim

María Angélica Valencia, Cámara Mexicano-Alemana de Comercio e Industria

Francisco Javier Rodriguez Valera, Cinvestav

Ivonne Liliana Alonso Lemus, Cinvestav

Contenido

Editorial 2

Agradecimientos 3

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 Coahuila 21

3.1. Caracterización social, económica, ambiental y de industria e infraestructura de Coahuila 21

3.2. Caracterización energética del estado de Coahuila 24

3.3. Capacidad instalada de generación eléctrica en Coahuila a 2022 24

3.4. Consumo de energía eléctrica en Coahuila 25

3.5. Costo de Energéticos en Coahuila 26

3.6. Potencial Renovable de Coahuila 27

4. Análisis del potencial técnico-económico de producción de H_2 verde en el estado de Coahuila 28

4.1. Metodología 28

4.1.1. Exclusión de zonas por consideraciones ambientales y sociales 29

4.1.2. Exclusión de zonas por consideraciones topográficas 30

4.1.3. Cálculo de Costo Nivelado de Hidrógeno 30

4.2. Análisis de los resultados 32

5. Análisis cualitativo de demanda de hidrógeno verde 37

5.1. Mercado actual de hidrógeno en Coahuila 37

5.2. Evaluación de competitividad en costo por sector 40

5.2.1. Estimaciones de la paridad de costos 41

5.2.2. Hidrógeno como materia prima 41

5.2.3. Transporte pesado con hidrógeno 43

5.2.4. Hidrógeno como energético 46

5.3. Estimación de alto nivel del crecimiento de la demanda de H_2 46

5.4. Matriz de indicadores cualitativos 48

5.5. Drivers y barreras del hidrógeno por sector 49

5.5.1. Drivers – industria 49

5.5.2. Barreras – industria 50

5.5.3. Drivers – transporte 50
5.5.4. Barreras – transporte 50
5.5.5. Drivers – energía eléctrica 50
5.5.6. Barreras – energía eléctrica 50
6. Análisis de uso sustentable de agua 51
6.1. Requerimientos de cantidad y calidad de agua para la producción de hidrógeno 51
6.2. Lineamientos para la priorización de los usos del agua en México 51
6.3. Indicadores clave para la evaluación de disponibilidad de agua 52
6.4. Caracterización de la disponibilidad de agua en Coahuila 52
6.5. Análisis de las implicaciones de la caracterización del recurso hídrico en Coahuila para el desarrollo de proyectos de hidrógeno 55
6.5.1. Disponibilidad de agua total y potencial máximo de producción de hidrógeno 55
6.5.2. Curvas de mérito de producción de hidrógeno, incorporando el consumo de agua 57
6.5.3. Consumo de agua esperable para el desarrollo de proyectos de hidrógeno en Coahuila 59
6.5.4. Calidad del Agua 59
6.5.5. Zonas de Pago de Derechos 59
7. Análisis de consideraciones legales, sociales y ambientales 61
7.1. Marco Regulatorio 61
7.1.1. Sector Energético 61
7.1.2. Menciones del hidrógeno en la legislación 61
7.1.3. Consideraciones regulatorias y normativas para proyectos de hidrógeno 62
7.2. Aspectos sociales 63
7.2.1. Conflictos sociales con proyectos de renovables de gran escala 63
7.2.2. Evaluación de Impacto Social (EvIS) 64
8. Análisis de interacción con otros mercados 65
8.1. Contexto del hidrógeno en Texas 69
9. Barreras, obstáculos, oportunidades y recomendaciones para el Estado de Coahuila 79
9.1. Barreras y obstáculos 79
9.2. Oportunidades 79
9.2.1. Coahuila como exportador de equipos asociados al hidrógeno 79
9.2.2. Producción de hidrógeno verde a costos competitivos 80
9.2.3. Descarbonización de la industria 80
9.2.4.Descarbonización del transporte 81
9.3. Recomendaciones 81
9.3.1. Cooperación intersectorial y acción gubernamental 81
9.3.2. Iniciativas y proyectos 82
Anexos 84
10. Bibliografía 94

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 2 puntos arbitrarios en el estado. 36

Tabla 4. Especificaciones del agua tipo II, de acuerdo con el estándar ASTM 1193. 51

Tabla 5. Clasificación del grado de presión del agua renovable. 52

Tabla 6. Análisis de sensibilidad LCOH para transporte de H_2 desde Coahuila a Texas – Corpus Christi mediante hidroductos. 73

Tabla 7. Matriz de indicadores cualitativos. 85

Tabla 8. Evolución técnico-económica de las tecnologías de producción de energía renovable e hidrógeno. 86

Tabla 9. Suposiciones de técnicas, operacionales y de CAPEX para las estimaciones de TCO para transporte. 93

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. Paridad de costos del hidrógeno como materia prima. 12

Figura III. Mapas de capacidad instalable de electrólisis en Coahuila teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y el potencial renovable factible del estado en 2022 (izquierda) y curvas según disponibilidad de agua y recurso renovable (derecha) 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 Coahuila, por tipo de tecnología y fuente de energía. 24

Figura 7. Histórico y proyecciones de consumo de energía eléctrica en Coahuila (con intervalos de confianza del 30%).. 25

Figura 8. 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 9. Potencial eólico en el Estado de Coahuila. 27

Figura 10. Potencial solar en el Estado de Coahuila. 27

Figura 11. Esquema simplificado del proceso de obtención del potencial técnico-económico a partir de las diferentes capas de datos en el estado de Coahuila. 28

Figura 12. Zonas de restricción técnica, ambiental o social. 29

Figura 13. Características topográficas de Coahuila evaluadas para determinar las zonas adecuadas según la tecnología. 30

Figura 14. Proyección de los costos nivelados de producción de hidrógeno más competitivos entre las 2 fuentes de energía renovable analizadas; a la izquierda la proyección al 2030 y a la derecha la proyección al 2050. 31

Figura 15. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Coahuila al 2030 (superior: recurso eólico, inferior: recurso solar). 32

Figura 16. Potencial teórico de electrólisis al 2030 en el estado de Coahuila 34

Figura 17. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Coahuila al 2050 (superior: recurso eólico, inferior: recurso solar). 35

Figura 18. Panorama de la industria del acero en Coahuila. 38

Figura 19. Instalaciones de Industrias Peñoles como actor clave en Coahuila. 39

Figura 20. Diagnóstico actual del mercado de hidrógeno en Coahuila. 40

Figura 21. Proyección de paridad de costos entre hidrógeno gris y verde (solar y eólico) como materia prima sector industrial. 42

Figura 22. Análisis de costo de importación y cantidad de amoniaco consumido en México y Coahuila. 42

Figura 23. Paridad de costos del hidrógeno en el transporte pesado. 43

Figura 24. Análisis de sensibilidad de costos por kilómetro recorrido entre tecnología convencional (ICE) y las celdas de combustible (FCEV). Considerando los supuestos por tecnología del Anexo 7 entre los cuales se considera: eficiencia, CAPEX, costos energéticos, tiempo de vida útil. 44

Figura 25. Comparativo de TCO de diferentes tecnologías para camiones de carga en México 2030. 45

Figura 26. Proyección paridad de costos entre hidrógeno objetivo e hidrógeno verde (solar y eólico) para generación energía. 46

Figura 27. Evolución de la demanda de hidrógeno en Coahuila 2020 – 2050. 47

Figura 28. Estimación de infraestructura de generación renovable para satisfacer la potencial demanda de hidrógeno en Coahuila (solar y eólico considerando el P10). 48

Figura 29. Matriz de indicadores cualitativos para Coahuila. 49

Figura 30. Capacidad instalable máxima de electrólisis a partir de fuentes solares y eólicas en Coahuila, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020 y el potencial renovable factible del estado a 2022. 56

Figura 31. Capacidad de producción de hidrógeno en Coahuila a partir de fuentes eólicas y solares, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y el potencial renovable factible del estado, y valores de LCOH promedio correspondientes a cada zona (en USD/kg de H_2) 57

Figura 32. Curva de mérito de capacidad de electrólisis instalable y consumo de agua correspondiente con base en los LCOH eólico y solar a 2030. 58

Figura 33. Marco regulatorio para las tecnologías de hidrógeno como un energético en México. 62

Figura 34. Conflictos reportados por el proyecto ´Conversando con Goliat, 2019´. 64

Figura 35. Principales sectores económicos de exportación de Coahuila. 66

Figura 36. Infraestructura existente para exportación desde el estado de Coahuila. 67

Figura 37. Distribución de parques industriales en Coahuila 68

Figura 38. Demanda futura (2050) de hidrógeno limpio en los estados de Texas y Luisiana. 70

Figura 39. Ubicación geográfica de los principales proyectos de hidrógeno en Texas. 71

Figura 40. LCOH a 2030 para exportación terrestre de hidrógeno verde comprimido en tube trailers. 72

Figura 41. LCOH a 2030 para exportación terrestre de hidrógeno verde líquido en trailers. 73

Figura 42. LCOH a 2030 para exportación terrestre de hidrógeno verde comprimido en hidroductos 73

Figura 43. LCOH al 2030 en regiones cercanas a Puerto de Corpus Christi (radio 500 km y evaluación de competitividad de exportación de Coahuila. 75

Figura 44. Demanda de hidrógeno bajo en carbono por sector en la UE en 2030 76

Figura 45. Demanda de hidrógeno bajo en carbono por sector en la UE en 2030. 77

Figura 46. LCOH a 2030 para exportación marítima de hidrógeno líquido desde Coahuila – Puerto Altamira – Puerto Rotterdam. 78

Figura 47. LCOH a 2030 para exportación marítima de amoníaco desde Coahuila – Puerto Altamira – Puerto Rotterdam. 79

Figura 48. LCOA a 2030 para exportación marítima de amoníaco desde Coahuila – Puerto Altamira – Puerto Rotterdam. 79

Figura 49. Metodología para calcular la paridad de costos entre el hidrógeno y otros energéticos. 90

Figura 50. Portadas del MEDIRSE (arriba) y de la Guía de due diligence técnica para proyectos fotovoltaicos (abajo). 92

Figura 51. Cadena de valor para la producción, transporte y uso final del hidrógeno en el transporte. 93

Figura 52. Costo del hidrógeno en punto de suministro para vehículos (HRS). 93

Abreviaturas

ASTM	Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales (American Society for Testing and Materials)
ALK	(Celda de combustible o electrolizador) Alcalino (Alkaline)
BTU	Unidad Térmica Británica (British Thermal Unit)
CAPEX	Gastos de capital (Capital Expenditures)
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CL	Estado de Coahuila
CO_2	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
H_2	Hidrógeno
H_2V	Hidrógeno verde
HRS	Estación de recarga de hidrógeno (Hydrogen Refuelling Station)
kg	Kilogramo
KPI	Indicador clave de desempeño (Key Performance Indicator)
Kton	Kilotonelada
kWh	Kilowatt-hora
LCOE	Costo Nivelado de Electricidad (Levelized Cost of Energy)
LCOH	Costo Nivelado de Hidrógeno (Levelized Cost of Hydrogen)
LH_2	Hidrógeno Líquido (Liquid Hydrogen)
LOHC	Portador Orgánico Líquido de Hidrógeno (Liquid Organic Hydrogen Carrier)
MCH	Metilciclohexano
MJ	Mega-jules
MM	Millones
MW	Mega watts
NH_3	Amoníaco
Nm^3	Newton metro cúbico
O_2	Oxígeno
OPEX	Costos operacionales (Operational Expenditures)
PAMRNT	Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista
PCI	Poder Calorífico Inferior
PEM	(Celda de combustible o electrolizador) de Membrana de Intercambio de Protones (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

SINA	Sistema Nacional de Información del Agua
SMR	Reformado de Metano a vapor (producción de H_2, Steam Methane Reforming)
SOEC	Electrolizador de Óxido Sólido
USD	Dólares Americanos

Resumen Ejecutivo

Hidrógeno verde en el contexto económico y energético de Coahuila

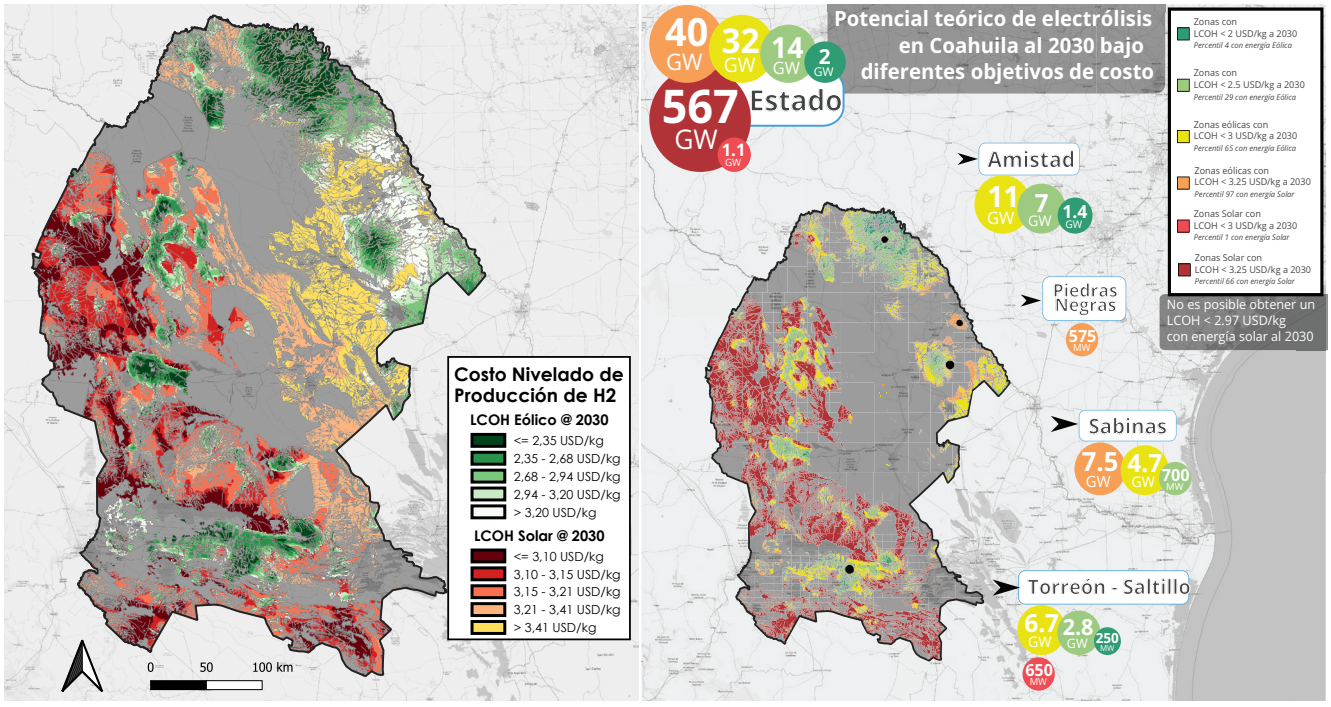
El hidrógeno verde es considerado un vector para la descarbonización del transporte, la energía y la industria, en particular en aquellas consideradas difíciles de electrificar como la producción de cemento o acero, y como un insumo químico para procesos industriales como la refinación de crudo o la producción de amoniaco. El hidrógeno verde (H_2V) 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 Coahuila cuenta con una importante actividad industrial, concentrada principalmente en los municipios de Monclova, Torreón y el área metropolitana de Saltillo. En Coahuila, la generación de energía eléctrica es producida principalmente por las centrales carboníferas José López Portillo y Carbón II, que representan el 51.2% de la generación. Sin embargo, la contribución de las energías renovables también es significativa, ya que el 27.8% de la generación en el estado proviene principalmente de energía eólica y solar.

Potencial técnico-económico de producción de hidrógeno verde

Coahuila cuenta con zonas de alto potencial eólico, lo que le permitiría tener factores de planta elevados y costos competitivos de generación eléctrica y de producción de hidrógeno verde. Las principales concentraciones de recurso eólico para la producción de hidrógeno verde se encuentran alrededor de la Presa de la Amistad en el norte, el municipio de Sabinas al noreste, y entre Torreón y Saltillo en el sur. El recurso solar es más abundante en el sur y oeste del estado, sin embargo, los costos de producción de hidrógeno verde a partir de esta fuente son generalmente más altos que con energía eólica.

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).*



Los análisis realizados proyectan un costo nivelado de producción de hidrógeno (LCOH) verde entre 1.62 y 3.62 USD/kgH_2 al 2030 aprovechando el recurso eólico, mientras que para la generación a partir de energía solar sería entre 2.97 y 3.71 USD/kgH_2. **Se podrían instalar hasta 14 GW de electrólisis produciendo hidrógeno a un costo en un rango de 1.62 a 2.5 USD/kg, alimentados con aproximadamente 26 GW de energía eólica,** como se muestra en la Figura I.

Los primeros parques de generación de hidrógeno a gran escala podrían ser alimentados por energía eólica y ubicados en la región norte del estado, donde se podrían instalar alrededor de 7 GW de electrólisis para producir un hidrógeno con un costo inferior a 2.5 USD/kg. **Una ubicación potencialmente atractiva para los primeros proyectos piloto podría ser en el corredor entre Torreón y Saltillo** pues podría proveer hidrógeno a de bajo costo a estas ciudades para usos industriales como la producción de amoniaco.

Es posible que los proyectos de generación de hidrógeno a partir de energía solar antes de 2030 sólo se desarrollen si se desean realizar proyectos en pequeña escala cerca de los centros de consumo actual. Para el 2050, la reducción de costos para la producción de hidrógeno será más acelerada a partir de energía solar que con eólica. Sin embargo, el recurso eólico seguirá siendo más competitivo para la generación de hidrógeno en la mayoría de los casos.

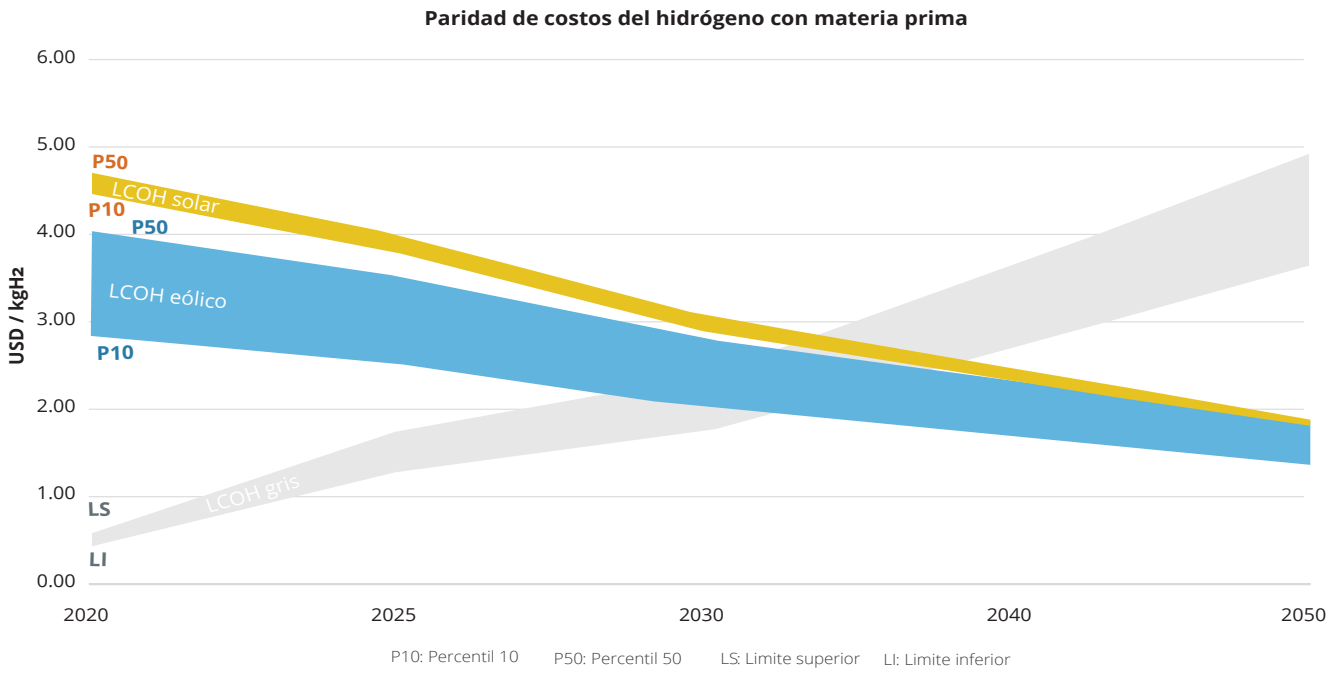
Potencial demanda de hidrógeno en el estado

Para determinar la potencial demanda de hidrógeno en diferentes aplicaciones en el estado, se hicieron proyecciones de evolución de costo para identificar el año proyectado de paridad de costo, es decir, cuando sería competitivo económicamente con la tecnología actual.

Se proyecta que el transporte de carga pesada con hidrógeno tendrá una paridad de costo antes del 2025 al comparar el costo total de propiedad del vehículo (TCO) durante su vida útil. Los segmentos vehiculares con mayor potencial para los primeros casos de negocio atractivos serán aquellos con requerimientos intensivos de operación. Para 2050 el sector de transporte es el que podría constituir la demanda de hidrógeno verde más representativa del estado.

Actualmente se ha estimado que la **mayor fuente de consumo de hidrógeno gris en Coahuila es la producción de amoniaco**, con una demanda de alrededor de 8,000 tonH_2 anuales, que es cerca del 80% de la estimación total para el estado. **El hidrógeno como materia prima alcanzaría paridad de costos con el hidrógeno gris antes del 2030**, motivo por el cual se espera que los primeros proyectos en el uso del hidrógeno verde se de en industrias como las que actualmente hoy lo demandan, así como otros procesos químicos.

Figura II. *Paridad de costos del hidrógeno como materia prima.*



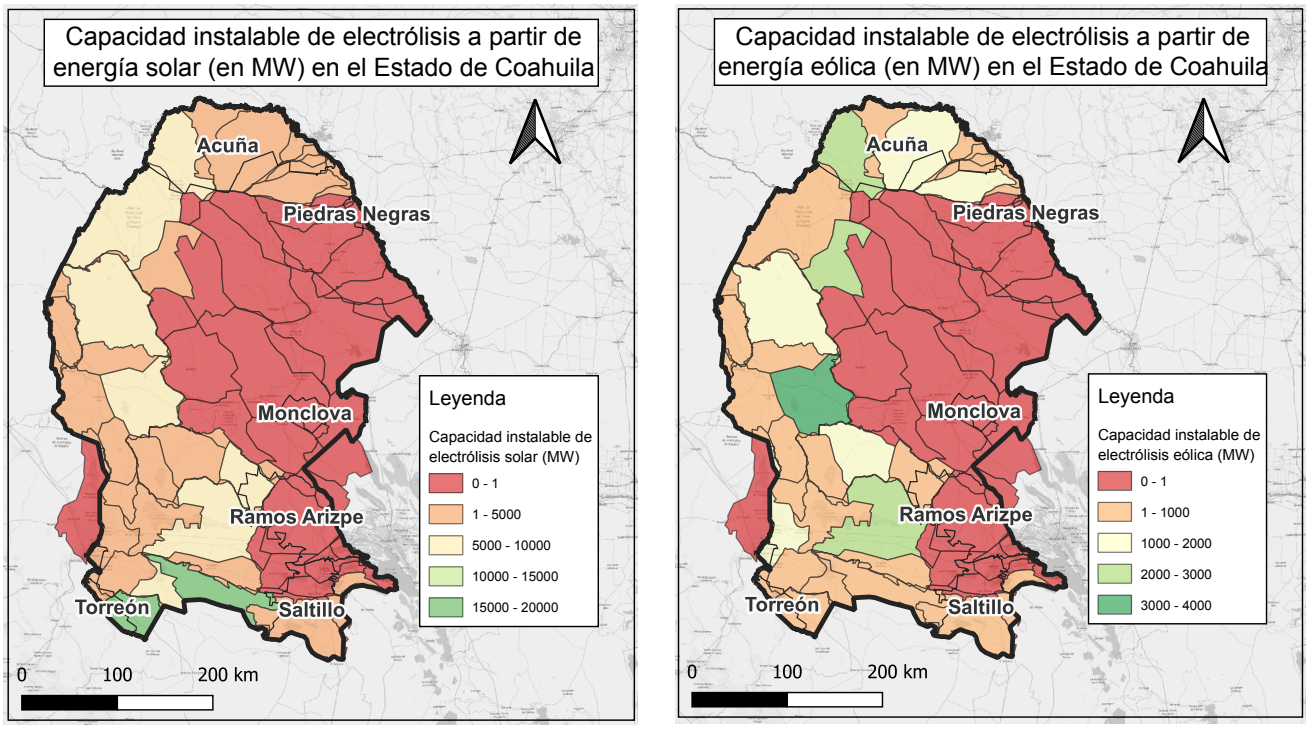
Los usos del hidrógeno como el transporte, la producción de fertilizantes, su uso como gas industrial, el tratamiento de la pulpa para papel, entre otras industrias, podrían crear una demanda de hidrógeno verde estimada en cerca de 145 ktonH$_2$ anualmente para 2050. **Esta demanda estimada requeriría un despliegue de energías renovables entre 0.9 GW y 2 GW de capacidad instalada, dependiendo de la fuente y los recursos que se empleen**, lo cual tendría el potencial de eliminar alrededor de 2.87 ktonCO$_2$eq anualmente en el estado.

Uso sustentable del agua

Para lograr abastecer la demanda actual de Coahuila de aproximadamente 10 kton de H$_2$ con hidrógeno verde se requeriría un volumen de agua equivalente a aproximadamente el 0.01% del consumo total del estado en 2019 (0.21 hm³/año). Similarmente, **considerando un escenario de adopción alto de hidrógeno verde, hacia 2050 se requeriría el equivalente al 0.24% del consumo actual de agua del estado (4.81 hm³/año) para suministrar el total de demanda proyectada de 230 kton de H$_2$ por año**. Por ello, no se considera que la producción de hidrógeno verde afectaría significativamente la disponibilidad de agua para otros usos a nivel estatal.

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.

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



Oportunidades en exportación

Coahuila cuenta con más de 80 parques industriales ubicados principalmente en Saltillo, Ramos Arizpe, y Torreón. En términos de manufactura, la industria automotriz es su principal motor económico, representando junto con la industria metalmecánica el 74% de sus exportaciones, teniendo como principal socio comercial e inversionista a los Estados Unidos, seguido de Canadá e Italia. Lo anterior podría ser de beneficio para **desarrollar capacidades en el estado para producir y exportar a Norte América vehículos eléctricos de celda de combustible (FCEV) impulsados por hidrógeno**, sus componentes, u otros equipos dentro de la cadena de valor, como aquellos para el transporte y almacenamiento del hidrógeno.

Por otro lado, se identificó a Texas como un mercado vecino que consumirá una gran cantidad de hidrógeno bajo en carbono, con 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 H_2 para la producción de hidrógeno provenientes de la Ley de Reducción de la Inflación (IRA). **Considerando que los costos de producción de H_2 verde son similares a los de Coahuila se prevé que se le dificulte al hidrógeno verde mexicano competir en Texas**.

Coahuila, junto con Nuevo León y Tamaulipas podrían tener el potencial de construir un hub regional de producción de hidrógeno verde para la exportación hacia Europa o Texas, o bien pensar en una alianza entre México y Estados Unidos para conformar un hub binacional de exportación de hidrógeno verde a Europa a través del puerto de Altamira o el de Corpus Christi. Sin embargo, se deben de tener en cuenta los desafíos en costos a causa de los subsidios que el gobierno de Estados Unidos desplegó a través de la IRA. La estrategia de exportación bien sea desde Texas o de Altamira se deberá definir de acuerdo con la mayor competitividad que se obtenga a partir de los incentivos políticos, económicos y administrativos de cada región.

Conclusiones

Coahuila cuenta con un gran recurso eólico en el norte y este del estado que se podría aprovechar para la producción de hidrógeno verde, logrando costos de hasta 1.62 USD/kg en 2030. Esto lo haría competitivo para su adopción en aplicaciones como la producción de amoniaco verde para la producción de fertilizantes a nivel local, o para su uso en el transporte de carga pesada. Entre 2020 y 2050, la demanda del hidrógeno en Coahuila podría multiplicarse casi 15 veces, y el suministro de hidrógeno verde para el transporte pesado podría alcanzar las 55 mil toneladas por año.

El desarrollo industrial de Coahuila permitiría establecer cadenas de valor para la exportación de vehículos de celda de combustible y otras tecnologías asociadas a la producción y aprovechamiento del hidrógeno, tomando ventaja de su vocación industrial, posición geográfica, volumen de exportaciones actuales y el tratado de libre comercio con EEUU.

El desarrollo de proyectos piloto en transporte pesado, la producción de amoniaco para fertilizantes 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. Los primeros parques de generación de hidrógeno a gran escala podrían ser alimentados por energía eólica dada su competitividad, y ubicarse al norte del estado cerca de la Presa de la Amistad, o al sur entre Saltillo y Torreón, cerca de los centros de consumo.

Se recomienda estudiar el desarrollo de un corredor de transporte de carga con hidrógeno verde en torno a la ruta Piedras Negras – Monclova – Saltillo - Torreón, con posibles ramificaciones desde Saltillo hacia el sur hacia Monterrey o en dirección a San Luis Potosí; y con posible producción de hidrógeno en regiones con alto potencial a lo largo de la ruta como Sabinas y entre Saltillo y Torreón.

Se podría analizar la posibilidad de desarrollar un Hub binacional de producción de hidrógeno verde en la Amistad, con generación renovable eólica de bajo costo proveniente de Coahuila y el proceso de electrólisis en Texas a fin de poder beneficiarse de los subsidios disponibles en Estados Unidos como el IRA.

El desarrollo de instrumentos de planeación estatal de hidrógeno y la colaboración coordinada entre sectores y estados con condiciones similares como Nuevo León y Tamaulipas, serán claves para acelerar la materialización de las oportunidades relacionadas con el hidrógeno verde en Coahuila. Se sugiere el desarrollo de la Estrategia de Hidrógeno Verde de Coahuila 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 (industria, energía, 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, buscando dejar atrás las fuentes tradicionales de energía, mayormente dependientes de los combustibles fósiles y con una alta huella de carbono, hacia tecnologías con un menor impacto ambiental, bajo principios de sustentabilidad y de reducción de emisiones de efecto invernadero que contribuyen al cambio climático.

En este contexto, el hidrógeno bajo en carbono[1] es una molécula que 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, 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 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 la energía solar fotovoltaica o la 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 e hidrógeno. El oxígeno puede ser capturado o liberado al medio ambiente, y el hidrógeno se puede almacenar, transportar y aprovechar como materia prima o combustible.

Las dos condiciones físicas más importantes para la producción de hidrógeno verde son la disponibilidad de agua y un alto potencial de recursos renovables. México, por su posición geográfica y su extensión territorial, es considerado 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, especialmente en el norte del país.

En este estudio se analizan las potenciales oportunidades que tiene el estado de Coahuila para la producción, aprovechamiento y exportación de hidrógeno verde. Con este fin, se llevaron a cabo 6 tareas principales, correspondientes con los capítulos del presente reporte:

1. Una descripción de los conceptos básicos del hidrógeno verde, su cadena de valor y aplicaciones, con la finalidad de sentar una base de entendimiento para el resto del reporte;

2. Una caracterización social, económica, ambiental, energética y de la industria e infraestructura de Coahuila, 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, costo y viabilidad para la instalación y aprovechamiento de proyectos de energía renovable;

4. Un análisis cualitativo de la demanda de hidrógeno verde en Coahuila, con el objetivo de identificar el potencial de consumo en los segmentos previstos con mayor facilidad de adopción en gran escala 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 de hidrógeno o las tecnologías asociadas desde Coahuila.

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

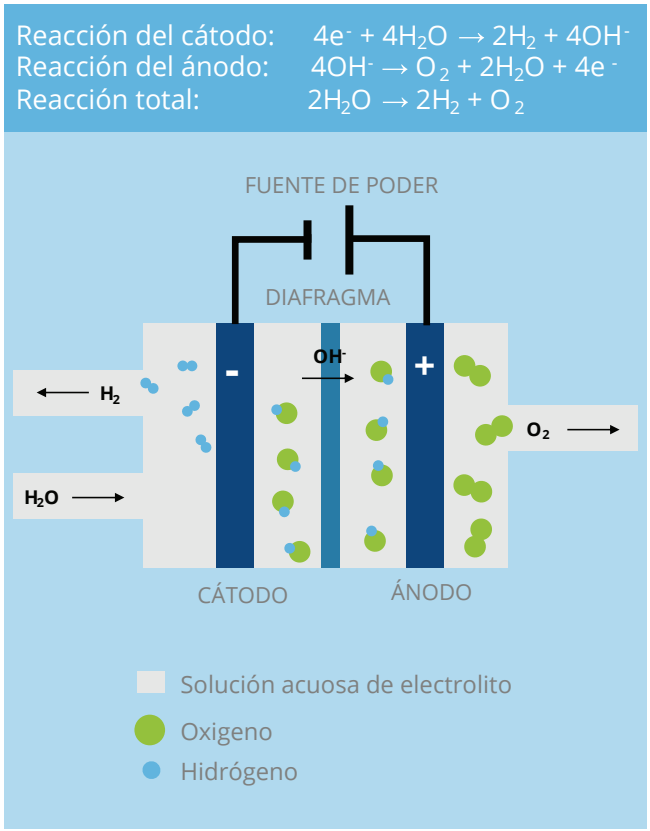
[1] En general, el hidrógeno bajo en carbono hace referencia a aquel cuyos procesos de producción resultan en emisiones significativamente menores a las del hidrógeno producido por métodos convencionales, que son principalmente el reformado con vapor de gas natural y la gasificación de carbón. Este término 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 H_2 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.

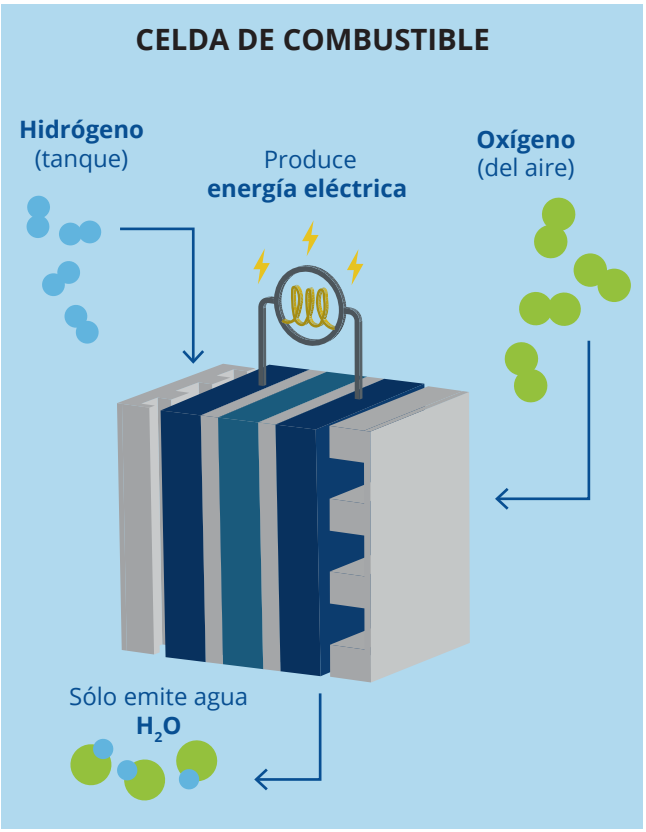
Figura 1. *Esquema de un electrolizador de tipo alcalino para la producción de hidrógeno.*



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 (H_2), 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

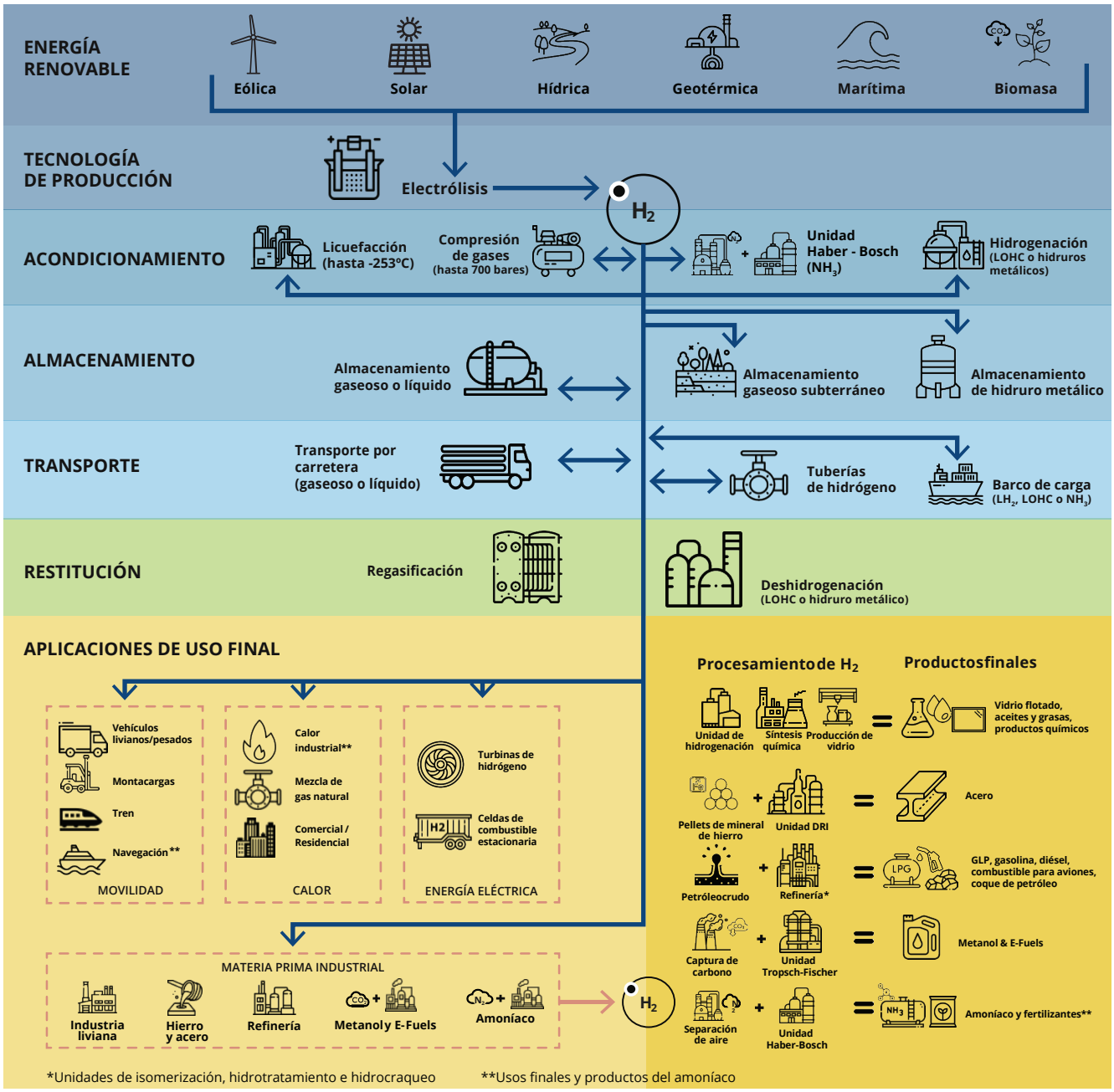
La densidad energética por unidad de masa del hidrógeno en comparación con combustibles convencionales[2] es tres veces superior, lo que lo hace un elemento con alto potencial de ser usado para su aprovechamiento como fuente de energía al ser desprendida al reaccionar. Sin embargo, la densidad energética por unidad de volumen es de tan sólo el 25% de aquella que contienen los combustibles fósiles líquidos[3], 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 diferencia de otras formas convencionales, como el reformado de metano a vapor, que genera emisiones de CO2. 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 naciente 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 H_2. 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 cumplir[4].

[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 oxigeno (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°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.

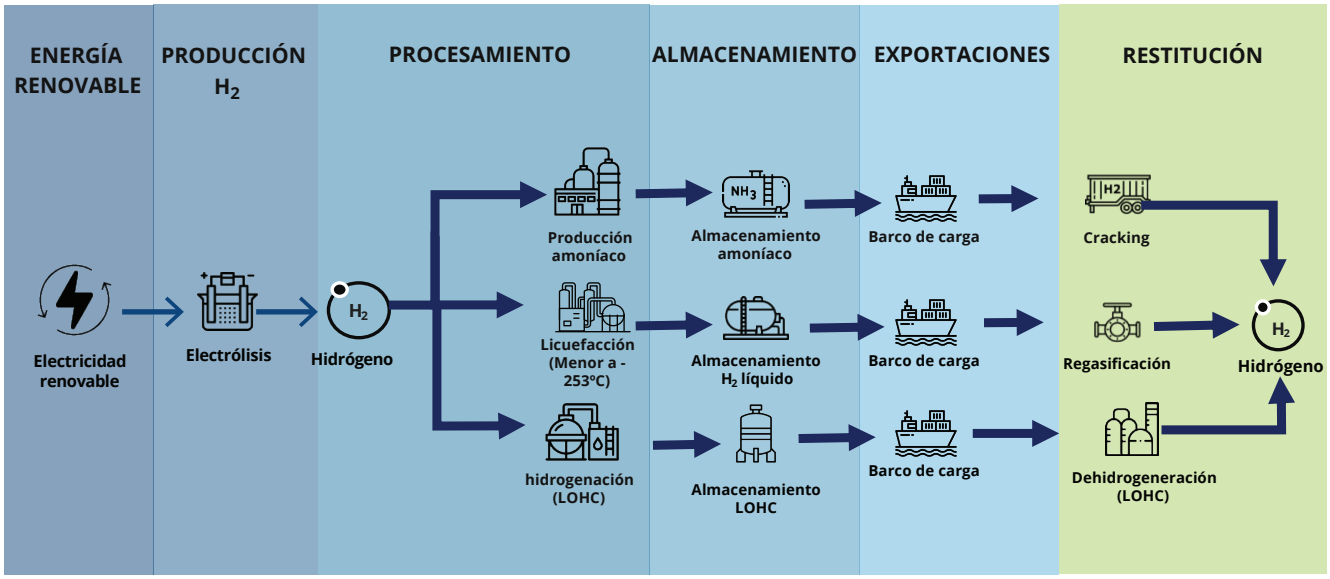
2.4. Exportación de hidrógeno verde

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 amoniaco (NH3) 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 amoniaco. 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 (LH_2):** El transporte de LH_2 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 LH_2 no requiere de etapas de craqueo térmico o deshidrogenación, reduciendo los costos en puertos de destino. El transporte de H_2 en forma líquida será óptimo cuando el lugar de destino lo requiere en esa fase o demande un hidrógeno de alta pureza.
- **Amoniaco (NH_3):** El NH_3 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 H_2 a través de amoniaco sea más factible si éste se usa directamente en destino como amoniaco 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 Coahuila

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

Población [1]

Número de habitantes: 3.1 millones

Densidad poblacional: 20.8 habitantes/km²

Ciudades principales: Saltillo (capital), Monclova y Torreón

Población de la Zona Metropolitana de Saltillo (ZMS*): 1.0 millones (33% de Coahuila)

Total de municipios: 38

Índice de Desarrollo Humano (IDH) 2019: 0.797 (Crecimiento del 3% desde 2012).

PIB [2]

PIB (nominal): $47,769 MM USD

Ranking a nivel nacional: 8

Aporte al PIB nacional: 3.65%

Crecimiento estimado: 7.8%

Balance Comercial [3]

Exportaciones: $53,522 MM USD

Principales destinos: Estados Unidos (66%), Canadá (2%) y Japón (1%)

Productos que más vende: equipos de transporte (64%), industrias metálicas básicas (10%), y accesorios, aparatos eléctricos y equipos de generación de energía eléctrica (7%).

Importaciones: $14,546 MM USD

Principales proveedores: Estados Unidos (49%), China (15%) y Canadá (6%)

Productos que más compra: partes y accesorios de vehículos automotores (9%), piezas para motores de combustión alternativa, combustión interna rotativa o encendido por compresión (3%) y gas de petróleo (3%).

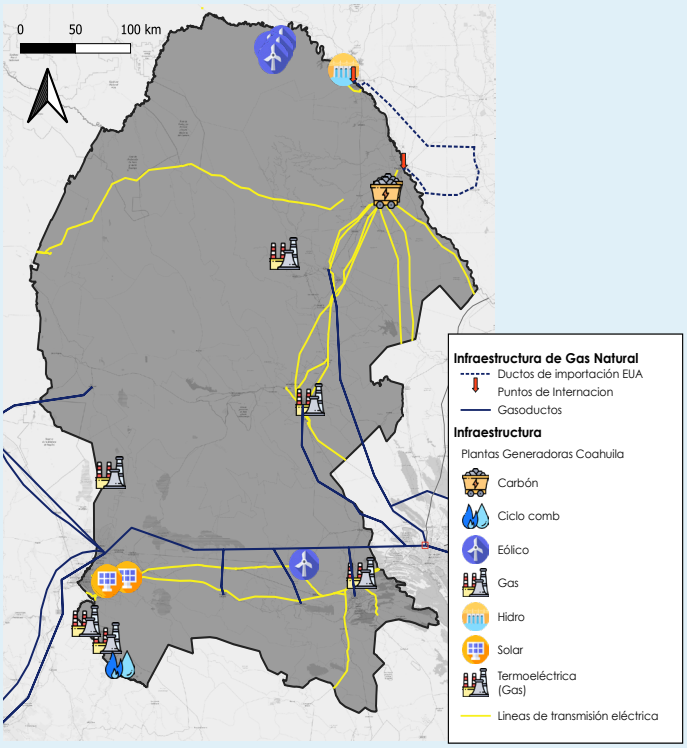
Inversión Extranjera [4]

IED de 1999 a 2022: $25,413 MM USD

Principales inversionistas: Estados Unidos (56%), Canadá (12%) e Italia (12%)

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

Infraestructura [5] [6]



Proyectos de Energía Renovable

Fuente	Nombre	Capacidad (MW)
Solar	1) Villanueva [7]	828
	2) Coahuila [8]	22.5
	3) Andalucía II [9]	106.5
	Total	**957**
Eólico	4) Eólica Coahuila [10]	200
	5) Amistad I [11]	200
	6) Amistad II, III, IV [11]**	100, 100 y 149
	Total	**749**

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

Solar: 842 MW Eólico: 400 MW

* La ZMS de Saltillo está compuesta por la capital y los municipios de Arteaga y Ramos Arizpe

** Estos parques ya fueron construidos, pero no han entrado en operación.

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

Ante el Cambio Climático

- Ley para la Adaptación y Mitigación a los Efectos del Cambio Climático en el Estado de Coahuila de Zaragoza (2020)
- Programa Estatal de Cambio Climático de Coahuila de Zaragoza 2022-2031 (2022)
- Plan Estatal de Desarrollo 2017-2023 (2018)
- Programa de Gestión para mejorar la calidad del aire del Estado de Coahuila de Zaragoza 2017-2026 (2017)
- Comité Intersecretarial de Cambio Climático (2012)

De Transición Energética

- Programa Estatal de Cambio Climático de Coahuila de Zaragoza 2022-2031 (2022)
- Plan Estatal de Desarrollo 2017-2023 (2018)

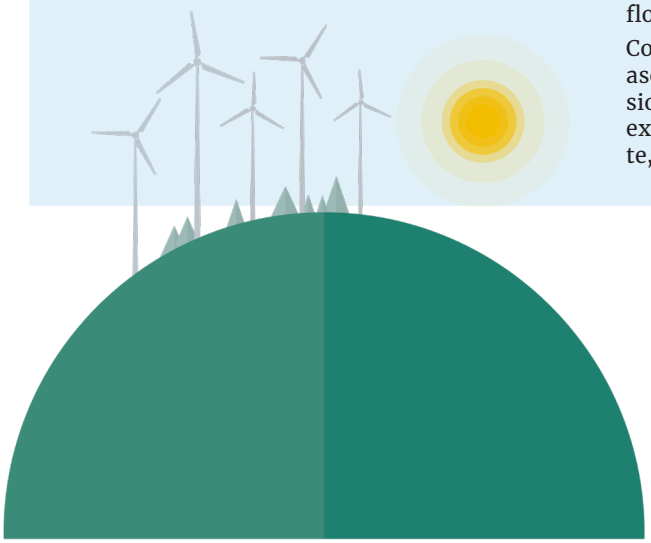
Estas herramientas de planeación tienen como lineamiento impulsar iniciativas para reducir las emisiones de GEI y contaminantes locales, principalmente en los sectores energético e industrial, y promover el desarrollo sustentable. Así mismo, buscan incentivar la implementación de tecnologías de energías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

Clima y Relieve[13]

Clima: El 49% del estado presenta clima seco y semiseco, el 46% tiene clima muy seco y el 5% restante registra un clima templado subhúmedo, localizado en las partes altas de las sierras de San Antonio y Tampiquillo, al sur del estado.

Temperatura: La temperatura media anual es alrededor de 20°C. La máxima promedio es de 32°C y la mínima promedio es de 4°C.

Relieve: La superficie estatal forma parte de las provincias de Sierras y Llanuras del Norte, Sierra Madre Oriental y Grandes Llanuras de Norteamérica.



Industrias principales [3]

Parques industriales: A 2020, Coahuila de Zaragoza registra 38 parques industriales, 1 microparque y 13 parques industriales en construcción.

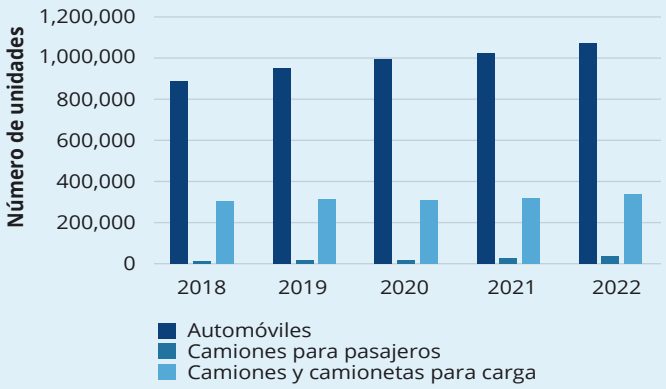
Dentro de dichos parques industriales se destacan Santa María (42 empresas, ubicado en el municipio de Ramos Arizpe), Amistad Acuña (17 empresas, ubicado en el municipio de Acuña) y Santa Mónica (17 empresas, ubicado en el municipio de Saltillo).

Las industrias más relevantes son la fabricación de equipos de transporte, las industrias metálicas básicas y la fabricación de accesorios, aparatos eléctricos y equipos de generación de energía eléctrica, que en conjunto representan más del 80% de todas las exportaciones estatales que lleva a cabo Coahuila.

También son de gran importancia el Clúster De Energía y el Clúster Automotriz de Coahuila, ambos bajo un modelo de triple hélice (incluyen representantes de la industria, la academia y el gobierno).

Transporte terrestre [14]

Información del parque automotor por categoría vehicular en Coahuila



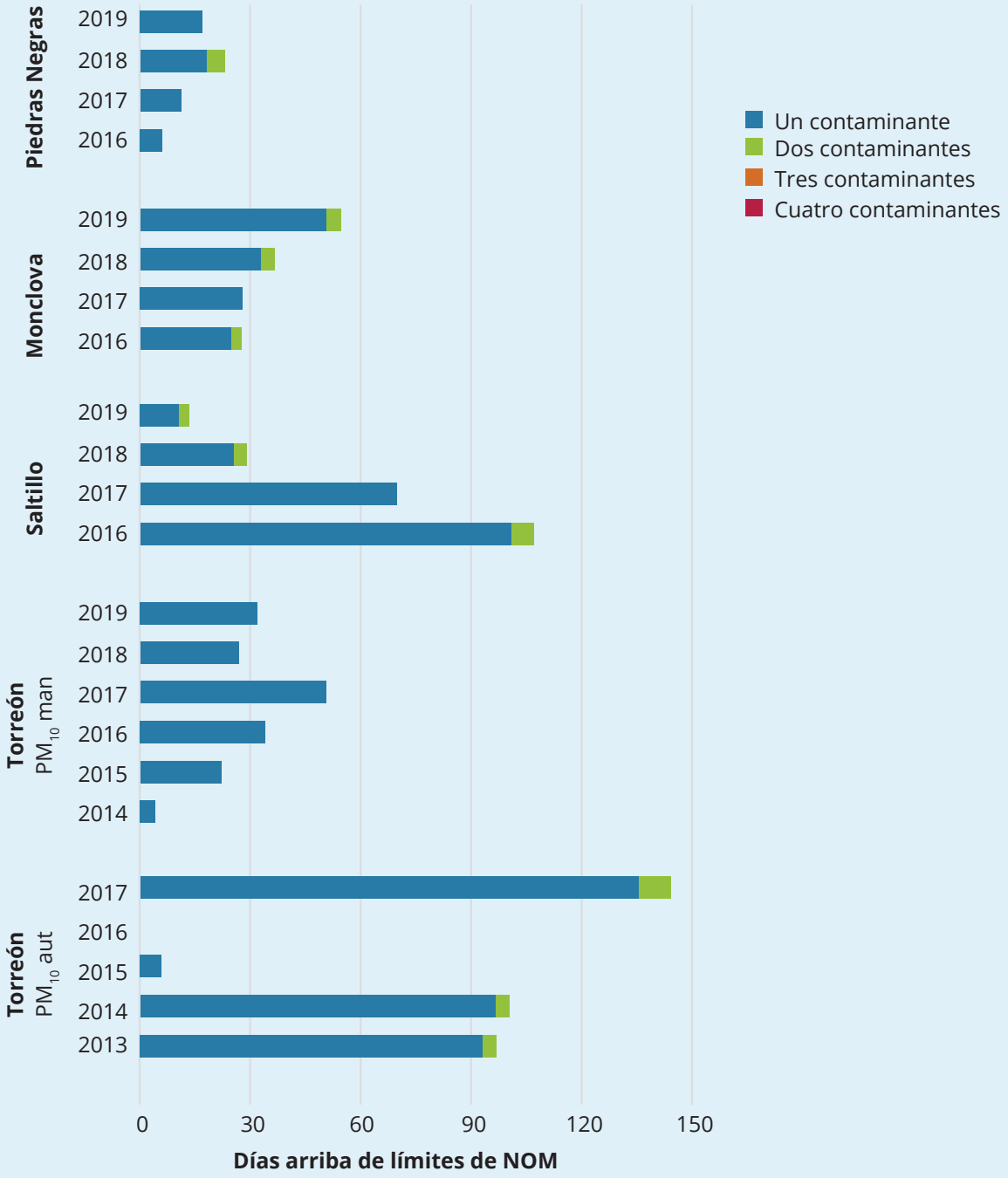
Con una tasa de crecimiento promedio anual del 4.8% en los últimos 4 años, se proyecta que para 2050, cerca de 4 millones de automóviles recorran las carreteras del estado de Coahuila. En cuanto a camiones para pasajeros, se estiman alrededor de 122 mil unidades, mientras que, para camiones y camionetas para carga, las estimaciones realizadas a partir de los datos históricos prevén alrededor de 1.2 millones de vehículos.

Consecuentemente, para 2050 se estima una demanda de 58.000 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 Coahuila ocurra con vehículos a combustión).

Considerando dicho escenario BaU, las emisiones de GEI podrían ascender a 153 Mton CO2eq/año, que equivalen al 28 % de emisiones que produjo todo México en 2018. Por lo tanto, es claro que existe un gran potencial de descarbonización del sector transporte, en el que el hidrógeno puede jugar un papel clave.

Calidad del Aire [15] [16]

El estado de Coahuila cuenta con una red de monitoreo de calidad del aire con 5 estaciones ubicadas en los municipios de Saltillo, Monclova, Torreón y Piedras Negras. La gráfica presentada a continuación, extraída del Informe Nacional de Calidad del Aire de 2019 presenta el número de días por año en que se rebasó cualquier norma vigente de calidad del aire entre los años 2013 y 2019.



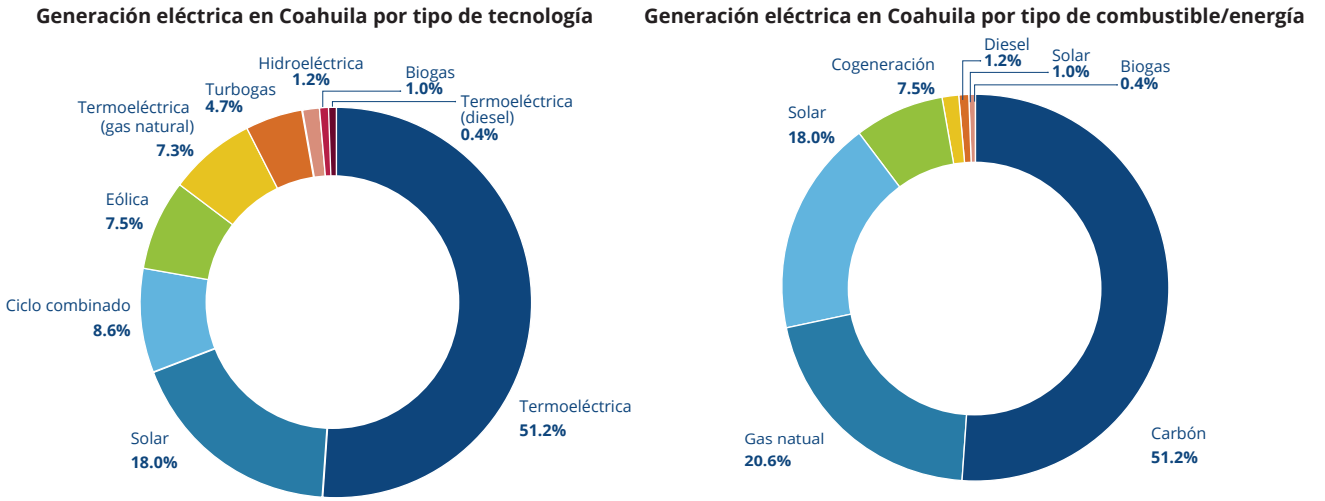
Así, se observa que en general los municipios que presentan mayores problemas de calidad del aire son Torreón y Saltillo y que en los años más recientes los incumplimientos de las normas de calidad del aire han aumentado en Monclova y Torreón, pero disminuido en Saltillo y Piedras Negras. El contaminante que presenta la mayor cantidad de incumplimientos es el PM_{10} y, en menor medida, el $PM^{2}_{.5}$ y el ozono troposférico. Vale la pena tener en cuenta que estos dos contaminantes provienen tanto de fuentes fijas, como las industrias, como de fuentes móviles, como el parque automotor. Por esta razón, el potencial del hidrógeno para descarbonizar y descontaminar estos sectores podría tener una contribución altamente positiva en mejorar la calidad del aire del estado.

3.2. Caracterización energética del estado de Coahuila

A continuación, se presenta información detallada respecto a la generación eléctrica en Coahuila (excluyendo la generación distribuida[5]), las tendencias en su consumo eléctrico, su potencial renovable eólico y solar, y el costo actual y proyectado a futuro de diferentes energéticos en el estado.

3.3. Capacidad instalada de generación eléctrica en Coahuila a 2022

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



Tipo de planta	Capacidad instalada (MW)	% de participación	Tipo de combustible	Capacidad instalada (MW)	% de participación
Termoeléctrica (carbón)	2,720	51.2%	Carbón	2,720	51.2%
Ciclo Combinado	457	8.6%	Gas Natural	931	19.8%
Termoeléctrica (gas natural)	386.3	7.5%			
Turbogás	252	4.7%			
Solar	957	18.0%	Solar	957	18.0%
Eólica	400	7.5%	Eólica	400	7.5%
Hidroeléctrica	66	1.4%	Hidroeléctrica	66	1.4%
Biogás	52	1.0%	Biogás	52	1.0%
Termoeléctrica (diésel)	21	0.4%	Diésel	21	0.4%
Total	5,311	100%	Total	5,311	100%

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

Más de la mitad de la energía generada en el estado de Coahuila (2,720 MW, que corresponden al 51.2%) es producida por las centrales carboníferas José López Portillo y Carbón II, ubicadas en el municipio de Nava, al noreste del estado. Esto demuestra la importancia de la industria del carbón en el estado, por lo cual es fundamental tener en cuenta el capital humano disponible en este campo para el desarrollo de programas de transición energética justa que incluyan la formación en nuevas tecnologías, como las energías renovables y el hidrógeno verde. La

[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.

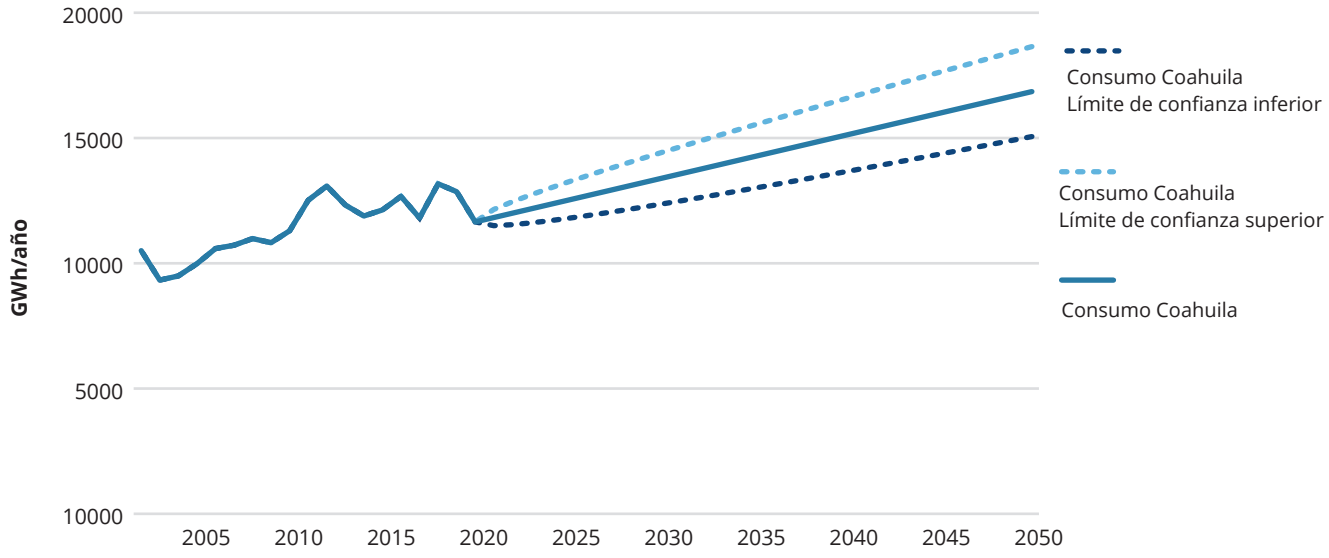
participación del gas natural también es significativa, ya que representa el 20.6% de la matriz energética del estado. Al sumar una fracción más pequeña de generación diésel (21 MW, que corresponden al 0.4% del total del estado), se tiene que, en conjunto, la generación de energía a partir de fuentes fósiles (carbón, gas natural y diésel) en el estado de Coahuila corresponde al 72.2%. Esto permite evidenciar que existe un gran potencial de descarbonización de la matriz eléctrica, en la que el hidrógeno verde podría tomar un rol relevante, tanto para el almacenamiento, como para la regulación de la generación a partir de fuentes renovables.

Por otro lado, la participación de fuentes renovables (solar, eólica, biogás e hidroeléctrica) asciende al 27.8%. En particular, se destaca el Parque Solar Villanueva, ubicado en el municipio de Viesca, al suroccidente del estado, que, a la fecha de elaboración del estudio, es el parque solar más grande de las Américas, con una capacidad instalada de 828 MW (Enel Green Power, 2018). Este, en conjunto con los parques solares Andalucía II (106.5 MW) y Coahuila (22.5 MW), representan el 18.0% de la generación energética del estado.

De igual forma, existe una contribución importante de fuentes de energía eólica, gracias al desarrollo de los parques la Amistad I y Eólica Coahuila, de 200 MW de capacidad instalada cada uno, y que en conjunto representan el 7.5% de la generación eléctrica en Coahuila. También existen aportes de generación hidroeléctrica y a partir de biogás (que en conjunto representan el 2.2% de generación en el estado), lo que hace que como resultado se tenga una matriz energética diversa, con la participación de múltiples fuentes de energía.

3.4. Consumo de energía eléctrica en Coahuila

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



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

Coahuila es el tercer estado más grande de la República Mexicana, con 151.5 mil kilómetros cuadrados de territorio. Cuenta con parques y zonas industriales a lo largo de todo el estado. La posición geográfica de Coahuila es una ventaja competitiva, ya que cuenta con infraestructura terrestre que lo conecta con el pacífico, más de 500 kilómetros de frontera con Estados Unidos, conectividad desde la región con zonas aledañas, entre otros aspectos que le atribuyen una importancia relevante a este estado y, consecuentemente, un potencial de desarrollo económico e industrial que demanda mayores cantidades de energía.

Lo anterior se evidencia con el aumento de la demanda de energía eléctrica anual promedio de los últimos años (Gobierno de México, 2017), donde Coahuila ha crecido a una tasa de 1.85%, proyectando un consumo a 2022 de aproximadamente 9.5 TWh/año. Sin embargo, se estima que, para este mismo año, Coahuila genere cerca de 6 TWh, lo que pone en evidencia una necesidad de aumentar la capacidad de generación del estado, en aras de promover un balance entre la oferta y demanda de energía.

El estado de Coahuila se encuentra entre los 10 estados más demandantes de energía eléctrica del país, consumiendo el equivalente al 57% del Estado de México, el mayor consumidor a nivel nacional. Con una prevalencia actual de generación eléctrica a partir de combustibles fósiles, Coahuila tiene el reto de satisfacer su futura demanda de electricidad, al mismo tiempo que diversifica su matriz de generación, aprovechando su gran potencial renovable.

De igual forma es importante considerar que Coahuila posee cerca del 94 % de las reservas de carbón de todo México (WWF, 2021), por lo que la dependencia socioeconómica de ciertas regiones del estado con este energético es amplia y, en la medida en la que disminuya gradualmente el uso del carbón por una mayor incorporación de energías renovables, será necesario el diseño e implementación de programas que contribuyan a la inclusión y formación de esta fuerza laboral en las nuevas tecnologías energéticas, para que estas se apalanquen del talento local y a su vez el estado de Coahuila pueda diversificar sus fuentes de empleo.

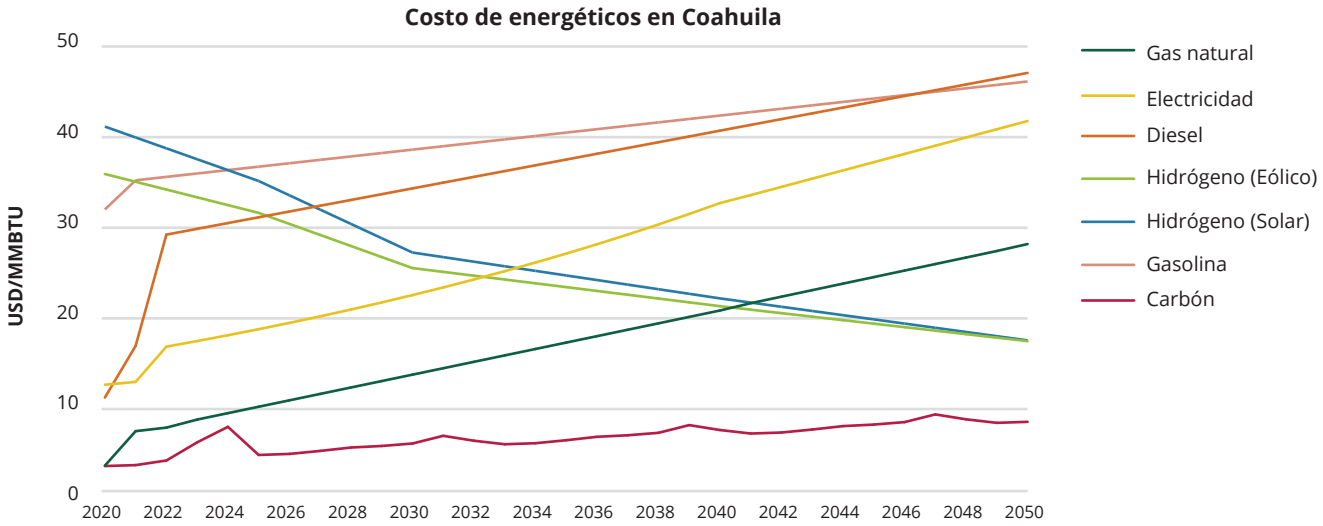
Adicionalmente, la industria automotriz, que en sus líneas de producción necesita de acero, también es intensiva en el uso de energía térmica. Esto fue corroborado a partir de entrevistas realizadas a empresas ubicadas en el estado con actividades a lo largo de la cadena de valor del acero. Por lo anterior, resulta valioso explorar la posibilidad que tiene la producción de hidrógeno verde para la descarbonización de sectores que emplean acero o tienen un alto consumo de energía térmica. Los siguientes capítulos abordarán este tema con mayor detalle.

3.5. Costo de Energéticos en Coahuila

Se recopilaron y desarrollaron proyecciones de los costos hacia 2050 de la gasolina, el diésel, el gas natural, la energía eléctrica y el hidrógeno verde producido a partir de energía solar y energía eólica en el estado de Coahuila, las cuales se muestran en la Figura 8. Los valores presentados son resultado de una extrapolación lineal con base en datos históricos. Además, se muestran en unidades energéticas (USD/MM BTU) con el fin de realizar una comparación más equitativa entre ellos.

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

Figura 8. *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 Coahuila, sin embargo, existe una dispersión de costos entre estas tecnologías que serán analizados en futuros análisis.

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 Coahuila hasta aproximadamente el 2046-2050, dependiendo de la fuente renovable con la que se produzca y sin introducción de precio al carbono. Con respecto al carbón, esta sería la fuente de energía más económica del estado en el período de tiempo analizado, lo que explica en gran parte la alta participación de este en el parque de generación eléctrica del estado.

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

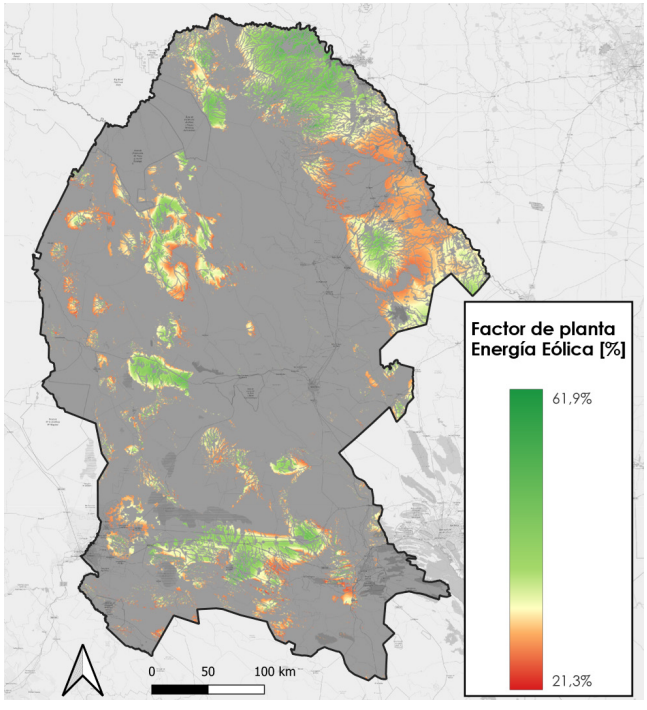
carbón a nivel internacional aumento su costo un 28 % entre 2020 y 2022. Tanto la volatilidad de los precios de los combustibles, como las metas de descarbonización a nivel nacional son motivos de peso para la introducción de nuevos energéticos. Sin embargo, a través de las entrevistas realizadas a diversos actores del estado 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 antes del 2050.

Lo anterior sugiere que el estado de Coahuila deberá promover el uso del hidrógeno verde a través de mecanismos 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.

3.6. Potencial Renovable de Coahuila

Finalmente, en la Figura 9 y la Figura 10 se presenta el potencial renovable eólico y solar en el estado de Coahuila, determinados a partir de información del Global Wind Atlas (Global Wind Atlas, 2022) y el Global Solar Altas (Global Solar Atlas, 2022), respectivamente.

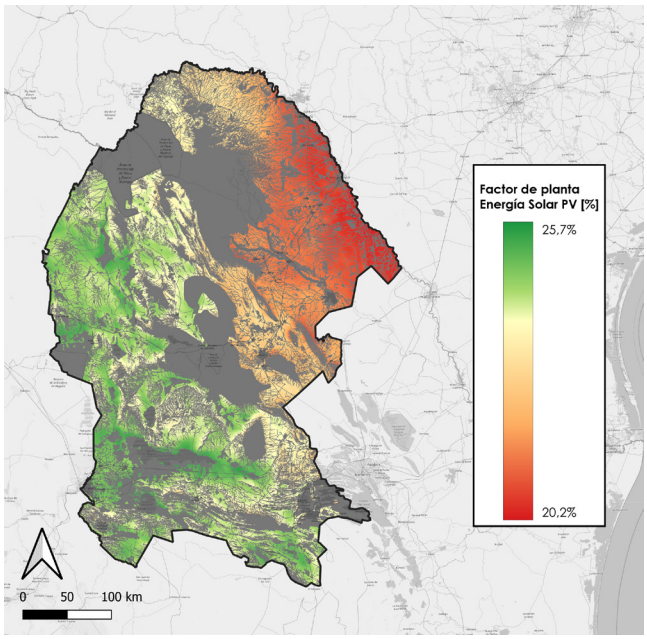
Figura 9. *Potencial eólico en el Estado de Coahuila.*



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

Con respecto al potencial eólico, se resalta cómo este es más elevado en el norte y el noreste del estado, donde se alcanzan factores de planta que llegan hasta a un 61.9%. El potencial disminuye en las regiones hacia el centro del estado, llegando a factores de planta inviables financieramente (velocidad promedio anual inferior a 5.8 m/s @ 100 m (EIA, 2022), pero vuelve a aumentar en el sur y hacia el occidente. Cabe resaltar 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 de este informe, asociadas a la disponibilidad del uso de suelo.

Figura 10. *Potencial solar en el Estado de Coahuila.*



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

Por su parte, respecto al potencial solar en el estado, se resalta cómo su distribución geográfica, si bien es uniforme, es geográficamente opuesta a la del potencial eólico: es más abundante en el sur y el oeste, donde se alcanzan factores de planta máximos del 25.7%; mientras que es menor en el norte y el noreste, donde llegan a un mínimo del 20.2%. También se resalta que en la región centro-occidente del estado existe un gran potencial tanto eólico, como solar, por lo cual las instalaciones mixtas de energía renovable podrían ser de gran interés para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde.

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 Coahuila.

4. Análisis del potencial técnico-económico de producción de H_2 verde en el estado de Coahuila

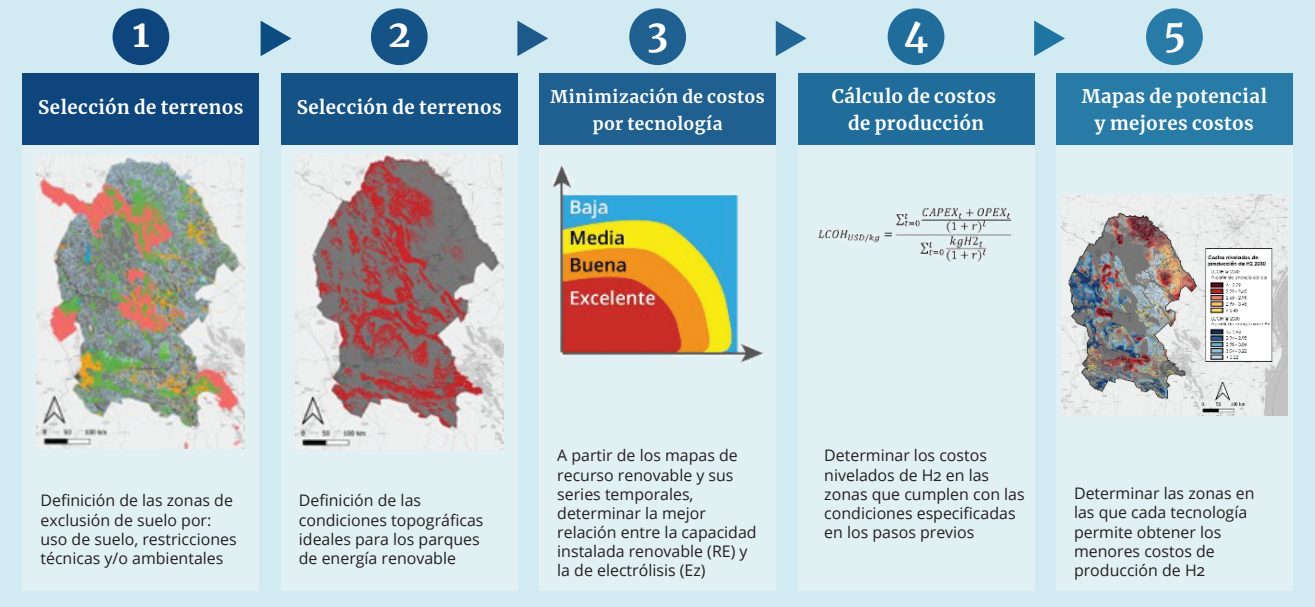
La presente sección tiene por objetivo presentar el análisis técnico-económico del potencial teórico de producción de hidrógeno verde en el estado de Coahuila basado en la disponibilidad del recurso renovable y criterios de exclusión sociales y ambientales dependiendo de la tecnología de generación. 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 11. *Esquema simplificado del proceso de obtención del potencial técnico-económico a partir de las diferentes capas de datos en el estado de Coahuila.*



Fuente: elaboración propia.

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:

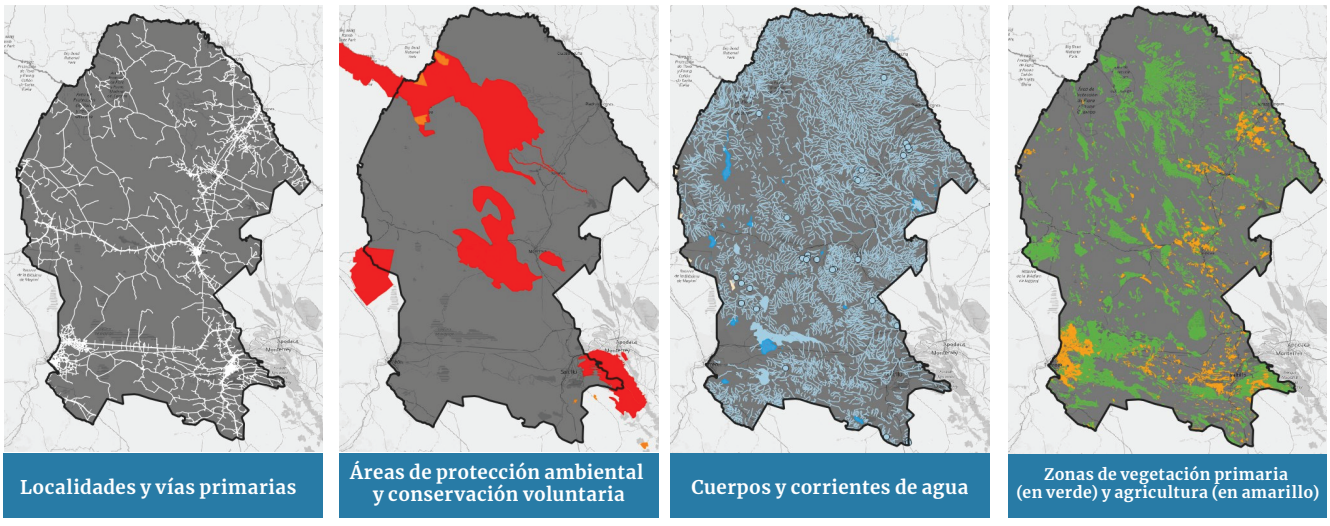
Tabla 1. Condiciones de exclusión según el uso del suelo.

Característica	Distancia mínima a respetar [en metros] (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	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 y para el caso de la energía fotovoltaica se excluyeron además las zonas con destino agrícola.

Figura 12. *Zonas de restricción técnica, ambiental o social.*



Fuente: elaboración propia.

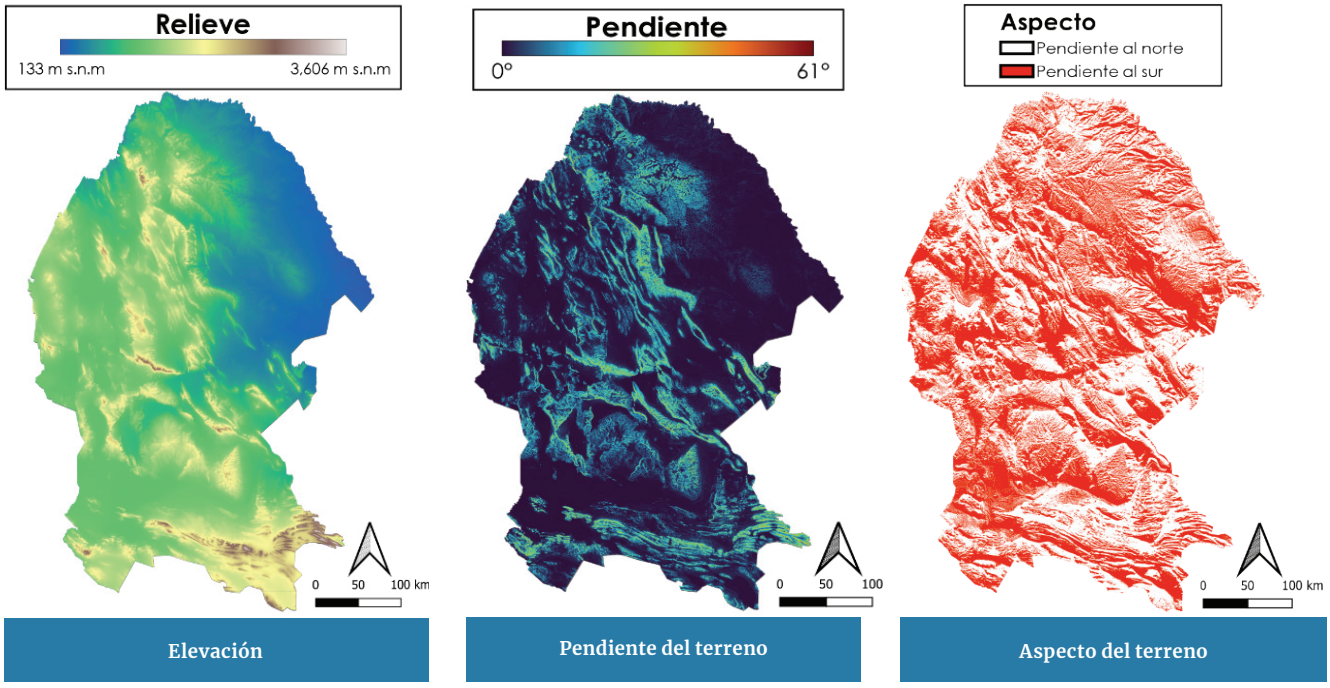
4.1.2. Exclusión de zonas por consideraciones topográficas

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)

Figura 13. *Características topográficas de Coahuila 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 Coahuila, se obtuvo el potencial de costo nivelado de producción y la cantidad de generación anual de hidrógeno verde a lo largo de la geografía del estado. Para el cálculo del costo nivelado de hidrógeno se plantearon las siguientes hipótesis:

- Los factores de planta de energía renovable fueron extraídos de las herramientas de ESMAP GlobalSolarAtlas[6] y GlobalWindAtlas[7] 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.

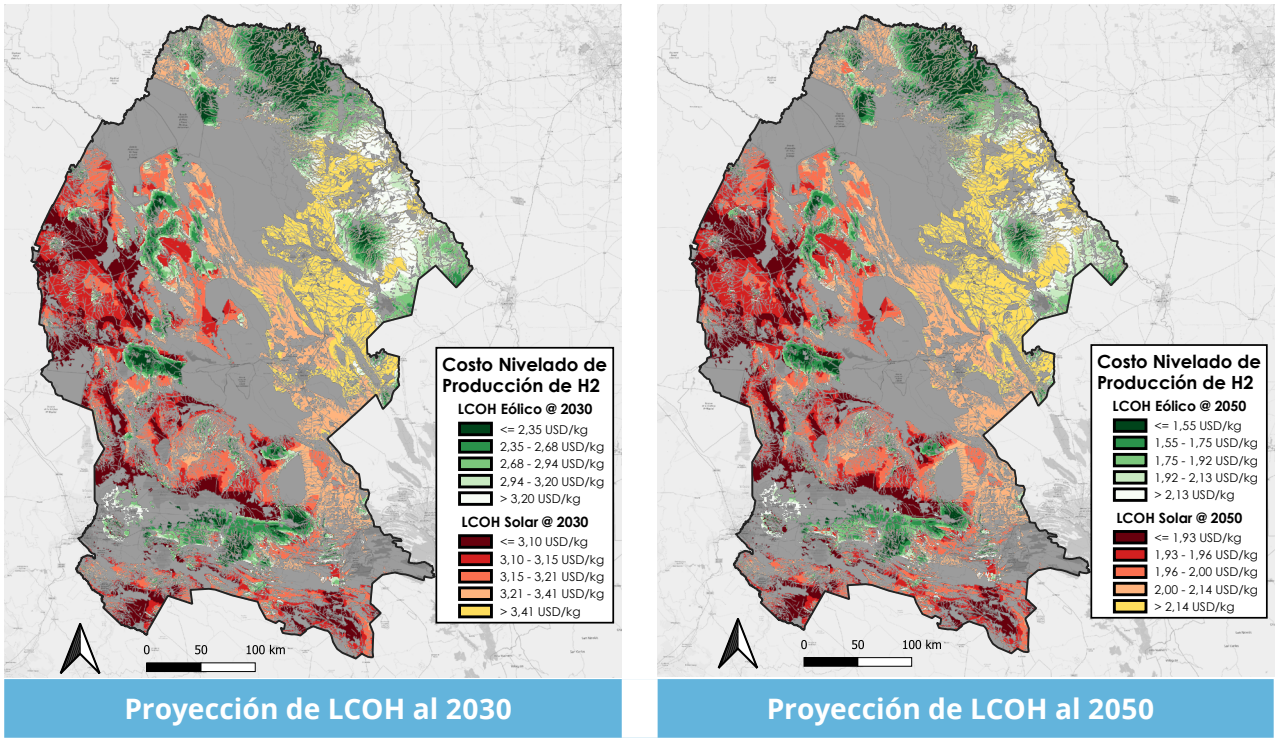
[6] Global Solar Atlas 2.0, una aplicación gratuita basada en la web, ha sido desarrollada y gestionada por la empresa Solargis s.r.o. en nombre del Grupo del Banco Mundial, utilizando datos de Solargis, con financiación proporcionada por el Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (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

- 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.**
- Se considera que la producción de hidrógeno es in-situ, por lo tanto, no se contemplan costos asociados al transporte de la energía o del hidrógeno; es decir, se determinó el costo nivelado de hidrógeno a la salida del electrolizador.
- Se realizó un análisis sobre la relación de dimensiones óptimas entre la capacidad de energía renovable y la capacidad de electrólisis para las condiciones de Coahuila a nivel regional. Se determinó una relación de 1.5 (MWRE/MWEz)[8] para el caso de la energía solar y de 1.8 (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; por el contrario, el recurso eólico 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 0[9], 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 14. *Proyección de los costos nivelados de producción de hidrógeno más competitivos entre las 2 fuentes de energía renovable analizadas; a la izquierda la proyección al 2030 y a la derecha la proyección al 2050.*



Proyección de LCOH al 2030 | **Proyección de LCOH al 2050**

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

Fuente: elaboración propia.

[8] La relación MWRE/MWEz hace referencia a las unidades de 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.

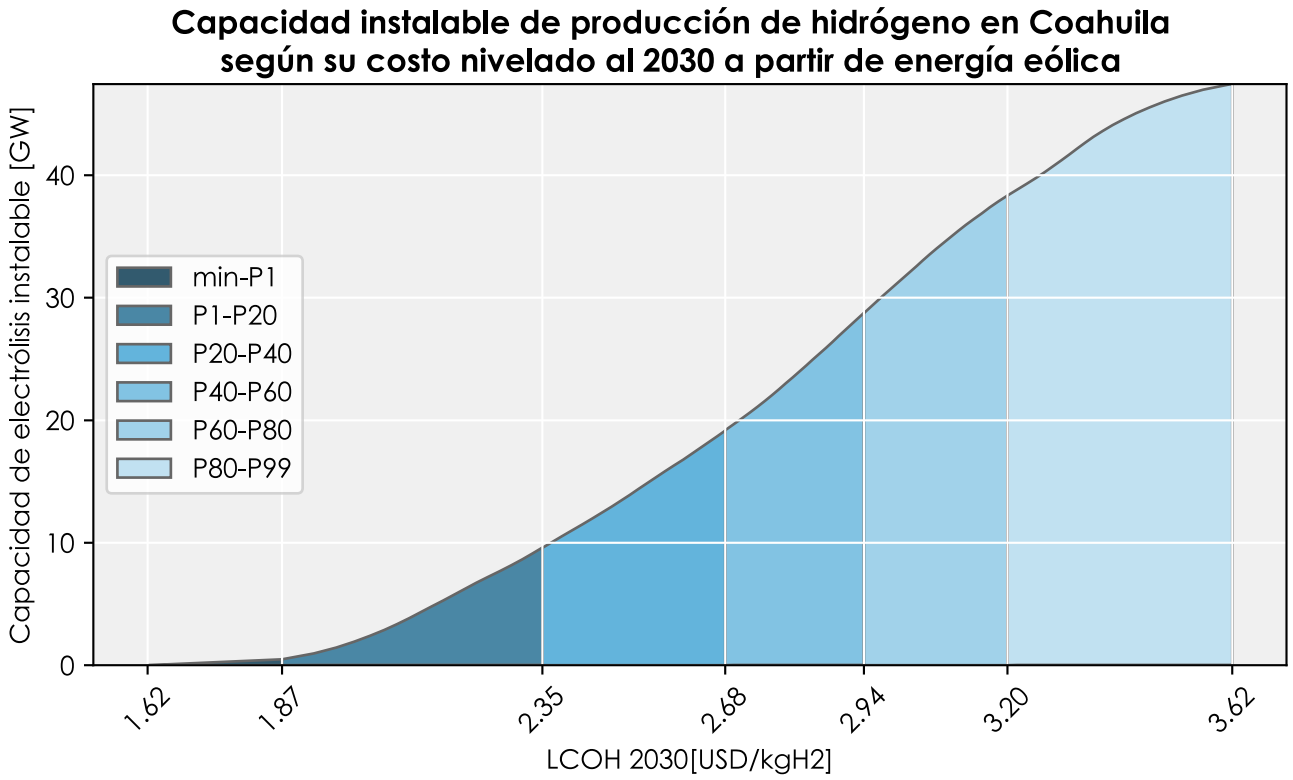
4.2. Análisis de los resultados

Como resultado del cálculo se obtuvo un costo nivelado entre 1.62 y 3.62 USD/kg al 2030 si se aprovecha el recurso eólico, mientras que si se genera a partir de la energía solar el costo nivelado estaría entre 2.97 y 3.71 USD/kg. Esta diferencia entre el recurso eólico y el solar se debe a los factores de planta que alcanzan cada tecnología; en el caso del recurso eólico, se consiguen factores de capacidad de hasta 62% que con la relación de capacidad RE-EZ[10] adecuada puede conseguir una operación del electrolizador superior al 80%, mientras que con el recurso solar el electrolizador solo alcanza un factor de planta de 36%.

A partir de los mapas generados de costo nivelado de hidrógeno, se evaluó el potencial teórico de capacidad electrólisis instalable en la región (Ver Figura 15). Para ello se fijó que en 1 km^2 se pueden instalar 31.2 MW de energía solar[11], con lo que sería posible abastecer hasta 20.8 MW de electrolisis, ó 4 MW de energía eólica[11], con lo que sería posible abastecer hasta 2.22 MW de electrolisis; 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 determinada.

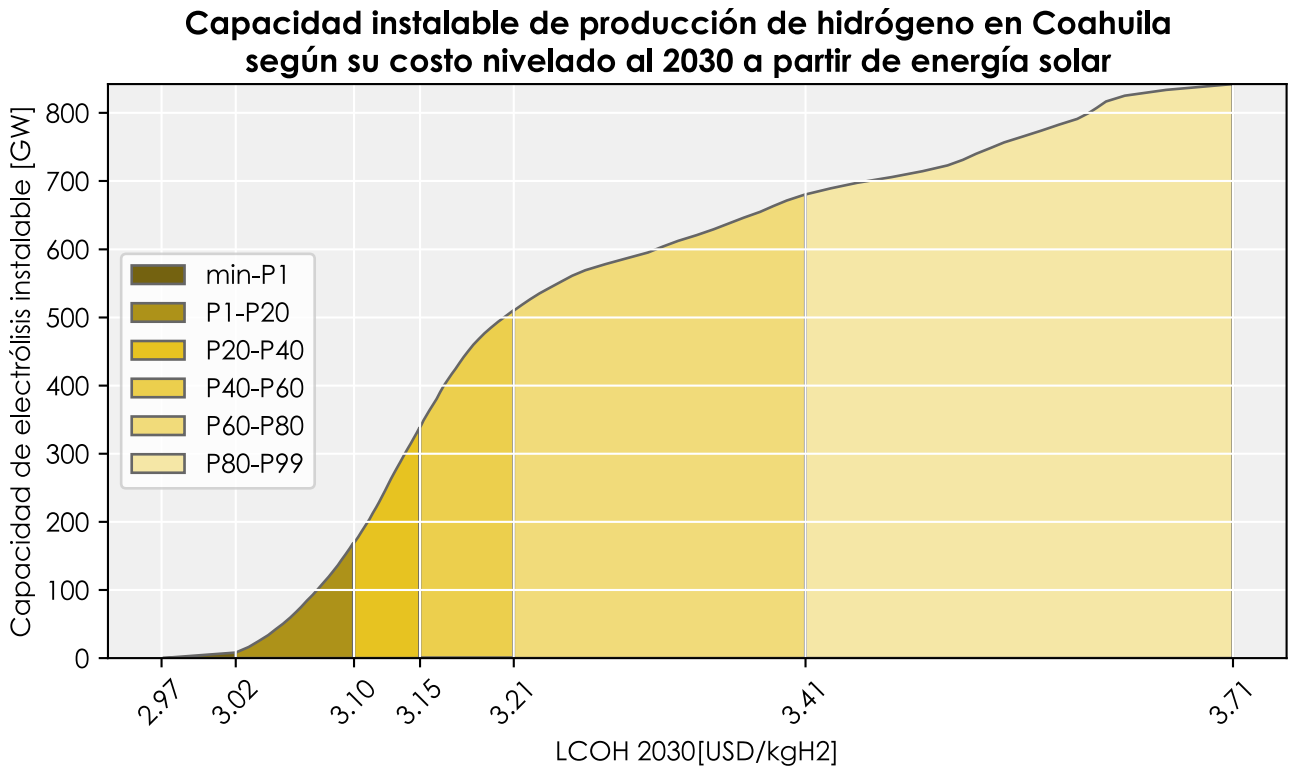
Los potenciales presentados a lo largo de este capítulo son teóricos y están sujetos a que el recurso hídrico esté disponible, en el capítulo 6 se estudia el potencial a partir del agua renovable en el territorio.

Figura 15. *Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Coahuila al 2030 (superior: recurso eólico, inferior: 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 Ecólogica entre el 2016 y el 2022, considerando un factor esparcimiento del 75%; detalle de los proyectos recopilados en el Anexo 4.



En el eje Y capacidad instalable de electrólisis cumulada por tecnología en GW y en el eje X los costos de hidrógeno correspondientes. A mayor costo objetivo, mayor será el potencial. Los colores de los quintiles coinciden con los colores de los mapas en la Figura 13.

Fuente: elaboración propia.

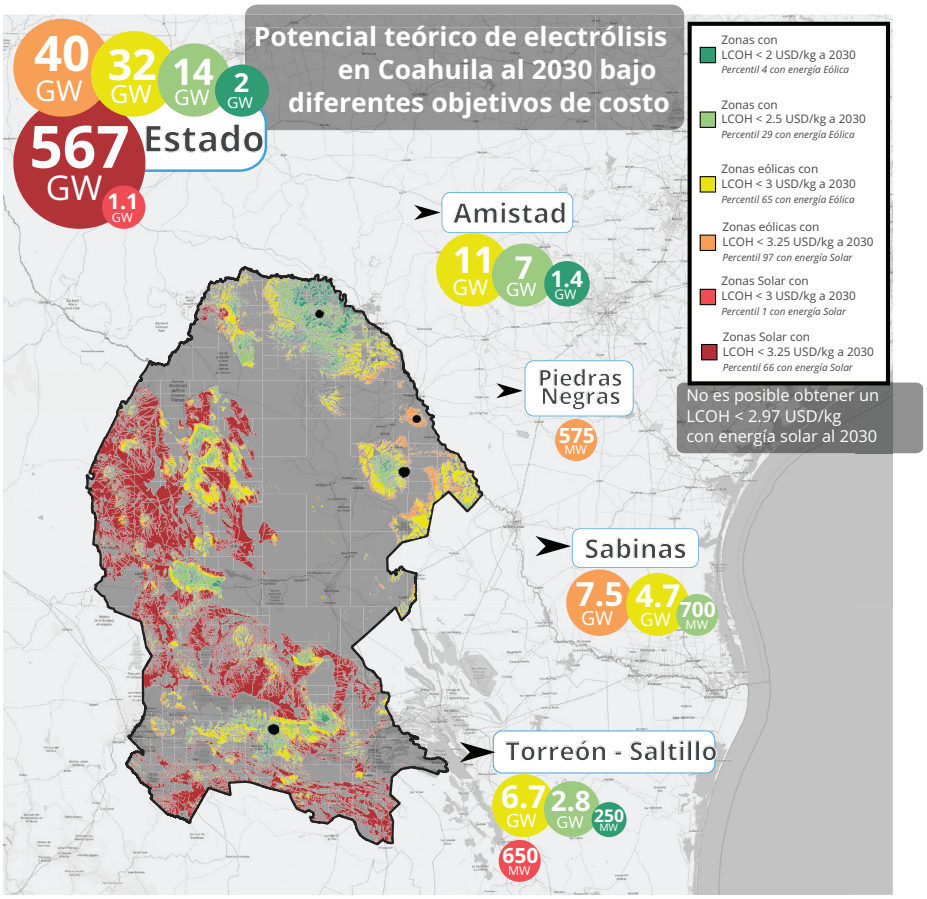
Es importante tener en cuenta que el potencial instable ilustrado en la Figura 14, se trata del potencial teórico basado en la superficie que cumple con las condiciones descritas. Sin embargo, pueden existir otras restricciones que no fueron tenidas en cuenta que pudieran reducir esta cifra significativamente.

Para 2030, Coahuila tendrá un potencial para instalar cerca de 1.9 GW de electrólisis a un costo de producción de hidrógeno menor a 2 USD/kg y 32 GW de electrólisis a un costo menor a 3 USD/kg (tan solo 600 MW de electrólisis a partir de energía solar se encuentran en este último rango).

En Coahuila se identificó un enorme potencial, de alrededor de 500 GW teóricos de electrolisis para la generación de hidrógeno aprovechando el excelente recurso solar en las zonas oeste y sur del estado; sin embargo, este potencial se encuentra entre los 3 y 3.25 USD/kg de hidrógeno. Por otro lado, para la generación de hidrógeno aprovechando el recurso eólico, concentrado en el norte y este del estado junto un con corredor interesante entre Torreón y Saltillo, se identificó un potencial de hasta 40 GW de electrólisis por debajo de los 3.25 USD/kg, sin embargo el espectro de costos es mucho más amplio, llegando a identificar zonas con costos nivelados de hidrógeno por debajo de los 2 USD/kg en cercanías a Amistad (se determinó un potencial de aproximadamente 1.4 GW de electrólisis por debajo del costo mencionado).

En el corredor entre Saltillo y Torreón existe un potencial eólico muy interesante por los bajos costos de hidrógeno que permite y la ubicación estratégica entre las principales ciudades del estado. Este corredor, que se extiende por cerca de 120 km de Este a Oeste y 45 km de Norte a Sur, cuenta con un potencial eólico de hasta 5 GW, es decir, 2.8 GW de electrólisis, con un costo nivelado inferior a 2.5 USD/kg.

Figura 16. *Potencial teórico de electrólisis al 2030 en el estado de Coahuila*

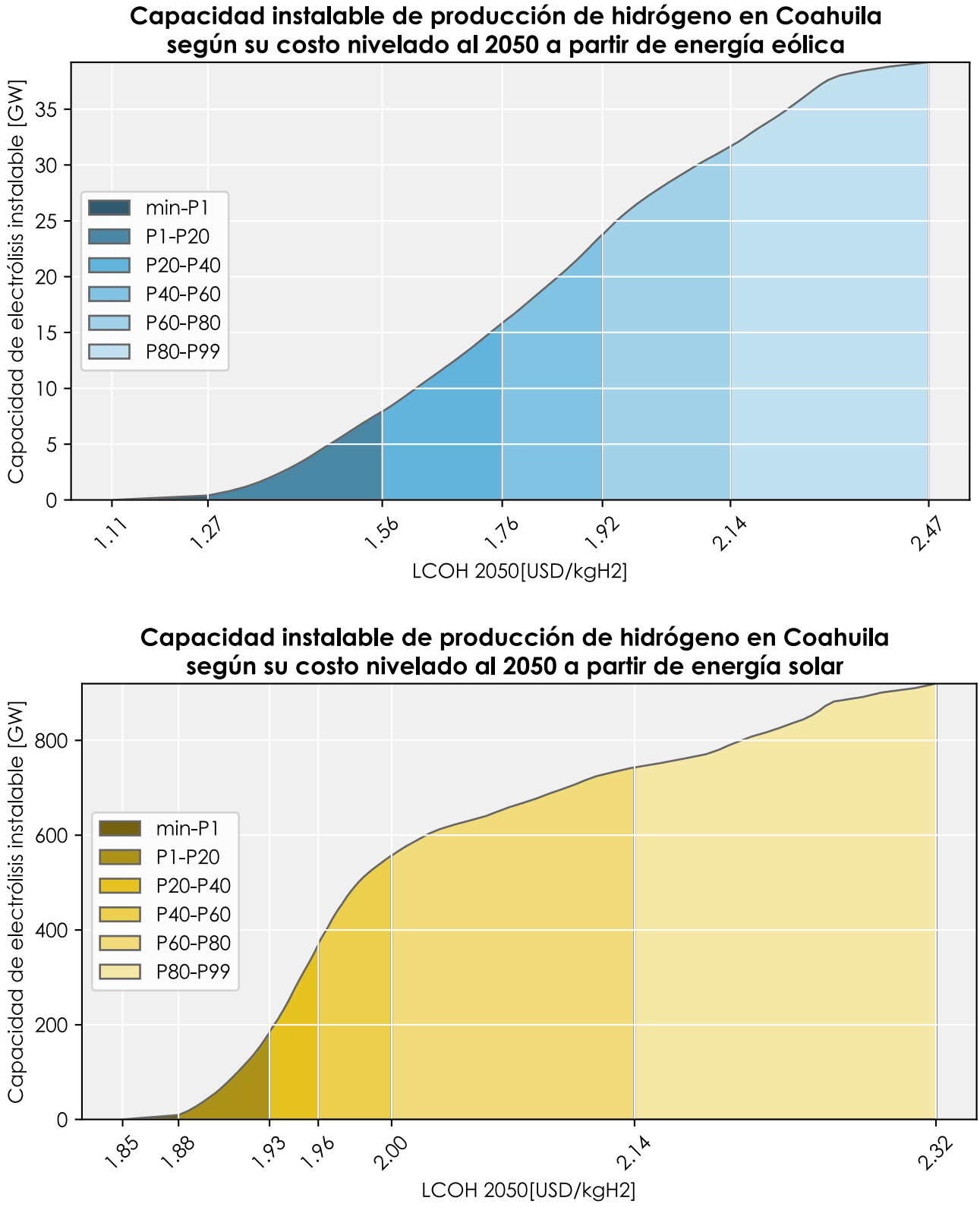


Fuente: elaboración propia.

Los primeros parques de generación de hidrógeno a gran escala podrían ser alimentados por energía eólica y ubicados en la región norte del estado. Una ubicación potencialmente atractiva para los primeros proyectos piloto podría ser en el corredor entre Torreón y Saltillo pues podría proveer hidrógeno a bajo costo a estas ciudades para usos industriales como la producción de amoniaco. Los proyectos de generación de hidrógeno a partir de energía solar antes de 2030 solo se desarrollarán si se desean realizar proyectos a pequeña escala de generación cerca de los puntos de consumo actual.

Adicionalmente, en zonas aledañas a Sabinas y parte del corredor entre Saltillo y Torreón, 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 47 GW de energía solar en un radio de 50 km desde Piedras Negras con un LCOE de ~37.5 USD/MWh, 30 GW en un mismo radio, pero desde Sabinas con un LCOE de ~36.5 USD/MWh y 40 GW entre Saltillo y Torreón con un LCOE promedio de 32 USD/MWh. Esto indica que las tecnologías podrían destinarse a objetivos diferentes: tanto a la descarbonización de la red, como a la generación de hidrógeno verde. El potencial renovable es tal, que difícilmente se daría competencia entre estas.

Figura 17. *Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Coahuila al 2050 (superior: recurso eólico, inferior: recurso solar).*



En el eje Y capacidad instalable de electrólisis cumulada por tecnología en GW y en el eje X los costos de hidrógeno correspondientes. A mayor costo objetivo, mayor será el potencial. Los colores de los quintiles coinciden con los colores de los mapas en la Figura 13.

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 compe-

titivo para la generación de hidrógeno. Cerca de 31 GW de electrolisis alimentado por energía eólica pueden ser instalados con un costo por debajo del menor costo obtenido a partir de energía solar al 2030 (<2.96 USD/kg) y 20.2 GW al 2050 (<1.85 USD/kg).

Para 2050, Coahuila tendrá un potencial de 6.3 GW de electrólisis con un costo menor a 1.5 USD/kg y cerca de 5,80 GW con un costo menor a 2 USD/kg.

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 tomaron 2 puntos arbitrarios en el estado. Uno donde el LCOH más bajo sea obtenido con energía renovable eólica y otro donde este se obtenga con energía solar fotovoltaica. Para cada punto se realizó un dimensionamiento óptimo de las capacidades de energía renovable para 1 MW de electrólisis[12]. Se encontró que en el lugar donde predomina la generación con energía eólica (es decir, con el LCOH más económico usando esta tecnología) se obtuvo una reducción del 6.8%; mientras que en el lugar donde predomina la generación de hidrógeno con energía solar, se obtuvo una reducción de tan solo 2.3%.

Tabla 3. Dimensionamiento óptimo del parque de energía renovable para el menor LCOH según las tecnologías usadas para 2 puntos arbitrarios en el estado.

Tecnología dominante	Capacidad PV [MW]	Capacidad Eólica [MW]	Factor de planta EnR	Factor de planta EZ	LCOH @ 2030
Solar	1.5	0	28.5%	38.8%	3
	0	2.1	25.9%	50.8%	3.69
	1.1	1.3	31.4%	71.7%	2.93
Eólica	1.5	0	26.7%	38.7%	3.13
	0	1.8	37.5%	63.6%	2.65
	0.9	1.5	33.5%	77%	2.47

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

Durante esta sección el lector podrá identificar los aspectos clave que permitirían desarrollar la industria del hidrógeno verde en el estado de Coahuila, 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, seguidamente se desarrollaron estudios de paridad de costos para tres usos finales del hidrógeno como por ejemplo materia prima, transporte y generación de energía eléctrica.

Al finalizar el capítulo, se evaluó a Coahuila 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 Coahuila

El siguiente capitulo recopila el diagnóstico actual del mercado del hidrógeno en el estado de Coahuila. 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.

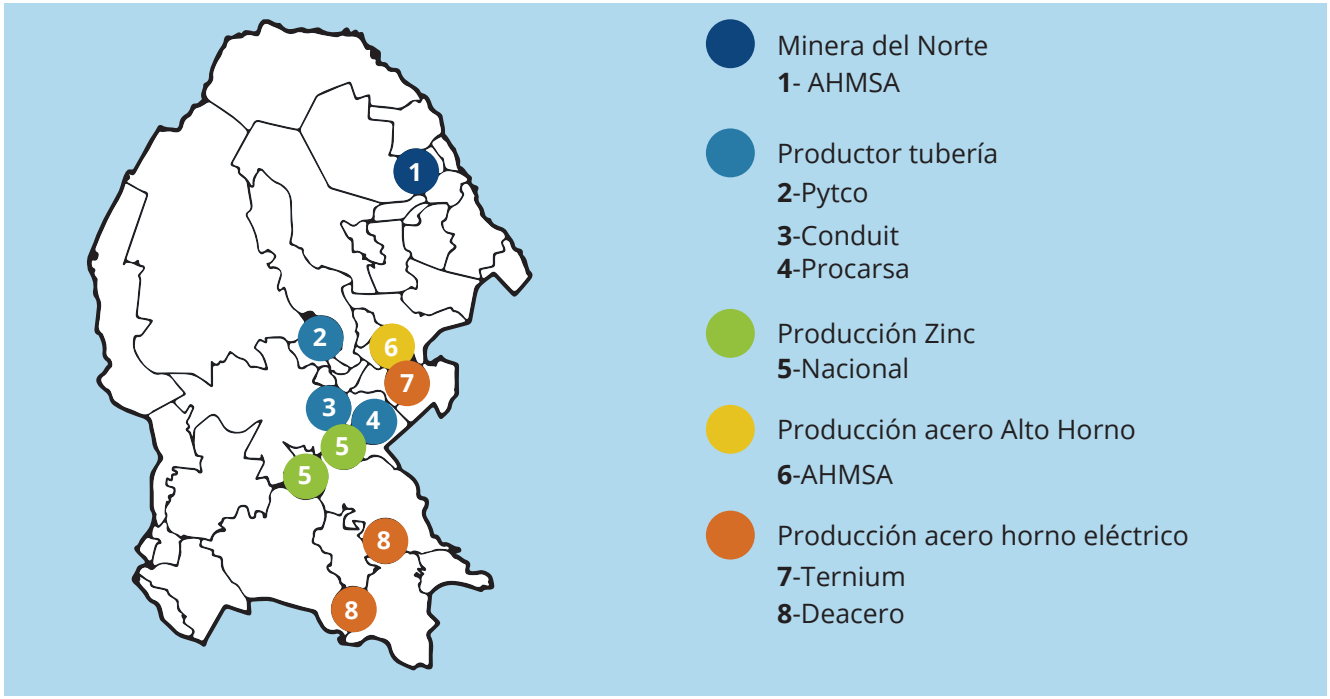
Siete sectores económicos[13] se diagnosticaron a través de bases de datos del gobierno, revistas, reportes y entrevistas a actores principales del sector público y privado. El mercado actual del hidrógeno en Coahuila ayudó a dar las bases para la evaluación de competitividad de costos por sector para finalizar con la estimación de alto nivel del crecimiento de la demanda de H_2 y la matriz de indicadores cualitativos de Coahuila.

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

- **Metanol:** El estado de Coahuila 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 identificó plantas de tratamiento de petróleo crudo en Coahuila (PEMEX, 2020). Por lo tanto, el valor del hidrógeno consumido para esta aplicación es de **0 kton/año.**
- **Acero:** A partir de la Radiografía de la industria del acero en México de CANACERO (CANACERO, 2021) se identificó que Coahuila cuenta con la Minera del Norte propietaria de AHMSA, 3 productores de tubería (Pytco, Conduit, Procarsa), dos productores de Zinc, 1 productor de acero con alto horno (AHMSA), y dos productores de acero con horno eléctrico (Ternium, Deacero).

[13] Metanol, refinería, acero, vidrio flotado, amoniaco y químicos, gases industriales, papel, pulpa y cartón

Figura 18. *Panorama de la industria del acero en Coahuila.*



Fuente: Elaboración propia con datos de (CANACERO, 2021).

AHMSA cuenta con dos plantas que produce acero a partir de mineral de hierro usando la ruta de alto horno – horno de oxígeno básico (*blast furnace-basic oxigen furnace*, o BF – BOF). Una de las plantas cuenta con dos altos hornos en *stand-by*. La segunda planta se encuentra en operación con un alto horno y una capacidad de 7,500 ton/día.

La producción de acero involucra un alto horno que reduce el mineral de hierro a hierro fundido usando coque y un horno de oxígeno en donde el metal caliente (arabio) se convierte en acero. El coque que se usa dentro del proceso se produce a partir de carbón usando reactores verticales de coquización. Hay empresas acereras que son las propietarias de las minas de carbón y del proceso de producción de coque. El alto horno cuenta con inyección ascendente de gas natural, carbón pulverizado y aire caliente que se usan como agente oxidante para realizar el proceso de reducción directa del mineral. Adicional al proceso de obtención de acero primario mediante BF-BOF, existe una etapa que se encuentra acoplada al BF-BOF para la obtención de acero secundario a través de un honor eléctrico alimentado con chatarra.

Por ejemplo, una de las empresas entrevistadas para la elaboración de este documento cuenta con una capacidad de producción instalada de 5 millones de toneladas de acero líquido por año. En la actualidad sólo se produce entre el 30 y 40 % de la capacidad instalada siendo Estados Unidos y Europa los principales mercados de exportación (12 -13%) de la producción total.

Una tonelada de acero demanda aproximadamente 770 kg de coque con emisiones contaminantes de CO2 equivalentes asociadas que van desde 1.2 a 1.8 ton CO2/ton de acero terminado. **De las empresas entrevistadas ninguna usa hidrógeno dentro de los altos hornos para la producción de acero; el hidrógeno sólo se usa para el recocido de caja de los rollos.** La operación de recocido con hidrógeno se suele tercerizar con empresas internacionales de producción de gases industriales- **El consumo de hidrógeno dentro de las empresas entrevistadas es de aproximadamente 500 m3/h de H_2**. Lo que da un consumo de hidrógeno de aproximadamente **0.4 kton H_2/año**. Al proyectar este mismo escenario de uso del hidrógeno en las plantas de producción de acero de otras empresas productores de acero se obtiene que aproximadamente el estado de Coahuila demanda **0.7 kton H_2/año** de hidrógeno para la producción de acero.

La industria de producción de acero cuenta con el potencial de usar hidrógeno dentro del alto horno usándolo como un agente reductor, disminuyendo de esta forma la dependencia de coque y agentes reductores de origen fósil. Sin embargo, **el hidrógeno no podrá reemplazar por completo al coque. Por lo tanto, el hidrógeno dentro de un alto horno jugará el papel de agente reductor auxiliar.**

- **Amoniaco y químicos:** A partir del Anuario Estadístico PEMEX 2020 se define que la compañía no produce localmente amoniaco a partir de hidrógeno ya que no cuenta con plantas petroquímicas. Por lo tanto, la demanda de hidrógeno para producción de amoniaco por parte de PEMEX en Coahuila es **0 kton/año.**

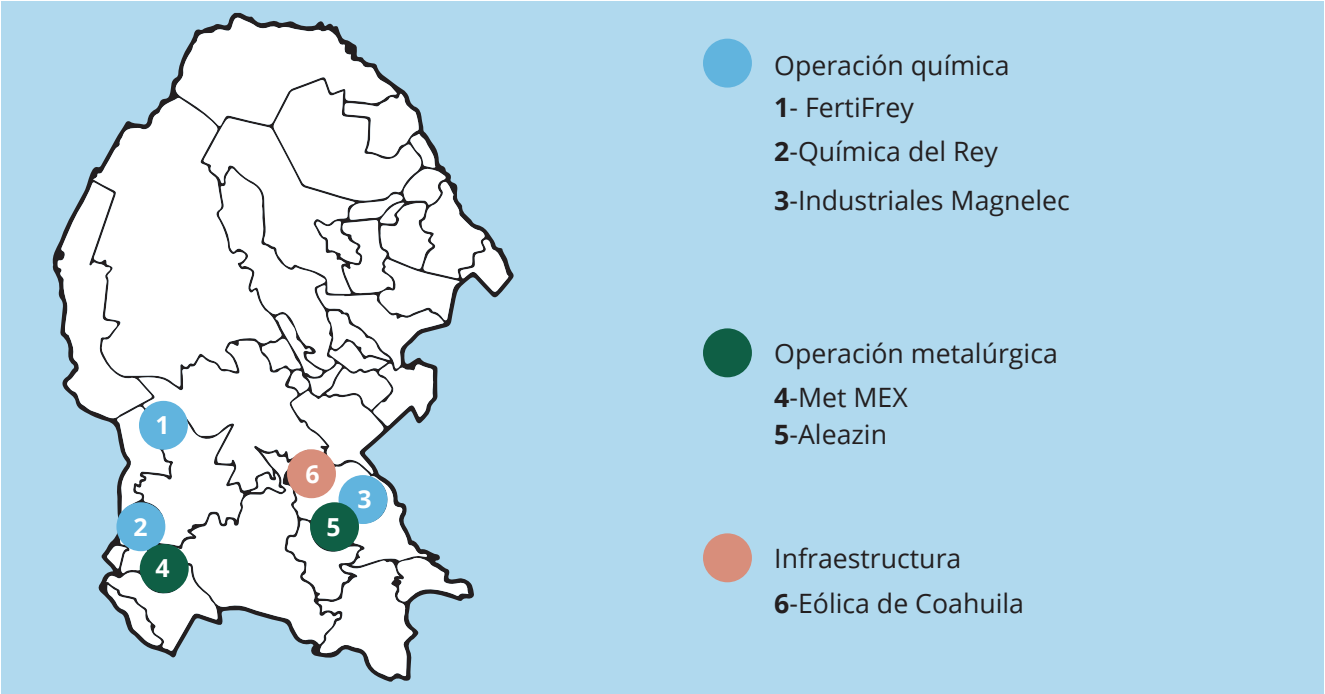
El amoniaco como insumo para la obtención de fertilizante puede ser un mercado interesante del hidrógeno para la descarbonización del proceso productivo. Coahuila tuvo una producción agrícola para el 2021 de aproximadamente 5.5 millones de toneladas en una superficie sembrada de 251,442 hectáreas. La alfaba verde fue la de mayor participación en producción con un total de aproximadamente un 29%, seguido de pastos y praderas (18%), y maíz forrajero en verde (16%) (Axayacatl, 2022). La cantidad de fertilizante[14] que se requiere para una sola dosis en la superficie sembrada durante el 2021 es de 57,996 toneladas de fertilizante.

En Coahuila se produce el sulfato de amonio el cual sirve como fertilizante nitrogenado para el sector agrícola o como insumo industrial que sirve como materia prima para adhesivos, plásticos, resinas, tintas, productos farmacéuticos, textiles, papel, alimenticio y metales (CondorChem, 2022).

FertiRey es una compañía de Industrias Peñoles que produce químicos como el sulfato de amonio a partir de amoniaco. FertiRey cuenta con una planta en Torreón, Coahuila para la **producción de 178,873 ton durante 2021 de sulfato de amonio** (Industrias Peñoles, 2022). Las ventas de sulfato de amonio para la división de químicos en FertiRey (Industrias Peñoles) corresponde al 18% para un valor en el 2020 de aproximadamente 36 millones de dólares.

La producción de sulfato de amonio se da a través de ácido sulfúrico el cual se obtiene como subproducto de operaciones de fundición de plomo del complejo metalúrgico Met-MEX en Torreón (Industrias Peñoles, 2021), mientras que el amoniaco usado para la producción de sulfato de amonio se obtiene de importaciones procedentes principalmente de Estados Unidos. **La cantidad de amoniaco demandado para la producción de sulfato de amonio es de 46,073 ton/año. Este amoniaco es producido a partir de hidrógeno el cual a su vez fue producido mediante el reformado de metano con vapor de agua.** Así, la cantidad de hidrógeno que se demandó para la producción de amoniaco requerida en FertiRey es de **8.1 kton/año.**

Figura 19. *Instalaciones de Industrias Peñoles como actor clave en Coahuila.*



Fuente: Elaboración propia con datos de (Industrias Peñoles, 2021).

- **Gases industriales:** Air Liquide cuenta con una planta de producción de hidrógeno a través de reformado de metano con vapor de agua en Coahuila. La ubicación de la planta está en las instalaciones de AHMSA. El reformador cuenta con una producción de **0.86 kton H_2/año** distribuidas en un 45% para apoyar el proceso de recocido en AHMSA y el restante 55% para otras industrias en Coahuila y en estados federales vecinos.
- **Papel, Pulpa y cartón:** En el proceso de producción de papel y pulpa se cuenta con un proceso que consiste en el aclaramiento de la pulpa ya que la pulpa de la madera triturada no posee los requerimientos de

[14] Usando sulfato de amonio con nitrógeno total de 21%

blancura (Institute for Industrial Productivity, 2022). El procedimiento más importante de blanqueamiento usa peróxido de hidrógeno en combinación con silicato de sodio e hidróxido de sodio (Tofani, 2021). Para el censo económico 2019, Coahuila sólo presentó una unidad económica identificándose como uno de los sectores económicos de menor participación dentro del estado federativo. Coahuila no cuenta con plantas de producción de papel que demanden altos consumos de peróxido de hidrógeno (Gobierno de México, 2022). Por lo tanto, para la producción de papel se tiene que el consumo de hidrógeno es mínimo y su valor se aproxima a **0.35 kton H_2 al año**[15].

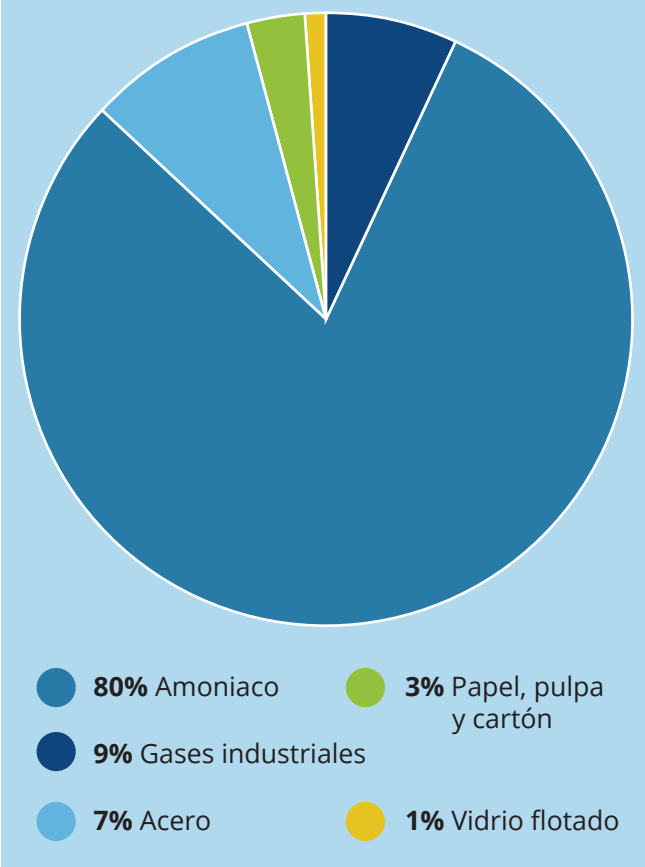
- **Vidrio Flotado:** Saint Gobain Glass en Saltillo es un consumidor de hidrógeno en Coahuila para la producción de vidrio flotado. El hidrógeno tiene el propósito de evitar la oxidación del estaño fundido en los baños de estaño (Tin Bath) lo cual se da por ingresos de aire a la cámara de baño. Para evitar la oxidación, se usa un gas formador H_2/N_2 con concentraciones de hidrógeno que van desde 1 a 10% (ReadOX, 2022). Por lo general se usan volúmenes altos 90 Nm^3/h, dando una cantidad demandada de hidrógeno de aproximadamente **0.07 toneladas hidrógeno año.**

El diagnóstico del mercado actual del hidrógeno en el estado de Coahuila identificó que el consumo total es de aproximadamente **10.1 kton H_2 al año** principalmente para el sector de fertilizantes e industrial.

La empresa paraestatal PEMEX no cuenta con plantas petroquímicas ni de refinación de petróleo por lo que no se demanda ni produce hidrógeno para los sectores de refinería ni producción de metanol. Sin embargo, sectores industriales como el acero, gases industriales, pulpa & papel, junto con producción de vidrio consumen cerca de **1.97 kton H_2 al año**. La actividad dentro del sector industrial con la mayor participación en demanda es la producción de acero (0.7 kton H_2/año), suministrada principalmente por empresas gasistas con plantas en la región. Según información analizada durante las entrevistas a actores claves, la producción del hidrógeno se realiza a través de métodos termoquímicos que involucran emisiones contaminantes durante la producción del gas, como por ejemplo el reformado de metano con vapor de agua. El gas natural usado para este proceso proviene principalmente de aquellas conexiones con gas natural del sistema nacional y de importaciones de regiones fronterizas como Texas.

El uso del hidrógeno para la producción de amoniaco que a su vez se implementa como materia prima para la producción de sulfato de amonio representa el sector económico de mayor demanda del H_2. El 80% de la demanda actual de hidrógeno se destina para el sector de fertilizantes. Sin embargo, el proceso de producción de amoniaco a partir de hidrógeno no se realiza en territorio de Coahuila, tampoco se usan métodos de producción sostenible sino a través de importaciones de NH3 desde Estados Unidos de América usando procesos de obtención de hidrógeno a partir de gas natural.

Figura 20. *Diagnóstico actual del mercado de hidrógeno en Coahuila.*



Fuente: Elaboración propia.

5.2. Evaluación de competitividad en costo por sector

Se debe entender que el hidrógeno por su versatilidad en diferentes industrias puede ser analizado según el uso final que se le dé en cada una de ellas, por ello, la competitividad del hidrógeno verde en las diferentes industrias debe ser analizada una por una.

El hidrógeno como materia prima (feedstock) debería compararse con su sustituto directo (por ejemplo, al 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

[15] Se asumió que 15% de perdidas por evaporación de líquidos durante el proceso de producción de papel a partir de pulpa.

de transporte a descarbonizar, por ejemplo, diésel en el sector de carga pesada.

5.2.1. Estimaciones de la paridad de costos

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

También se considera el LCOH en Coahuila 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.

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 especifica 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.
- 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

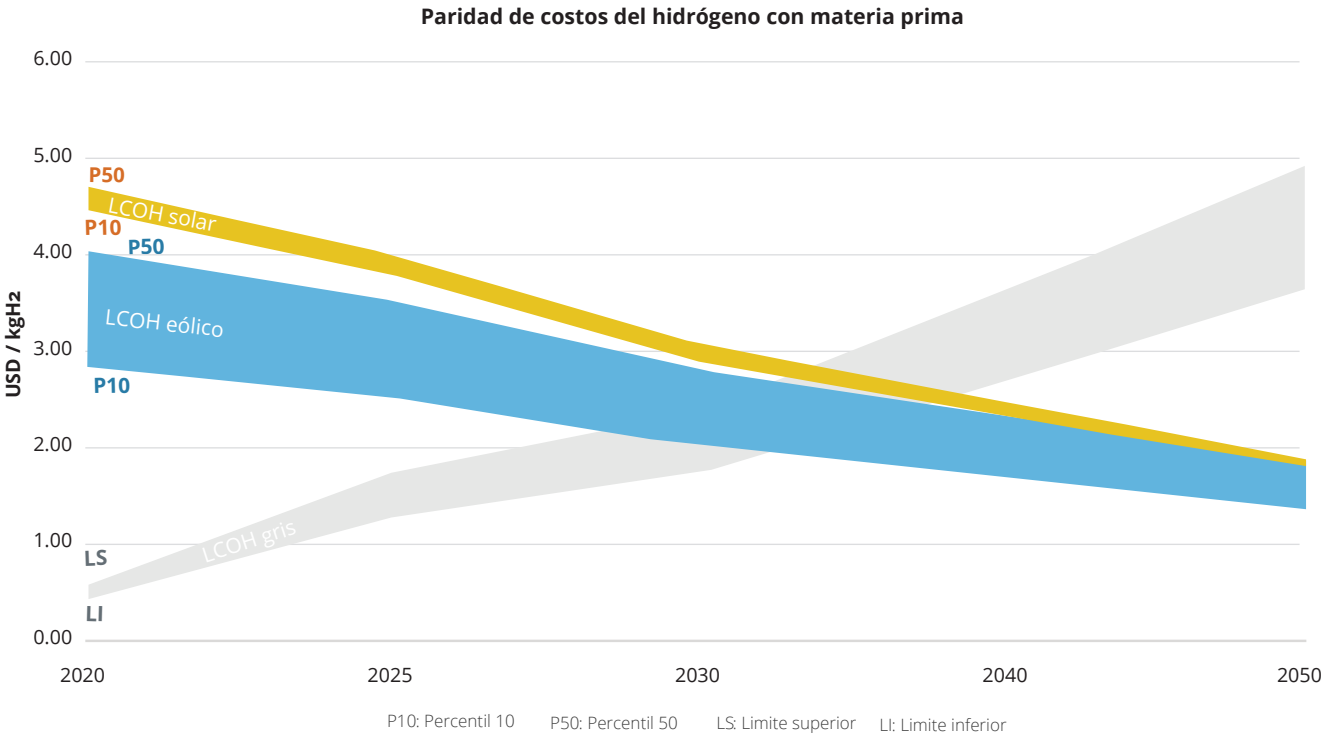
Como materia prima, se estima que el hidrógeno verde sea competitivo respecto al hidrógeno gris antes del 2030, aprovechando el P10 de los recursos eólicos del estado. En la siguiente figura se muestra el LCOH gris en su límite superior (LS) e inferior (LI), representando la volatilidad del costo del gas natural, materia prima para la producción del hidrógeno gris. Estos límites se trazaron a partir de los históricos de costos del gas natural en México en donde se ha calculado una variación anual de ±15 %. De esta manera, la volatilidad esperada del LCOH gris en sus condiciones de mayor costo tendría la paridad antes 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 2032.

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 finales de la misma década.

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 Coahuila para así competir con el hidrógeno gris en las industrias donde este elemento se emplea como materia prima. Un punto para destacar es que la volatilidad del costo del gas natural influye en el tiempo donde la paridad entre el hidrogeno 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 como la del amoníaco, metanol, peróxido de hidrógeno y aquellos procesos industriales que involucran el uso de hidrógeno gris como materia prima empiecen a adoptar el hidrógeno verde a finales de la década del 2020 e inicios de la década del 2030, debido a su competitividad en términos económicos y siendo producidos en principio a partir de energía eólica.

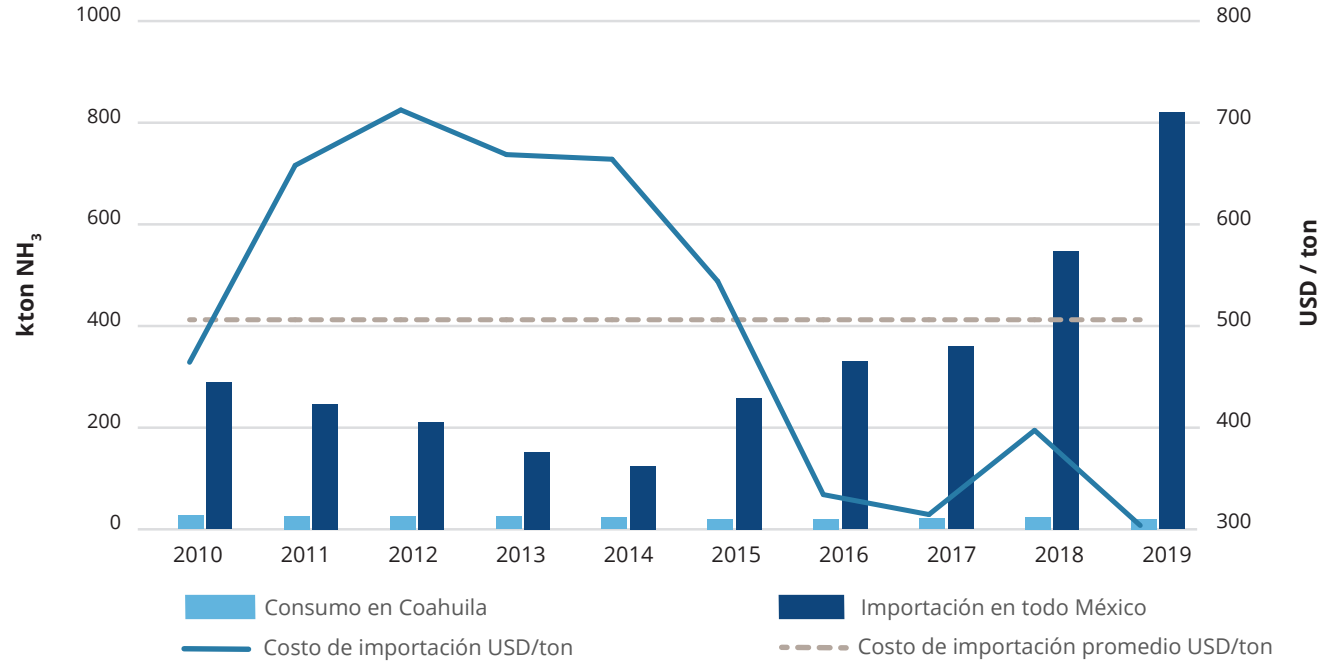
Figura 21. *Proyección de paridad de costos entre hidrógeno gris y verde (solar y eólico) como materia prima sector industrial.*



Fuente: elaboración propia

El hidrógeno como materia prima podría incentivar la industria agrícola en el estado de Coahuila en su potencial de ser utilizado en la producción de amoniaco, 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 amoniaco que México importa, aumentando un 284% entre 2010 y 2019. El costo de importación de amoniaco 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 amoniaco a alcanzar valores que superan los 800 USD/tonNH3 en mercados internacionales (Datasur, 2022).

Figura 22. *Análisis de costo de importación y cantidad de amoniaco consumido en México y Coahuila.*



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

En este sentido, bajo la consideración del costo promedio en el que México ha estado importando amoniaco (506 USD/tonNH3), se necesitaría un LCOH de hidrógeno verde cercano a los 1.82 USD/kgH_2, valor que podría alcanzarse en la década de 2040. Por otro lado, tomando en consideración los precios alcanzados en los mercados internacionales durante el 2022, este valor sería de 3.5 USD/kgH_2, el cual es alcanzable en el estado incluso antes del 2025.

5.2.3. Transporte pesado con hidrógeno

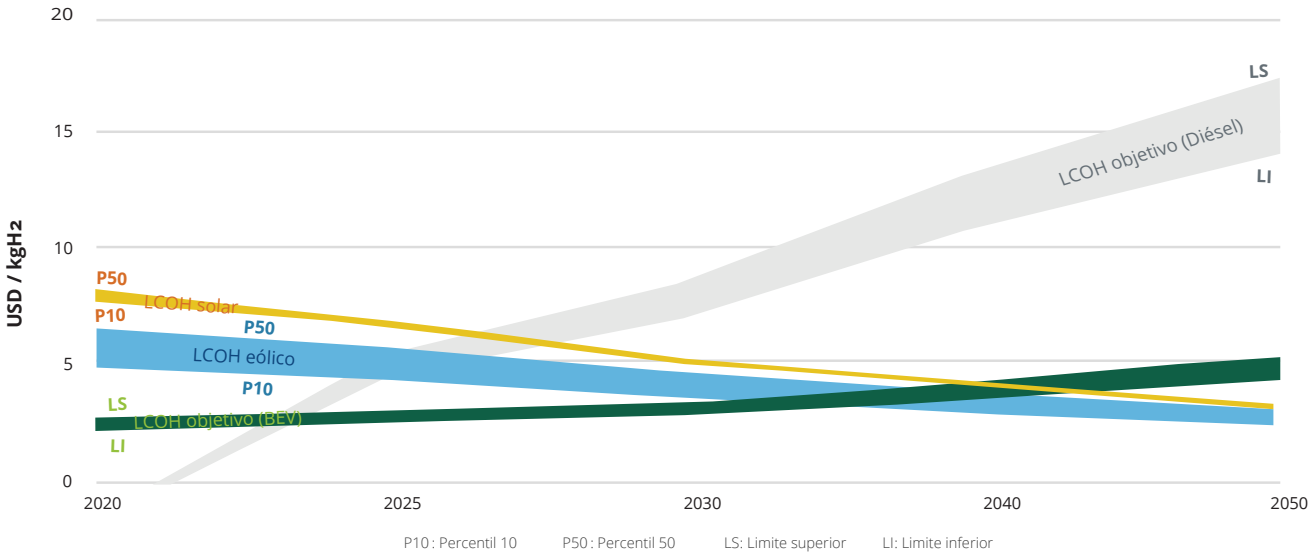
El sector del transporte carretero pesado con hidrógeno se espera que alcance la paridad de costos antes de 2025 en Coahuila[16], con respecto a los de motor de combustión interna (ICEV) de diésel. Esto haría del transporte el sector de aplicación con viabilidad económica más temprana en el estado entre 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 2024. 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 8). Se considera una variación del costo del diésel de un ±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 Coahuila (ver Figura 8). Se considera una variación del costo de la energía eléctrica de un ±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 Coahuila considerando la cadena de valor del hidrógeno verde hasta el punto de suministro del usuario final (ver anexo 7). Se consideran el percentil 10 (P10) y el percentil 50 (P50) para cada recurso, en aras de dar una mayor sensibilidad al estudio.

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

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



Fuente: elaboración propia

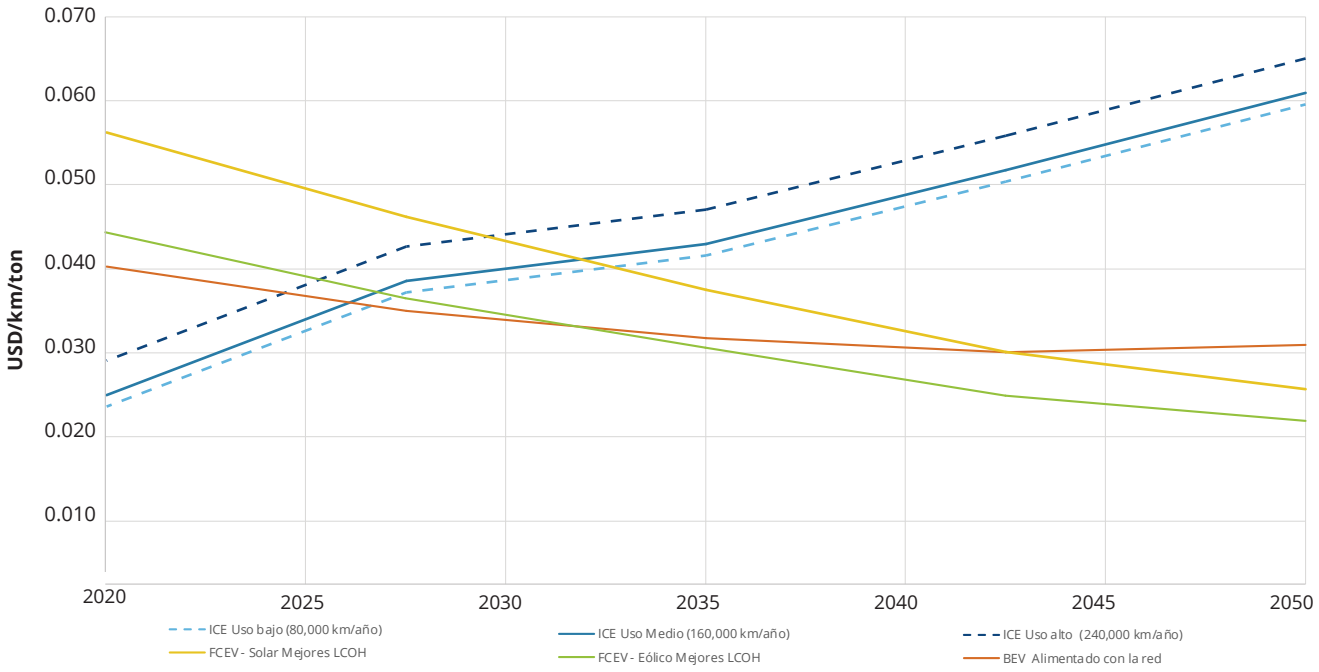
[16] La paridad de costos indica la fecha de adquisición y puesta en operación de los vehículos en el año indicado considerando un análisis de costo total de propiedad (TCO) durante todo su ciclo de vida, tomando en cuenta que conforme aumente la demanda se incrementen las fuentes de suministro de hidrógeno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

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



Fuente: elaboración propia.

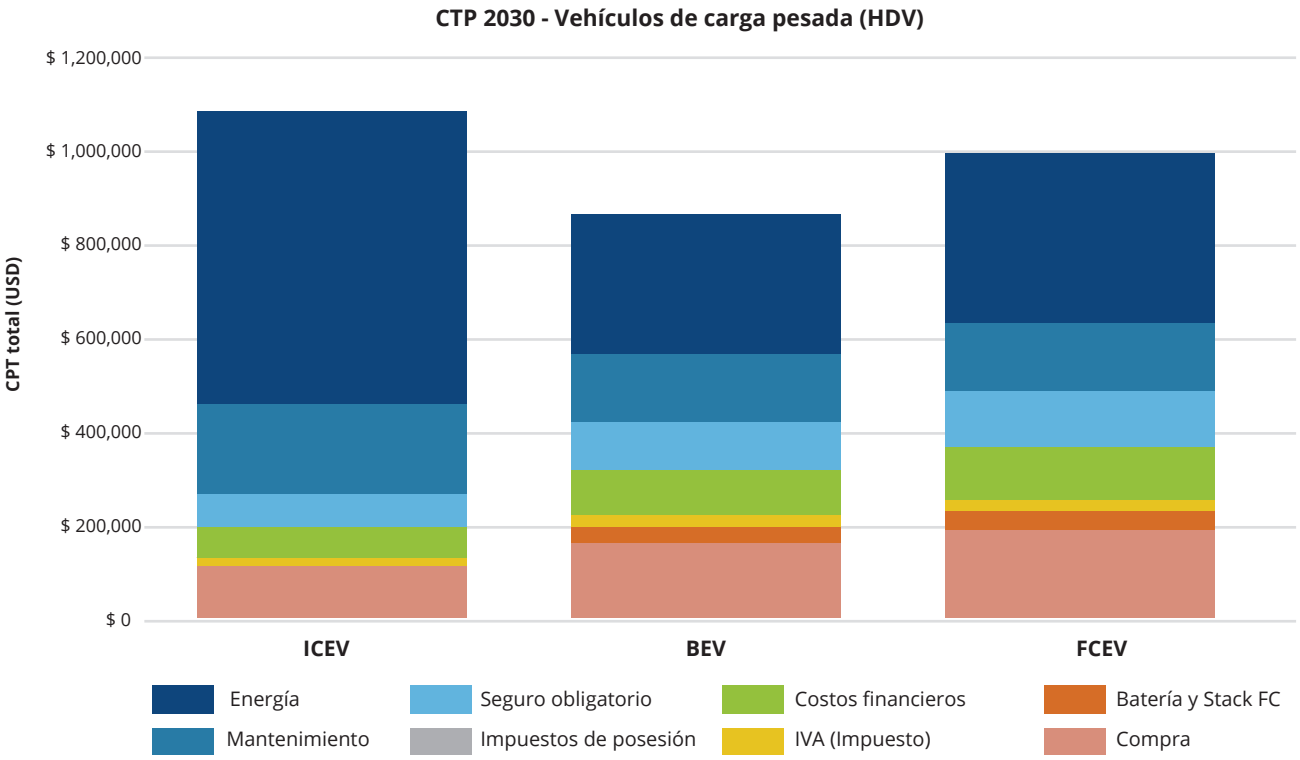
A partir de la información contenida en el gráfico anterior es posible dimensionar, según su nivel de actividad, el costo por tonelada y por kilómetro para un vehículo a combustión (ICEV) en comparación de un vehículo con celda de combustible (FCEV) alimentado con hidrógeno verde producido con energía eólica y solar. Variar un ±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 Tomo 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 25 toma valores promedio a nivel nacional por lo que no contempla el alto potencial eólico específico de Coahuila, que reduciría el TCO del FCEV. La Figura 25 representa el CTP por cada tecnología en la cual no se refleja algunas ventajas del camión de hidrógeno frente al eléctrico a baterías, como su uso por más horas del día y con mayor capacidad de transporte de carga.

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



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

Por otro lado, en el estado de Coahuila, especialmente en la ciudad de Saltillo, entidades como el Ayuntamiento de Saltillo y el Instituto Municipal de Planeación (Implan), han manifestado su interés de impulsar la sustitución de vehículos a gasolina por gas natural (VanguardiaMX, 2022). Lo anterior se argumenta a través de potenciales ahorros económicos que podrían llegar alcanzar hasta el 50% y también ambientales, explicó Ricardo Álvarez García, director general del Implan Saltillo. En principio, estas afirmaciones son ciertas, sin embargo, a pesar de que el gas natural puede desempeñar un papel importante en la reducción de las emisiones de CO_2, a mediano plazo tendría que haber un compromiso de transición a muy bajas emisiones de CO_2, a través del uso de fuentes de gas como el biogás o el gas biosintético.

Poniéndolo en perspectiva, Engerer y Horn (2010) citan un estudio de Price Waterhouse Coopers, que se basa en CO-PERT 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.

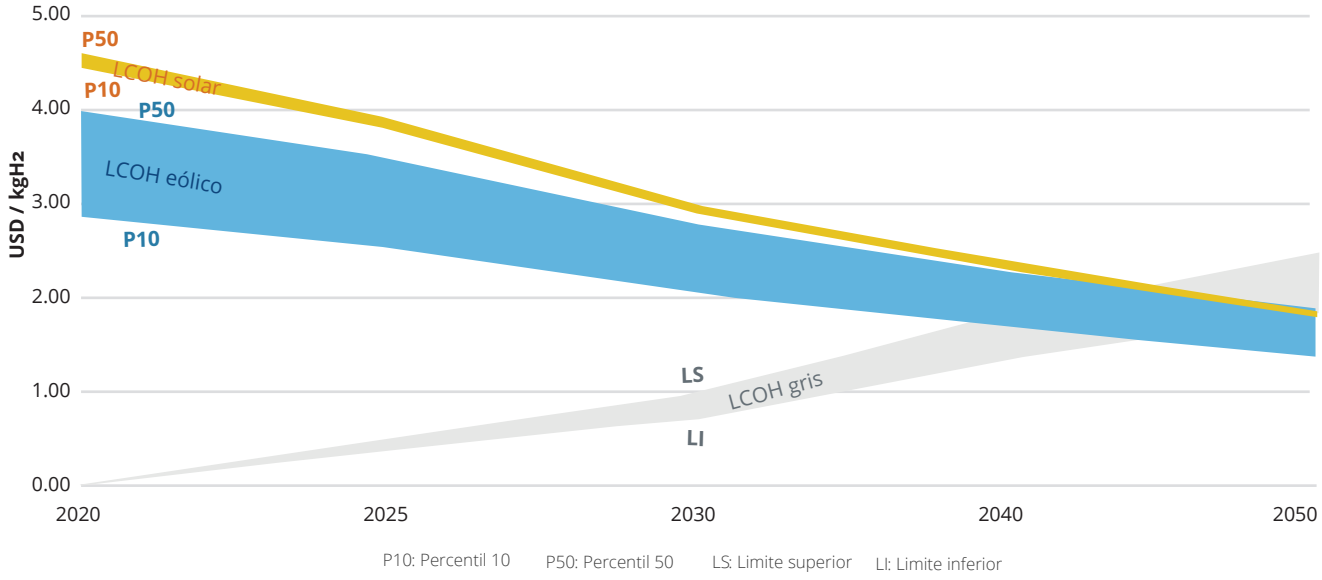
Tomando como referencia el análisis realizado en esta sección, se espera que los BEV sean en general más

competitivos que los FCEV en términos económicos por lo menos hasta la mitad 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 Coahuila. La principal razón se debe al bajo costo energético del gas natural y del carbón que se encuentra en Coahuila, que son los energéticos más económicos en el estado. Para 2030, se requeriría contar un 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.

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



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 Coahuila. La energía eólica podría ser la fuente de generación que permita producir el H_2 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 H_2

El estado de Coahuila se caracteriza por su actividad minera, alojando más del 90% de las reservas de carbón en el país (WWF, 2021). La cercanía y accesibilidad del recurso han direccionado al estado hacia una matriz energética con más del 50 % de su parque de generación de energía eléctrica con base a este mineral. En sus esfuerzos de descarbonizar la red eléctrica, el gobierno de Coahuila ha incentivado la introducción de energías renovables, incluso, Coahuila cuenta con el parque de generación fotovoltaico más grande de Latinoamérica (KeeUI, 2021), demostrando el potencial del estado en materia de energías renovables.

Con el aumento de las energías renovables en la matriz energética de Coahuila es posible afirmar que las industrias ubicadas en los más de 35 parques industriales del estado están consumiendo energía local cada vez más limpia, sin embargo, vale la pena resaltar que Coahui-

la depende de otros estados para suplir su demanda de energía eléctrica en la medida que este consume más de la que produce anualmente. El hidrógeno verde por lo tanto podría llegar a plantearse como otra fuente de energía para la producción de electricidad y así favorecer que el estado no requiera importar energía. No obstante, como lo muestra la Figura 8, el gas natural tiene un menor costo y, a su vez, cuenta ya con algunos proyectos en ejecución en el estado, solo hasta después del 2040, el hidrógeno verde tendría sentido en este sector.

De lo anterior y considerando el análisis del capítulo 4, la descarbonización de la red eléctrica en Coahuila 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 amoniaco, productos químicos, entre otros. Muchos de estos sectores emplearían el hidrógeno en procesos que demandan grandes cantidades de energía térmica y por tal motivo se hace necesario nuevamente referirse a la Figura 8, donde se compara la proyección de costos energéticos y el hidrógeno verde nuevamente no tiene competitividad antes de la década de los 2040.

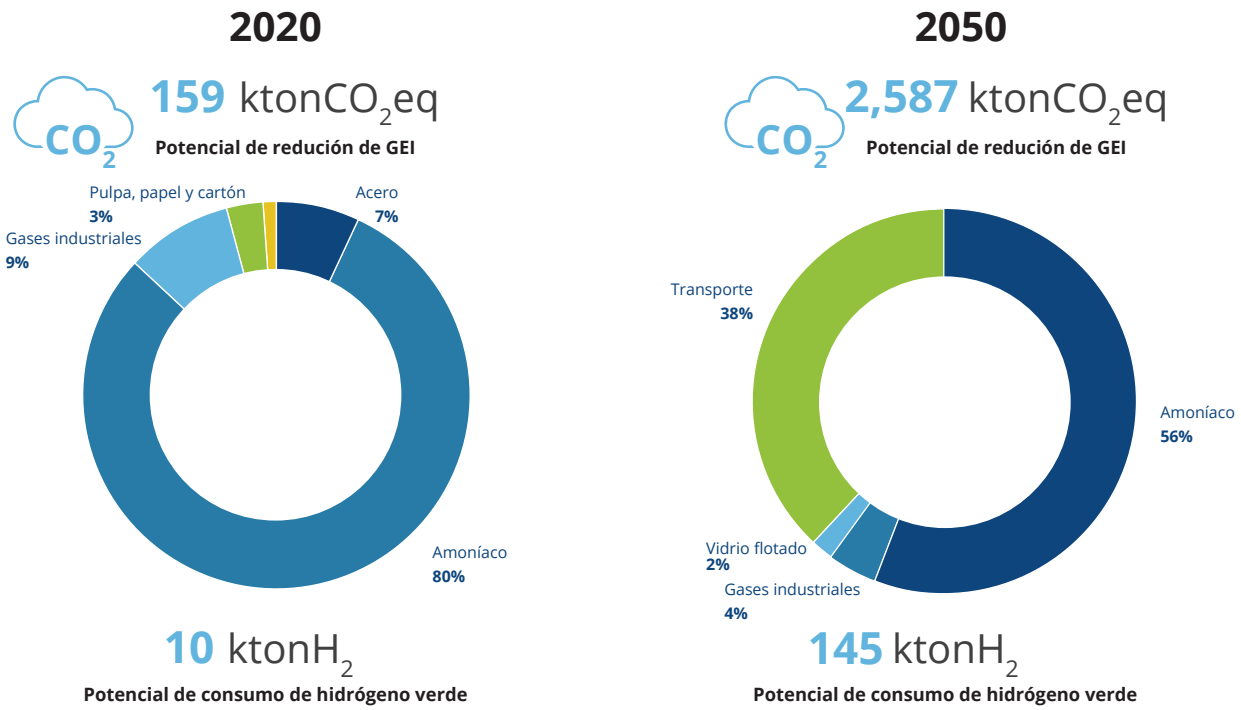
Lo anterior es respaldado por la opinión de expertos a quienes a través de entrevistas se les preguntó por la posibilidad de utilizar el hidrógeno dentro de sus procesos demandantes de energía térmica, como es la producción de acero. Como conclusión, los grandes industriales son conscientes de los beneficios 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 lo tanto, la adopción del hidrógeno en procesos que lo requerirían como energético podrán optar por otras tecnologías para descarbonizar sus actividades, como la electrificación con energías renovables.

A pesar de lo dicho anteriormente, el hidrógeno verde demostró tener paridad de costos en la sección 5.2, especialmente en el sector de transporte y como materia primera de procesos industriales, en donde logra su paridad entre 2020 y 2030. Bajo esta consideración, el hidrógeno verde tendría una oportunidad de adopción en los sectores como: producción de químicos, producción de fertilizantes simples, producción de papel, producción de vidrio flotado y el transporte pesado de carga.

Considerando lo anterior, se ha estimado el consumo de hidrógeno verde en Coahuila para 2020 y 2050, donde se ha tenido en cuenta el crecimiento del mercado de los diferentes sectores mencionados, la paridad de costos y el consumo actual del hidrógeno verde; como también las entrevistas llevadas a cabo para este estudio para evaluar la adopción del hidrógeno verde en Coahuila.

En la Figura 27 se realiza una estimación de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que podrían reducirse si la adopción del hidrógeno cumpliese las proyecciones realizadas para cada industria.

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



Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar el potencial de consumo de hidrógeno en Coahuila se multiplicaría cerca de 15 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 amoniaco, que para 2021 tenía un potencial de consumo de 8.1 ktonH$_2$ al año y, para 2050, este potencial llegaría a 81 ktonH$_2$. Este amoniaco es demandado principalmente por FertiRey quien lo importa para la producción de sulfato de amonio. Sin embargo, como ya se mencionó, Coahuila podría aprovechar sus recursos energéticos para producir su propio amoniaco y emplearlo en la industria agrícola, industria que según la sección 5.2, tenía un potencial de 20 ktonNH$_3$, correspondiente a 112 ktonH$_2$.

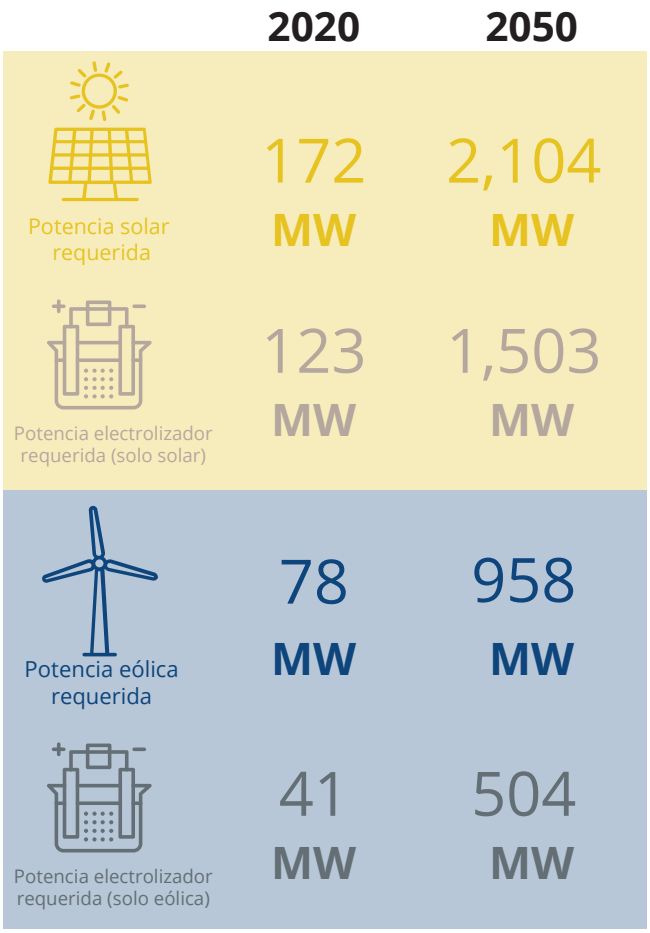
Con este contexto, el aprovechamiento del hidrógeno como insumo para la industria agrícola debe ser analizado con mayor detalle en próximos estudios.

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, respecto a vehículos de combustión interna que usan diésel. Se sugiere que el gobierno de Coahuila 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.

A pesar de que el hidrógeno en Coahuila podría ser adoptado en diferentes sectores económicos (industria y transporte principalmente), el estado sigue siendo dependiente de la extracción, explotación y uso del carbón mineral como fuente de generación de trabajo y de recaudación de recursos económicos. Por lo tanto, la adopción del hidrógeno como alternativa energética deberá ser analizada desde los aspectos económicos, técnicos, regulatorios y sociales, acompañada por una estrategia de transición energética justa.

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



Fuente: Elaboración propia.

5.4. Matriz de indicadores cualitativos

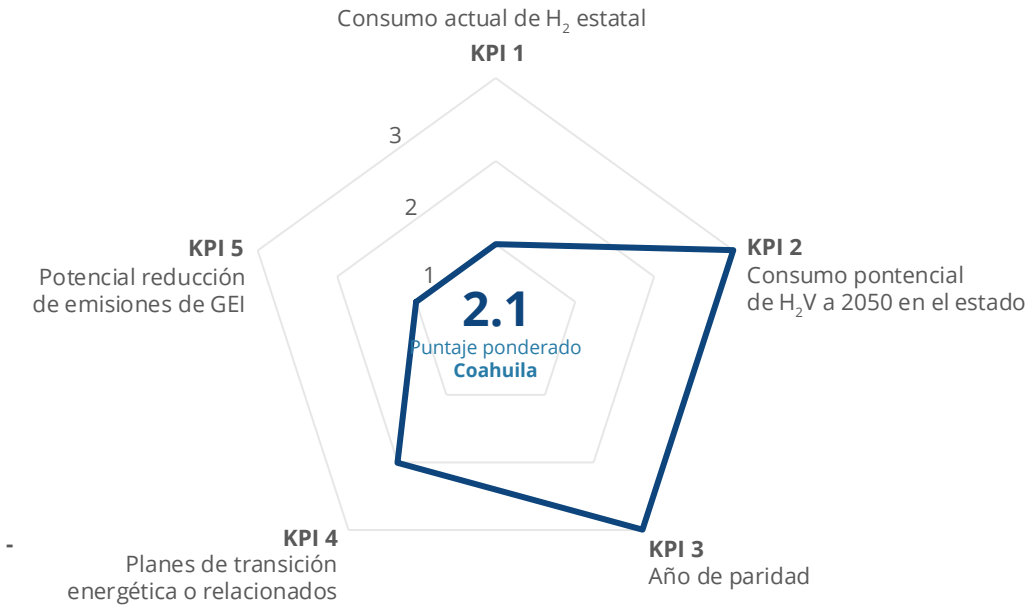
La demanda de hidrógeno a nivel estatal tiene diferentes aspectos que podrían influenciar su adopción. Estos van desde aspectos tecno-económicos hasta ambientales, con los cuales se puede evaluar cualitativamente el potencial que cada estado tendría en la adopción del hidrógeno verde bajo el contexto de los cinco KPIs propuestos[17].

En la siguiente figura, se mostrará la calificación de cada KPI (ver Figura 29, donde Coahuila ha obtenido una calificación ponderada de 2.3. Coahuila cuenta con dos KPIs que poseen puntajes máximos estos son el KPI 2 relacionado con el consumo potencial de hidrógeno a 2050 y el KPI 3 de año de paridad. 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 229 ktonH$_2$/año y la paridad de costos serán

[17] Los KPIs que se usaron para la matriz de indicadores cualitativos se seleccionaron de acuerdo con la relevancia de hidrógeno dentro del mercado actual y futuro, estos son: KPI 1 - Consumo actual de H$_2$ estatal, KPI 2 – Consumo potencial de H$_2$V a 2040 estatal, KPI 3 – Año de paridad, KPI 4 – Planes de transición energética o relacionados, KPI 5 – Potencial reducción de emisiones GEI.

en el corto plazo (menor al 2030). 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 manufactureras como las de acero, vidrio flotado, gases industriales y fertilizantes contribuyen con la actual demanda de este gas. Con relación a planes energéticos de transición se identificó que Coahuila cuenta con políticas o planes estatales de descarbonización. Estos aún no consideran directamente el uso del hidrógeno, pero sí mencionan las energías renovables.

Figura 29. *Matriz de indicadores cualitativos para Coahuila.*



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 Coahuila 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 amoniaco, papel & cartón, vidrio flotado, acero 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.
- Existe un margen de crecimiento de los mercados de la producción de amoniaco 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.
- Coahuila es un estado consumidor de productos como papel, acero, fertilizantes y vidrio flotado, pero no autosatisface sus necesidades en estas industrias, el hidrógeno podría potencialmente descarbonizar dichos segmentos mientras desarrolla hubs industriales para suplir su propia demanda.
- El estado de Coahuila está planeando la construcción de hubs aeroespaciales, industria que demandaría metales, combustibles bajos en carbono, vidrio, chips, entre otros. El hidrógeno como uno de los principales proveedores energéticos y de materia prima para este sector comercial.
- 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.
- El gobierno cuenta con la oportunidad de crear programas para la renovación de la industria agrícola, particularmente en su maquinaria, donde habría una

oportunidad de adopción de combustibles como el hidrógeno, e-fuels, e inclusive el uso de amoniaco.

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 carbón y el gas natural son más competitivos.
- Procesos industriales han sido adoptados 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 Coahuila consideradas como las principales industrias que en la actualidad demandan hidrógeno y que se proyectan a migrar a hidrógeno verde.

5.5.3. Drivers – transporte

- El estado de Coahuila a través de su Secretaría de Economía manifestó la incursión de proyectos de descarbonización de su transporte público con gas natural. En este sentido se ve abierto a evaluar la posibilidad de emplear otros energéticos como lo es el hidrógeno.
- 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.
- Los recorridos que un vehículo de carga pesada transporta en Coahuila suelen ser largos, lo que favorece el análisis tecno-económico en la implementación de vehículos eléctricos.
- La industria automotriz en Coahuila es fuerte y podría adoptar la curva de conocimiento para su producción de países que ya lo han desarrollado.
- Hay empresas productoras de vehículos para diferentes segmentos con interés en el desarrollo y producción de tecnología mexicana con funcionamiento a partir de hidrógeno y amoniaco.
- La fabricación de vehículos de transporte es uno de los mercados de mayor importancia en Coahuila generando la posibilidad de incursión en nuevos modelos de negocio que involucren tecnologías de hidrógeno dentro de sus procesos de manufactura.

5.5.4. Barreras – transporte

- La madurez tecnológica y logística de las empresas fabricantes de FCEV están restringidas a China y Europa.
- El estado se enfrenta al reto de desarrollar una capacidad industrial para producir vehículos con celda de combustión a corto plazo.
- Los operadores logísticos no tienen claro sobre la seguridad del suministro de los combustibles como el hidrógeno y el amoniaco.

5.5.5. Drivers – energía eléctrica

- Existen recursos renovables por ser aprovechados en Coahuila 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 adoptación más temprana dependerá del abaratamiento de los equipos para la producción y uso de este energético principalmente.
- Coahuila es dependiente de su carbón para la producción de energía eléctrica, pero existen programas e intención para sofisticar los procesos de producción de energía eléctrica a partir de este mineral. El hidrógeno podría ser contemplado como una tecnología con la cual se podría sustituir gradualmente la capacidad de generación base, contribuyendo a su vez como almacenamiento para el gran potencial de energía renovable variable en el estado.

5.5.6. Barreras – energía eléctrica

- El hidrógeno es más costoso energéticamente que fuentes como el gas natural y el carbón, por tal motivo no parece ser atractivo para usos industriales intensivos en energía eléctrica antes del 2040, incluyendo la generación en termoeléctricas.
- Las centrales de generación de energía eléctrica de ciclos combinados podrán implementar hidrógeno en aquellas turbinas de gas, sin embargo, el uso del carbón seguirá teniendo relevancia en aquellos procesos de generación de vapor.

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 Coahuila. 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 Coahuila, 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 H_2 se requieren aproximadamente entre 18 y 24 L de agua** (Blanco, 2021). Esto contempla de 9-11 L para la electrólisis en sí y también considera las pérdidas ocasionadas debido al proceso previo de desmineralización (remoción de sales inorgánicas) del agua. Es decir, el tratamiento requerido antes de ingresar al electrolizador. Por su parte, en cuanto a requerimientos de calidad de agua, esta debe ser de tipo 2 o superior, de acuerdo con el estándar 1193 de la Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales (ASTM, *American Society for Testing and Materials*). Las especificaciones para este tipo de agua son las siguientes (INIMET, 2010):

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

Aspecto	Líquido incoloro y limpio
Densidad a 25°C	1.000 + 0.001 g/mL
Olor	Inodoro
pH a 25°C	4.5 – 8
Conductividad eléctrica máxima a 25° C	1.0 µS/cm
Resistividad mínima a 25°C	1.0 MΩ
Carbono Orgánico Total (COT) máximo	50 mg/L
Sodio máximo	5 µg/L
Cloruros máximos	5 mg/L
Sílice total máximo	3 µg/L

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

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

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

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

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

6.3. Indicadores clave para la evaluación de disponibilidad de agua

Con el ánimo de realizar una evaluación integral de la disponibilidad de agua en Coahuila, el equipo consultor hizo una revisión de recursos como el Reporte de Estadísticas del Agua en México (CONAGUA, 2022), 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, 2022).

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

Por su parte, el **grado de presión** se calcula como el porcentaje que representa el volumen de extracción de agua media anual total para usos consuntivos del total de recursos hídricos renovables. Es decir, corresponde al volumen de agua extraído para usos consuntivos dividido entre el volumen total de agua renovable (CONAGUA, 2017). De acuerdo con la clasificación definida por CONAGUA, el valor del grado de presión indica si el recurso hídrico renovable no presenta estrés o si este es bajo, medio, alto o muy alto de acuerdo con los siguientes lineamientos:

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

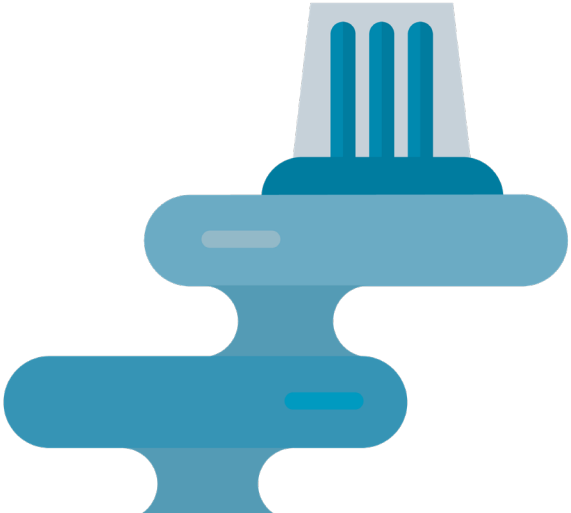
Porcentaje	Clasificación del grado de presión
Menor a 10%	Sin estrés
De 10% a 20%	Bajo
De 20% a 40%	Medio
De 40% a 100%	Alto

Fuente: (CONAGUA, 2022).

6.4. Caracterización de la disponibilidad de agua en Coahuila

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 Coahuila

Disponibilidad de agua[18], agua renovable y grado de presión

- Volumen disponible de agua de acuíferos - 2020: **65 hm³/año**
- Volumen disponible de agua superficial – 2020: **205 hm³/año**
- Volumen disponible de agua total – 2020: **270 hm³/año**

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

- Agua renovable total – 2019: **3,457 hm³/año**
- Grado de presión – 2019: **58.5% (alto)**
- Grado de presión – 2030: **60.7% (alto)**

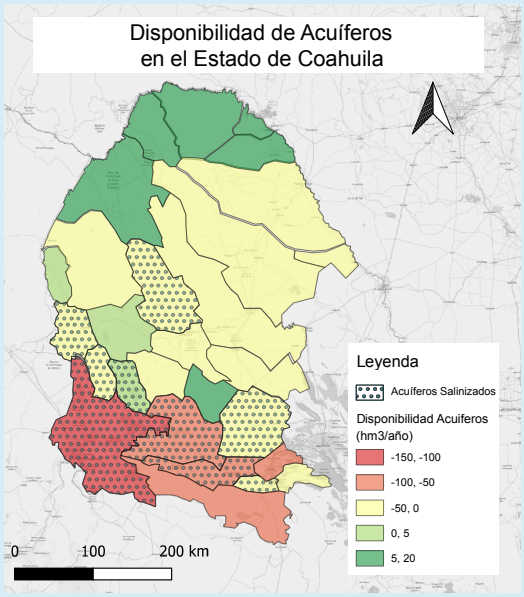
Fuente: (CONAGUA, 2022)

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

Acuíferos

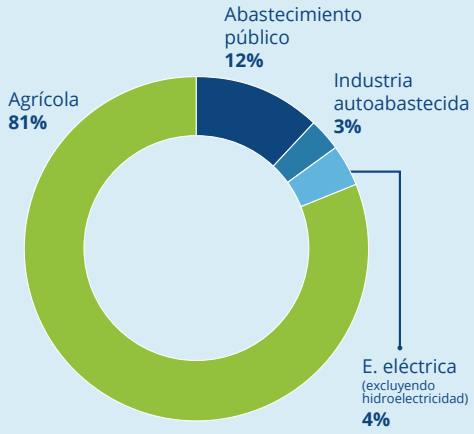
Total de acuíferos: 28

acuíferos salinizados: 9



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

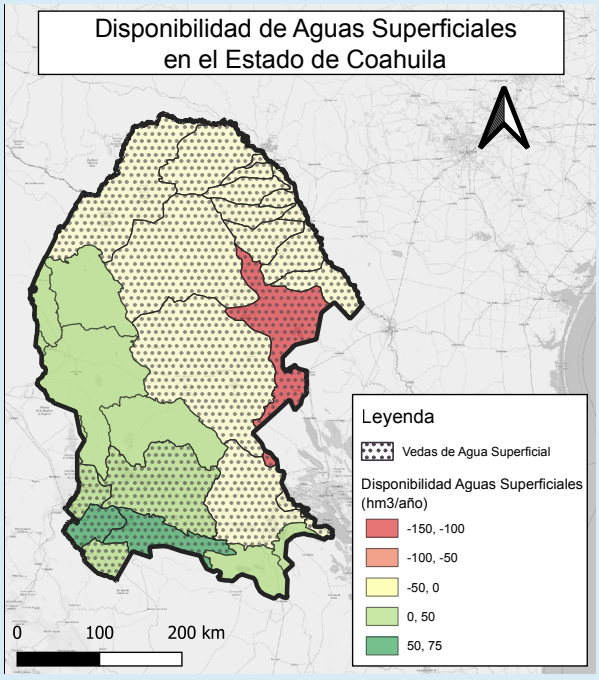
Usos del agua (2019, en hm³/año)



Tipo de uso	Total	Agua superficial	Agua subterránea
Agrícola	**1,636**	823	813
Abastecimiento público	**240**	18	222
Industria autoabastecida	**73**	2	72
Energía eléctrica (excluyendo hidro)	**75**	48	27
Total	**2,024**	890	1,134

Fuente: (CONAGUA, 2022).

Aguas superficiales



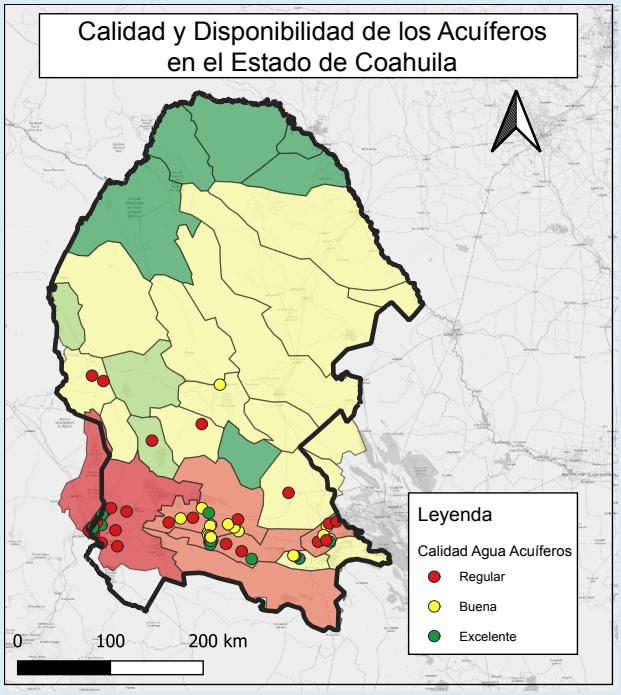
Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2022).

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

Caracterización de Disponibilidad de Agua - Estado de Coahuila

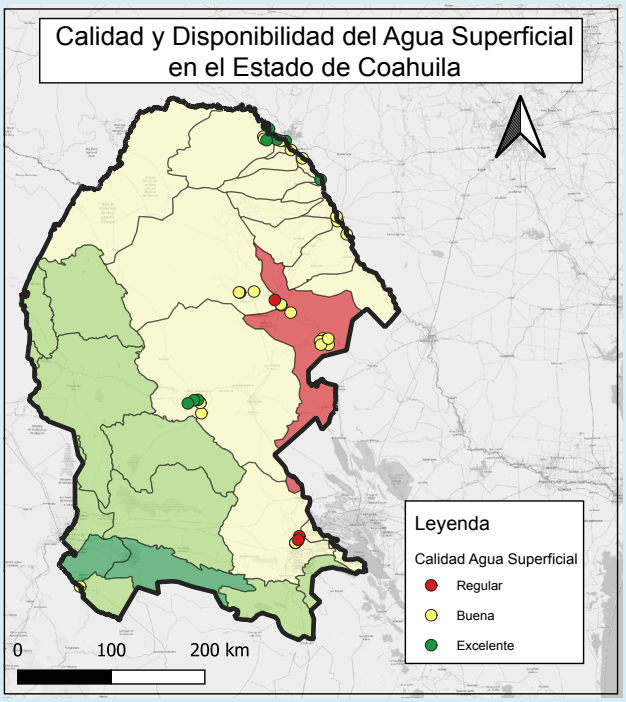
Calidad del agua

Acuíferos



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

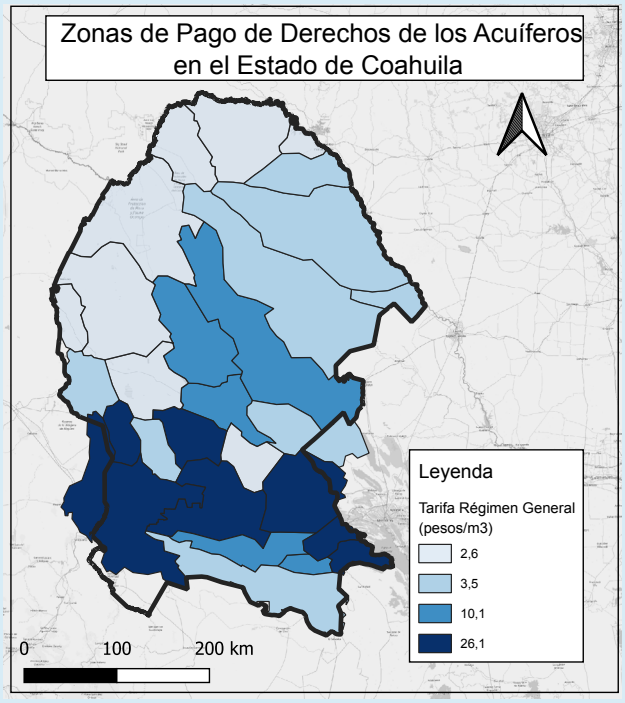
Aguas superficiales



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

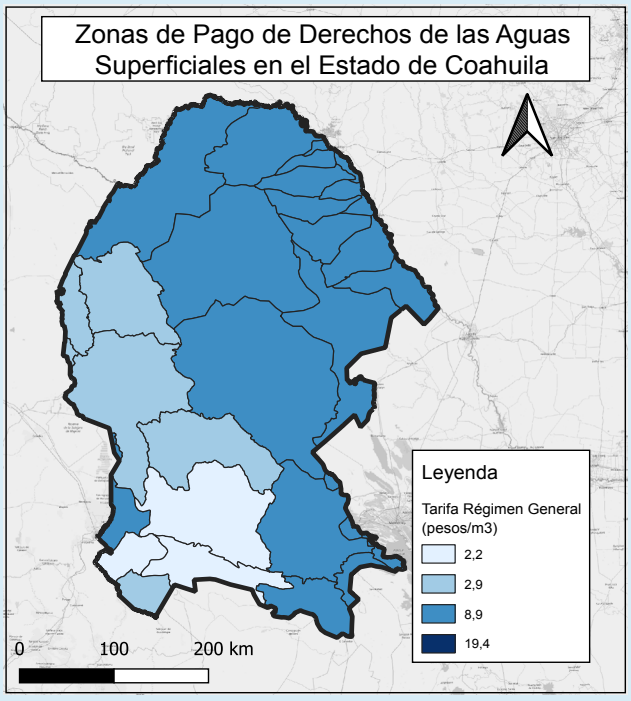
Zonas de pago

Acuíferos



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

Superficial



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

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

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

La disponibilidad de agua total en el estado fue calculada mediante la suma de los **volúmenes de agua de los acuíferos y cuencas no sobreexplotados en Coahuila**. Es decir, aquellos que, de acuerdo con la información disponible de CONAGUA, tienen una disponibilidad mayor a 0 hm^3/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 Coahuila, 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 Coahuila. De esta manera, con base en información reportada para 2020, se encontró que existe una disponibilidad de 65 hm^3/año de agua de acuíferos y de 205 hm^3/año de aguas superficiales[19] en el estado, **para un estimado total de 270 hm^3/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 Coahuila 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 (20.80 MWEZ/ km^2) y eólicas (2.22 MWEZ/km^2) 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 m^3/ton de H_2[20]) 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:

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

Donde ***Cap. real prod.*** corresponde a la capacidad real de producción de H_2 (en ton), ***disp agua*** es la disponibilidad neta de agua del estado (anual), ***ef EZ*** es la eficiencia de los electrolizadores[21], ***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 Coahuila teniendo en cuenta la disponibilidad de agua:

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

La Figura 30 muestra el resultado final obtenido de MW instalables máximos en cada área, tanto para energía solar, como para energía eólica, luego de tomar el valor menor entre los obtenidos con ambas restricciones. Como conclusión central de este ejercicio, se encontró que sería posible instalar un máximo de 133,645 MW (133 GW) de electrólisis en el estado de Coahuila si se utilizara todo el potencial solar del estado y 30,154 MW (30 GW) si se utilizara todo el potencial eólico[22]. Estas dos cifras ya incorporando como limitante la disponibilidad de agua en el estado a 2020.

[19] Esto con la salvedad de que la mayoría de las zonas con disponibilidad de agua actualmente (un aproximado de 177 hm^3/año) corresponden a zonas de veda, por lo cual sería necesario validar si es posible hacer uso de ese recurso hídrico o no.

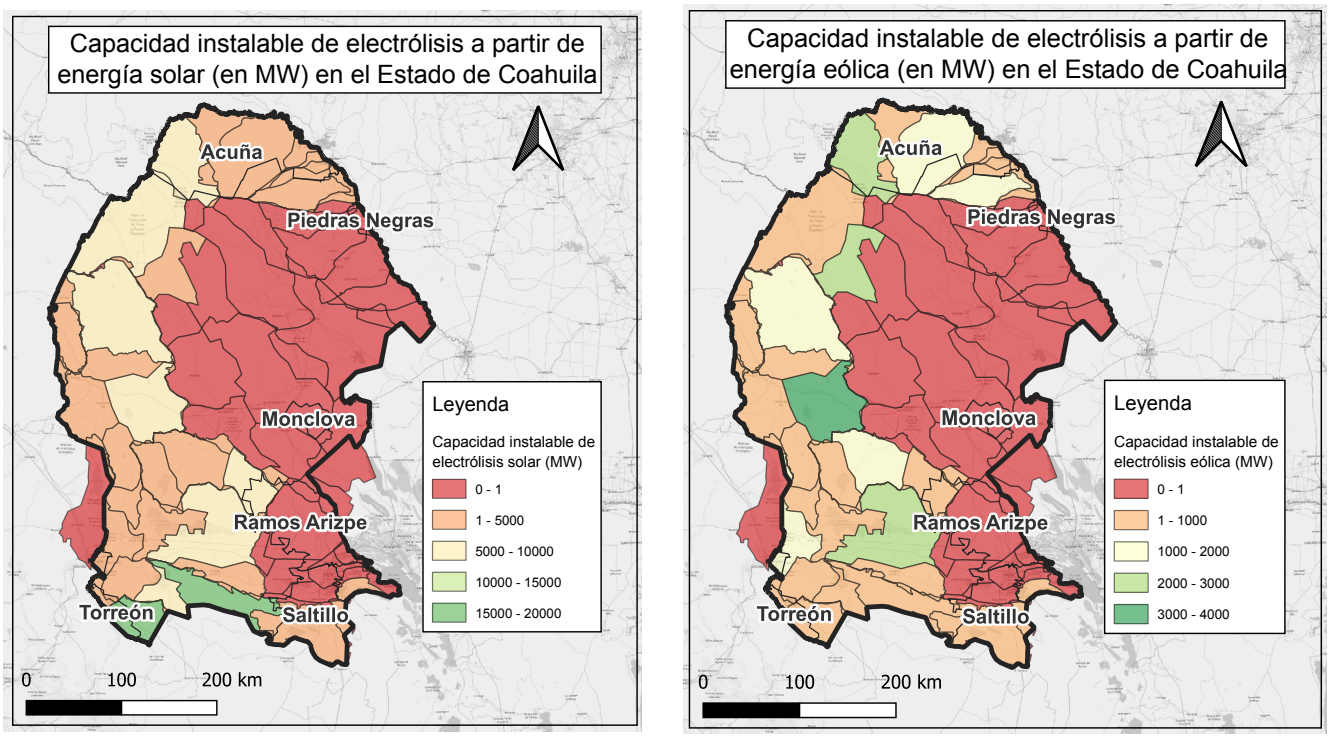
[20] Se considera dicho valor al ser un intermedio del rango reportado por (Blanco, 2021), convertido a m^3 agua /ton H_2

[21] Se considera una eficiencia de 53 MWh de EZ / ton H_2, que es un valor típico de los electrolizadores a la fecha de elaboración del informe.

[22] 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 31 son las mismas que se obtuvieron al analizar la disponibilidad neta de agua en el estado y que resultan del cruce entre las fuentes de agua subterránea y agua superficial en el estado de Coahuila.

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



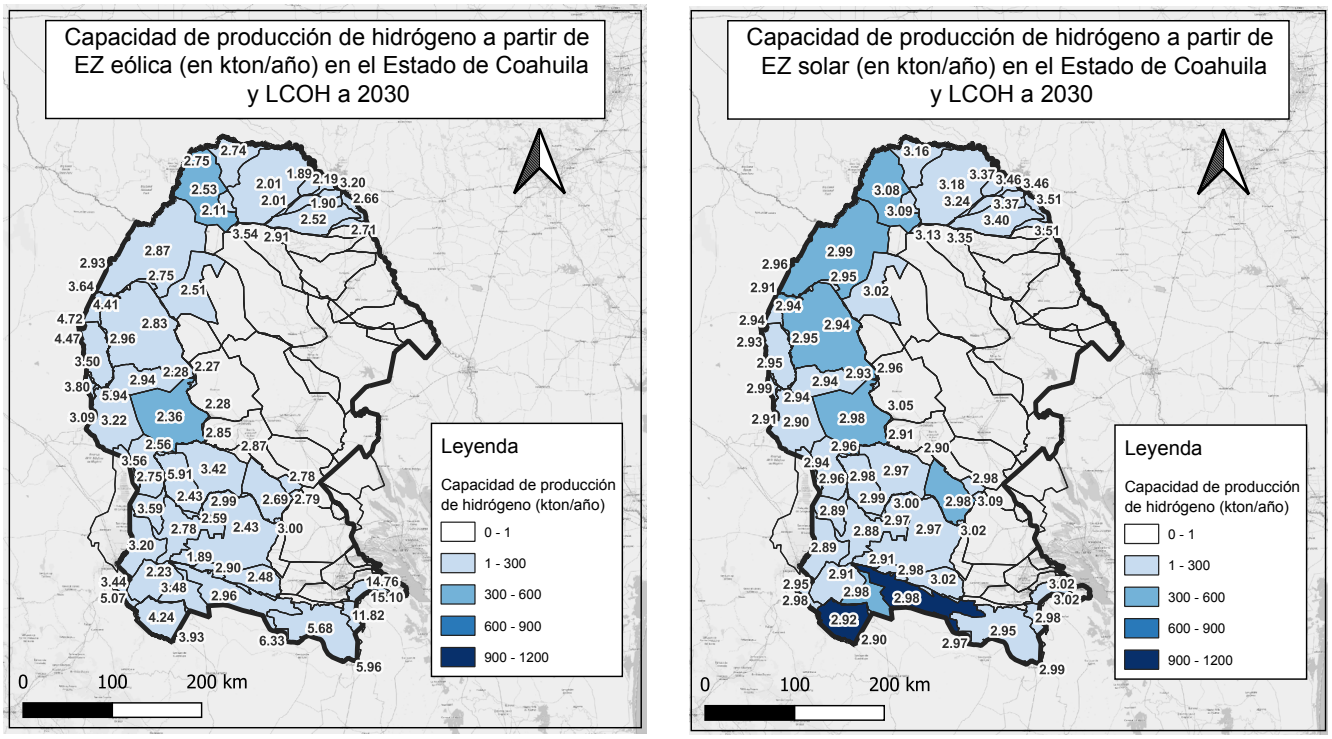
Fuente: elaboración propia.

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 31 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 Coahuila a partir de **fuentes solares, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020, es de 7,467 kton H_2/año.**
- Los LCOH en estas zonas factibles oscilan entre 2.88 y 3.51 USD/kg H_2 para 2030.
- El potencial máximo de producción de hidrógeno en el estado de Coahuila a partir de fuentes eólicas, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020, es de 3,989 kton H_2/año.
- Los LCOH en estas zonas factibles oscilan entre 1.83 y 15.10 USD/kg H_2 para 2030.

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

Figura 31. *Capacidad de producción de hidrógeno en Coahuila 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).*

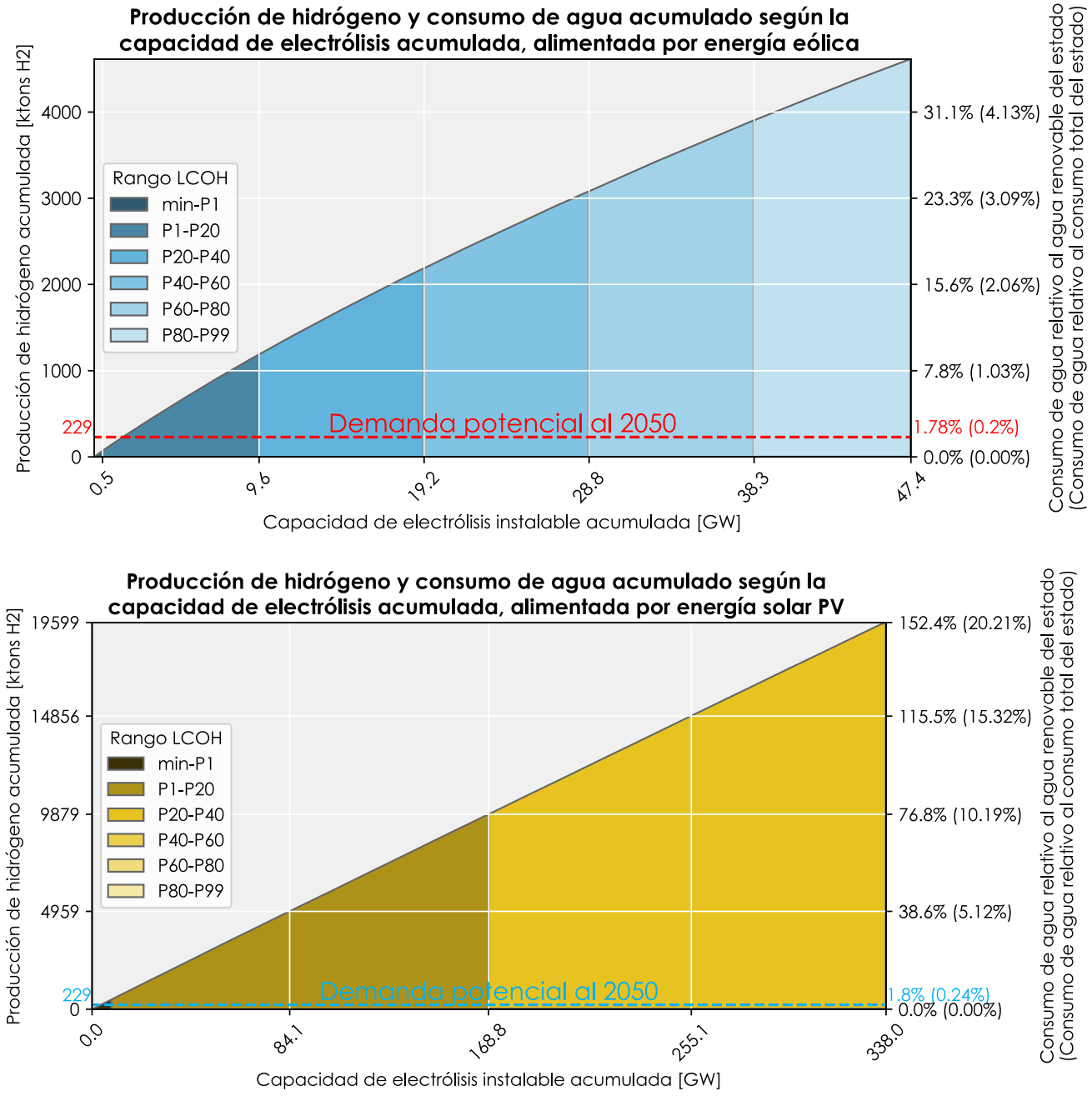


Fuente: elaboración propia.

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 30 y la Figura 31 corresponde al potencial máximo de producción a partir de la disponibilidad de agua 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 32) 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 Coahuila a 2030.

Figura 32. *Curva de mérito de capacidad de electrólisis instalable y consumo de agua correspondiente con base en los LCOH eólico y solar a 2030.*



En rojo la demanda estimada del estado bajo un escenario de adopción elevada.

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 Guanajuato se requeriría alrededor del 0.24% del consumo actual de agua del Estado bajo un escenario de adopción elevada para 2050.**

Así mismo, se evidencia que podrían instalarse cerca de 9.6 GW de electrólisis alimentada a partir de energía eólica con el 20% de los mejores LCOH (percentil 20) obtenibles en el estado y 84.1 GW de electrólisis alimentada con energía solar con el 10% de los mejores LCOH (percentil 10). Esto implicaría un consumo de agua total de 129 hm^3/año, equivalentes a aproximadamente el 6.4% del consumo actual de agua en Coahuila a 2019. Dicha potencia total instalable (93.7 GW) equivale casi a **4 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 Coahuila

Es importante tener en cuenta que los resultados presentados en los dos apartados anteriores ilustran el potencial máximo de producción de hidrógeno en Coahuila 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 Coahuila (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 10 kton de H2, se requerirían alrededor de 0.21 hm3 de agua por año**. Esto representa el **0.01% del consumo total de agua del estado a 2019 y el 0.29% del consumo industrial** para el mismo año. Así mismo, **corresponde al 0.08% de la disponibilidad de agua en el estado de Coahuila a 2020**.

Similarmente, **para 2050, considerando una demanda de 229 kton H2/año, el requerimiento de agua sería de 4.81 hm3 anuales,** lo que representa el **0.24% del consumo total y 6.59% del consumo industrial de Coahuila a 2019**. Esto también **equivale al 1.78% 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 Coahuila en su mayoría es media o buena (29 y 18 puntos del total de 59 mapeados, respectivamente). Sin embargo, esto se puede atribuir a que los puntos de muestreo con información disponible se concentran en el sur del estado y dentro de acuíferos que presentan problemas de salinización. Por esta razón, es común encontrar incumplimientos de los límites de la regulación mexicana para conductividad y dureza total (ambos parámetros que se ven afectados por la salinización del agua). Los otros estándares de calidad de agua que presentan incumplimientos en uno o varios acuíferos son Nitratos, Flúor, Arsénico, Hierro, Manganeso y Coliformes Totales.

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 buena y excelente (23 y 11 puntos de un total de 40, 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 Porcentaje de Saturación de Oxígeno, Demanda Química de Oxígeno o 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 Coahuila, 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.

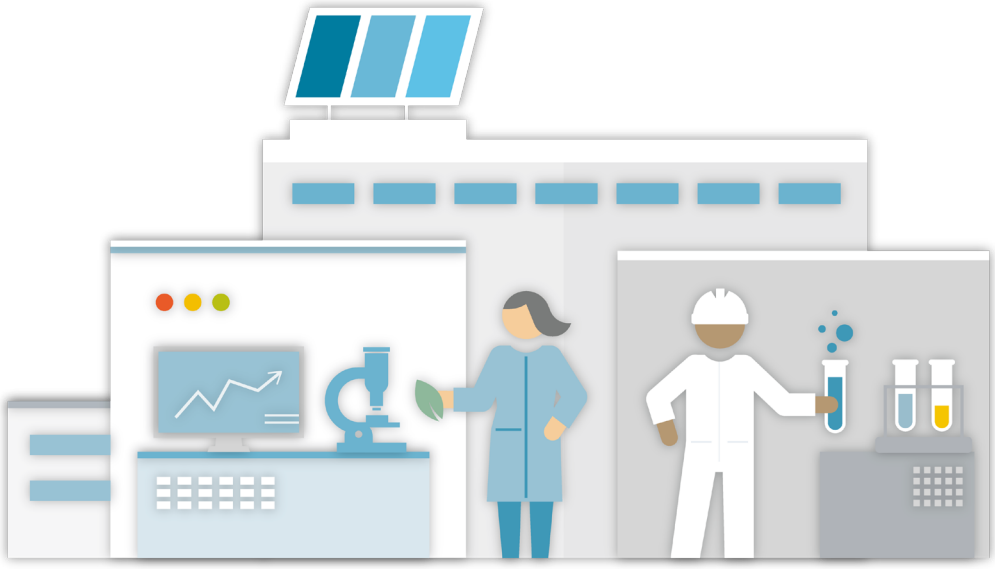
6.5.5. Zonas de Pago de Derechos

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, en el caso del agua de acuíferos, se identifica que las zonas con las tarifas más costosas en el estado, ubicadas en el sur, también presentan problemas de salinización (atribuible a la sobreexplotación que existe en estos). En contraste, los acuíferos ubicados en el norte del estado tienen mayor disponibilidad, lo que permite tener mejores tarifas de cobro, y tampoco presentan problemas de calidad del agua por salinización.

Por su parte, respecto al agua superficial, se evidencia que las zonas al oeste y el sur del estado son las que ofrecen mayor disponibilidad y permiten mejores tarifas de cobro. Por esta razón, **en términos de la disponibilidad y calidad del recurso hídrico, es recomendable que los proyectos de hidrógeno realizados en el norte del estado de Coahuila estén alimentados por fuentes subterráneas, mientras que aquellos que se ubiquen en el oeste y el sur del estado, deberían priorizar el uso de agua superficial.** La región este 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.

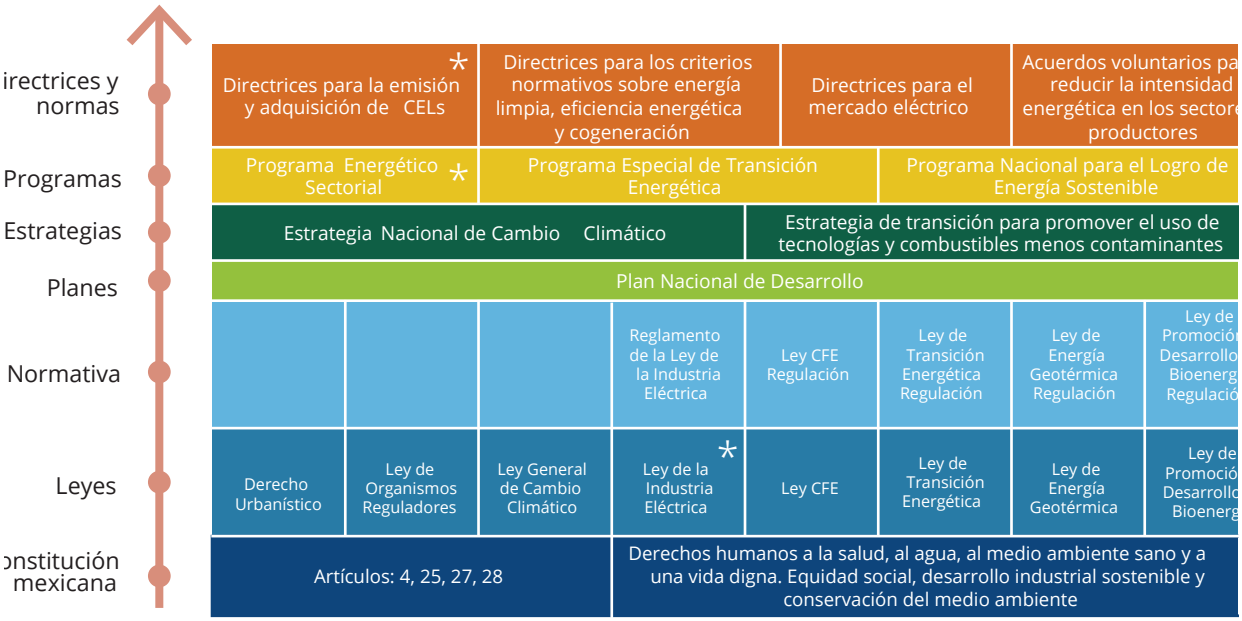
La LIE mandata las responsabilidades de planeación del sector a la Secretaría de Energía (SENER), el papel de controlar el funcionamiento y la penetración de las energías en el sistema eléctrico al Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE) y el papel del regulador del mercado eléctrico a la Comisión 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 33. *Marco regulatorio para las tecnologías de hidrógeno como un energético en México.*



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 amoniaco, acero, semiconductores, vidrio plano, resinas sintéticas, margarinas, entre otros usos. Así mismo, existen empresas especializadas en su manejo y suministro tales como Grupo Infra, Linde o Air Liquide.

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

Producción

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

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

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

Acondicionamiento y manejo

Las empresas de gases industriales actualmente acondicionan y manejan el hidrógeno de acuerdo con la normativa de seguridad laboral de México (Secretaría del Trabajo y Previsión Social) y algunas normas técnicas estadounidenses como la Norma ASME B31.12[23] para el diseño, materiales, fabricación, pruebas e inspección de tuberías a presión y ductos de hidrógeno o la NFPA Código 2[24] 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.

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

[24] 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 SCT[25], 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 SENER[26].

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"[27]. Si el CENACE, que es la autoridad reguladora, considera que el equipo no ha sido suficientemente probado en campo en su país de origen o en México, podría exigir pruebas de desempeño realizadas por laboratorios autorizados, como el Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) de la CFE.

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

Uso como insumo químico

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

Uso en aplicaciones de transporte

Los vehículos impulsados por hidrógeno son, en su mayoría, vehículos eléctricos (EV). En particular, son vehículos eléctricos a celdas de combustible (FCEV). Los FCEV funcionan con almacenando la energía en formad 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 motriz 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 se enfoca en proyectos con afectaciones medioambien-

[25] 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/

[26] Secretaría de Energía: https://www.gob.mx/sener/documentos/procedimiento-para-evaluacion-de-tecnologias-limpias

[27] Centro Nacional de Control de Energía: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/ConexionInterconexion.aspx

tales 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 34. *Conflictos reportados por el proyecto ´Conversando con Goliat, 2019´.*

Captura de pantalla del mapa de conflictos presentado en: http://portal.giscloud.com/map/992523/conversando-con-goliat

7.2.2. Evaluación de Impacto Social (EvIS)

Las Disposiciones Administrativas de Carácter General sobre la Evaluación de Impacto Social en el Sector Energético (DACG-EvIS)[28] establecen las metodologías y el contenido mínimo de las evaluaciones según el tipo de energía y la escala del proyecto. Establecen definiciones, principios y enfoques, entre los cuales destaca la creación de una versión pública de la EvIS, así como la determinación de elaborarlo con perspectiva de género e incorporando un enfoque participativo (siempre que el proyecto tenga una capacidad mayor a 10MW). Para ello, la información de las EvIS deberá estar siempre desagregada por género, así como diferenciados los impactos y las medidas para prevenirlos, mitigarlos y ampliarlos.

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

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

[28] 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 COAHUILA

Panorama de la economía de exportación actual

Datos generales (INEGI, 2022)

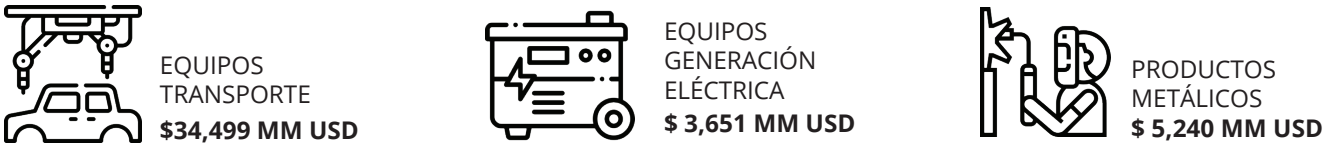
1. **Exportación manufacturera 2021 Global:** 53,522 MM USD corrientes
2. **Exportación manufacturera 2021 sólo a EE.UU:** 17,062 MM USD corriente
3. **Porcentaje de participación de EE. UU en compras a sector manufacturero:** 66% del total
4. **Participación a nivel nacional en exportaciones manufactureras a 2021:** 12%

Las exportaciones juegan un papel muy importante dentro de la economía de Coahuila debido a los parques industriales, la cercanía fronteriza con Estados Unidos, la mano de obra calificada y las regulaciones que apoyan la manufactura y el comercio de bienes. Esto podría potencialmente posicionar al estado como un productor y exportador a Norteamérica de tecnologías asociadas al hidrógeno verde como los electrolizadores, celdas de combustible, y vehículos impulsados por hidrógeno (FCEV) y sus componentes.

Principales sectores económicos de exportación (INEGI, 2022)

La economía de Coahuila se basa principalmente en la fabricación de equipos de transporte con un estimado para el año 2022 de 34,499 MM USD, seguido de aquellos productos para las industrias metálicas básicas (5,240 MM USD), y fabricación de accesorios, aparatos eléctricos y equipo de generación de energía eléctrica (3,651 MMUSD). Estas actividades representan más del 80% de las exportaciones estatales que lleva a cabo Coahuila.

Figura 35. *Principales sectores económicos de exportación de Coahuila.*



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

Al identificar las industrias con mayor participación en las exportaciones de Coahuila se identifican las sinergias comerciales con aquellas en las que se espera exista una demanda creciente de equipos asociados al hidrógeno verde, como por ejemplo el sector del transporte y la generación de energía eléctrica.

Respecto a sus mayores socios comerciales, en términos de exportaciones, se destaca que la cercanía, relación comercial, y el tratado de libre comercio podrían contribuir a facilitar la exportación de equipos asociados a hidrógeno

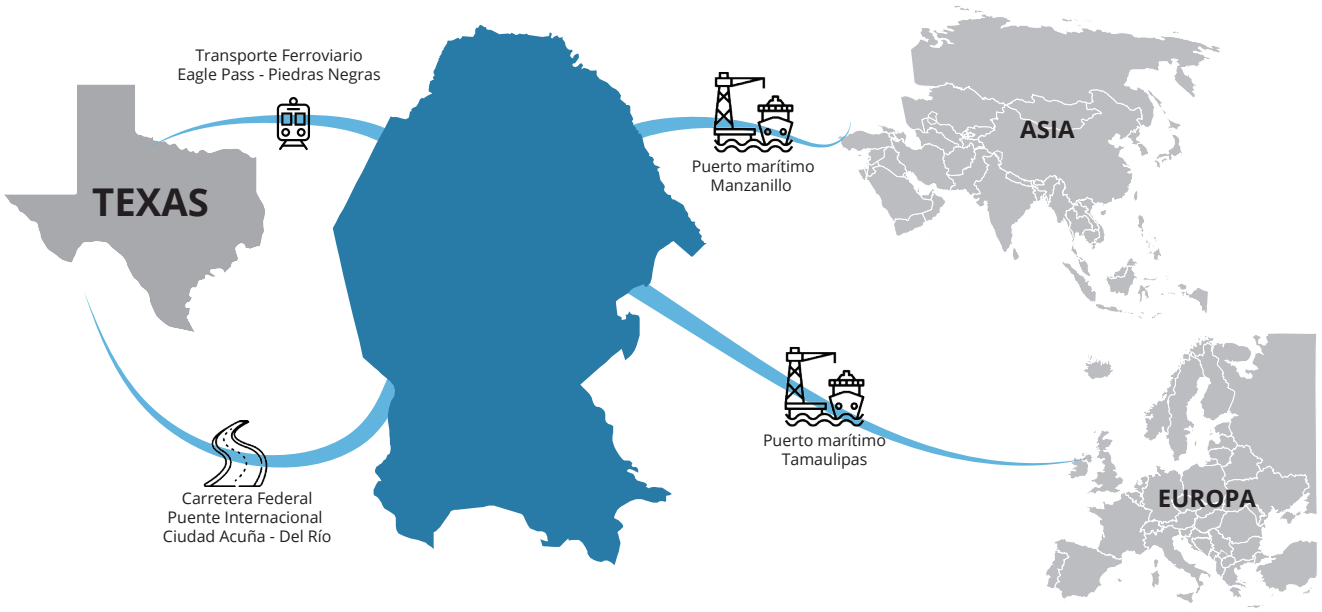
verde a Estados Unidos, donde además se espera un crecimiento acelerado en la demanda impulsado por medidas nacionales para promover el despliegue de hidrógeno bajo en carbono, como el Inflation Reduction Act (IRA) de agosto de 2022, así como medidas para incentivar la adopción de vehículos de cero emisiones.

Otro de los mayores socios comerciales del estado es Japón, el cual es considerado como uno de los países con mayor desarrollo en el ecosistema de hidrógeno a nivel mundial, pero que, dada su limitada capacidad de producción, se perfila como uno de los grandes importadores de hidrógeno verde. Por esta razón, podrían ser un destino comercial interesante para proyectos desarrollados en Coahuila. Sin embargo, un análisis de competitividad económica debe ser desarrollado con el fin de identificar si es óptimo enfocar esfuerzos en exportación a Asia o a Europa.

Infraestructura existente de exportación

La exportación de Coahuila bien sea hacia Europa o Asia se da a través de puertos marítimos ubicados en otros estados, como por ejemplo Tamaulipas, o mediante transporte por carga usando terminales intermodales de mercancías, principalmente con Estados Unidos. A continuación, se presentan las principales opciones de infraestructura que puede usar Coahuila para hacer exportaciones.

Figura 36. *Infraestructura existente para exportación desde el estado de Coahuila.*



Fuente: elaboración propia.

Coahuila ya cuenta con las redes e infraestructura para exportar equipos a mercados en crecimiento de hidrógeno: por tierra a EE. UU. y por mar a Europa, Asia y Sudamérica.

Potenciales Hubs de producción de hidrógeno verde

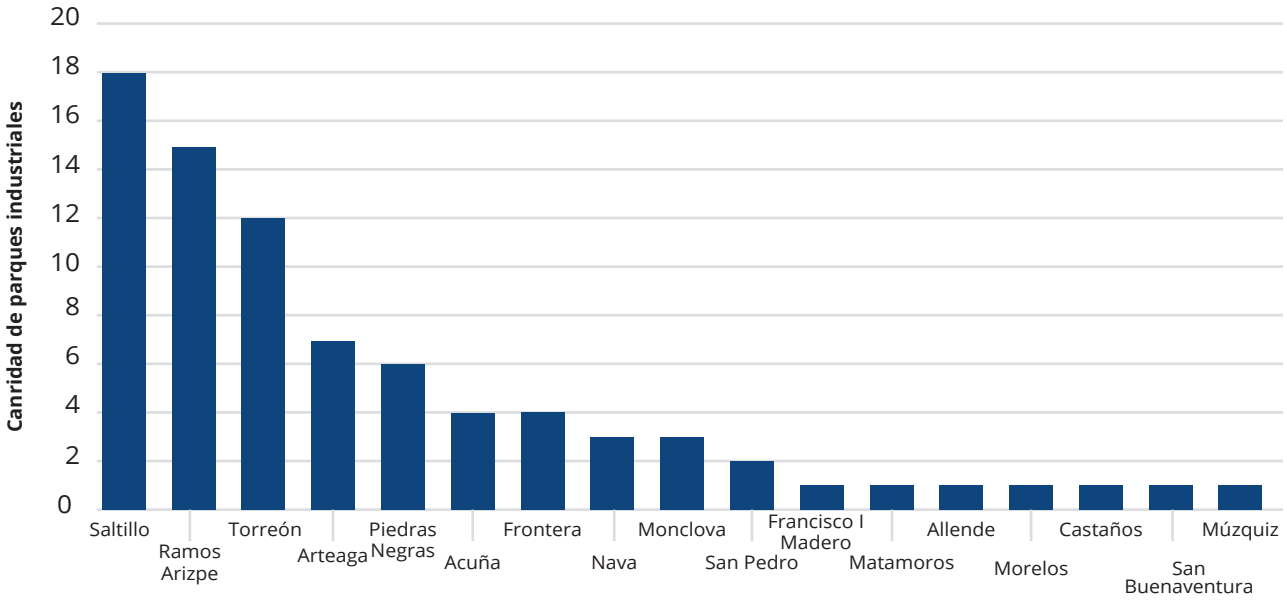
Parques industriales en Coahuila (Secretaría Economía Coahuila, 2022)

Coahuila cuenta con más de 80 parques industriales ubicados principalmente en Saltillo (con un 22%), seguido de Ramos Arizpe (18%), y Torreón (15%).

Se podría explorar la potencial de estas ubicaciones con altas concentraciones de parques industriales 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 un fuerte enfoque en la exportación. Sin embargo, aquellas regiones con mayor competitividad económica para la producción de hidrógeno están lejos de los centros de demanda. Por lo tanto, se requerirá del despliegue de proyectos para la construcción de hidroductos para el envío del hidrógeno, o la construcción de redes de transmisión para la producción in situ de hidrógeno en los sitios de demanda.

Con el fin de identificar aquellos requerimientos de pureza del hidrógeno, competitividad de este gas frente a energéticos o materias primas convencional y potencial demanda por sector industrial se recomienda llevar a cabo un análisis más detallado de las industrias presentes en cada municipio y parque industrial.

Figura 37. *Distribución de parques industriales en Coahuila*



Fuente: elaboración propia, datos de (Secretaría Economía Coahuila, 2022).

ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA - TEXAS

Regulación para comercio internacional de H_2 entre México y EE. UU. (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 H_2 son:

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

Impuestos y aranceles

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

Tasa arancelaría de exportación de México

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

Tasa arancelaría de importación de EE. UU.

- Partida/Subpartida: 2804.10.00.00
- Descripción del artículo: Hidrógeno
- Unidad de Cantidad: Volumen en m^3
- 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 H_2 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 consolidad 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 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

Transporte por tierra

- Debe cumplir con regulación de materiales peligrosos dentro del CFR 49 subcapítulo C
- Se lista el H_2 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.

El estado de Coahuila exporta e importa productos por medio de transporte terrestre o aéreo, ya que no cuenta con puertos de comercialización marítimos, siendo el Puente Internacional Ciudad Acuña - Del Río entre Coahuila (México) y Texas (Estados Unidos) una de las principales formas de comercio internacional de productos entre ambas naciones. Así mismo, existe un intercambio importante de mercancías vía tren, realizado por medio del corredor ferroviario Eagle Pass – Piedra Negras, operado por Kansas City Southern.

Durante el 2022, los estados de Coahuila (México) y Texas (Estados Unidos) se comprometieron a trabajar de forma coordinada y cooperativa en la seguridad de los vehículos que cruzan puertos internacionales de entrada, lo que facilitará los trámites aduaneros, agilizará los tiempos de entrega y favorecerá el comercio de bienes en general.

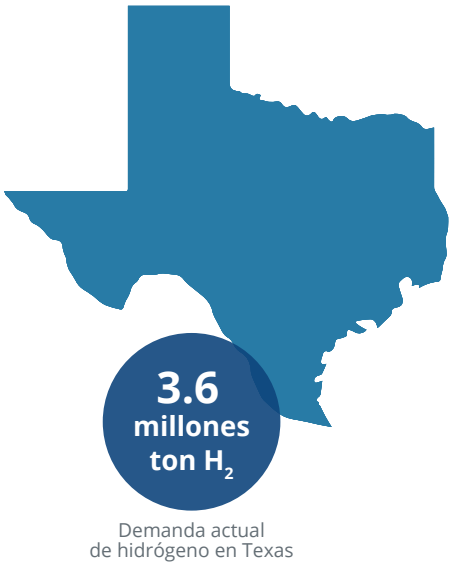
Con relación a la infraestructura, Coahuila y Texas vienen desarrollando planes de expansión mediante la adecuación de carreteras a través de la creación del Corredor Económico del Norte (utilizando las carreteras federales 30, 57 y conexiones con la 29 y 34 de Estados Unidos). Esto catalizará el interés entre las dos naciones para realizar exportaciones, no solo entre ellos, sino también con otros estados federales de México. Este dinamismo en productos comercializados (menor distancia recorrida y reducción de costos operativos) potenciará el uso de nuevas tecnologías que reduzcan el impacto ambiental en el transporte de mercancías, desplegando la posibilidad de adopción de tecnologías como las celdas de combustible para el transporte de mercancía y de pasajeros (Gobierno de Coahuila, 2022).

8.1. Contexto del hidrógeno en Texas

POTENCIALES CENTROS DE DEMANDA DE H_2V EN TEXAS

Potenciales centros de demanda de H_2V en Texas

Mercado actual del hidrógeno (McKinsey Sustainability, 2021)



Demanda actual
de hidrógeno en Texas

La producción y demanda al 2021 de H_2 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.**

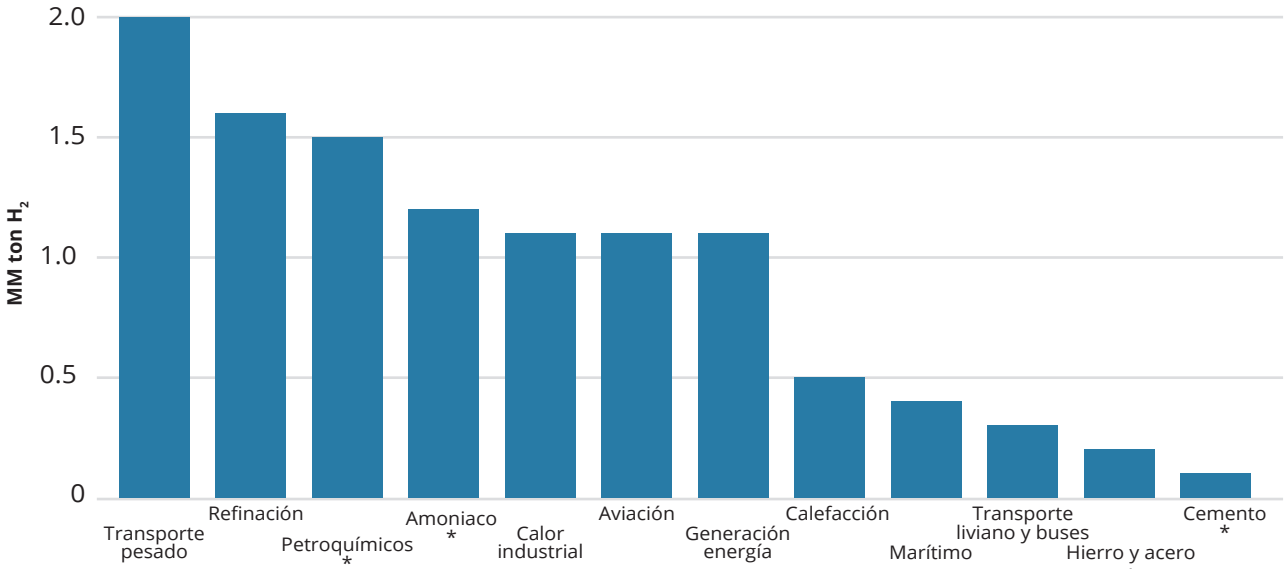
Mercado futuro (2050) del hidrógeno limpio (McKinsey Sustainability, 2021)

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

El principal segmento de demanda será el transporte carretero pesado, seguido de la refinación y petroquímicos, seguidos por porciones similares para suministrar calor industrial, generación de energía, y combustible para aviación. En menores cantidades, también se proyecta que habrá demanda de hidrógeno bajo en carbono para el transporte marítimo, transporte 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 38. *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 objetivos de emisión de CO2 específico en especial con la sección 822(a) (United States Congress, 2021).

Proyectos de H_2 limpio en Texas

Producción de H_2 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).

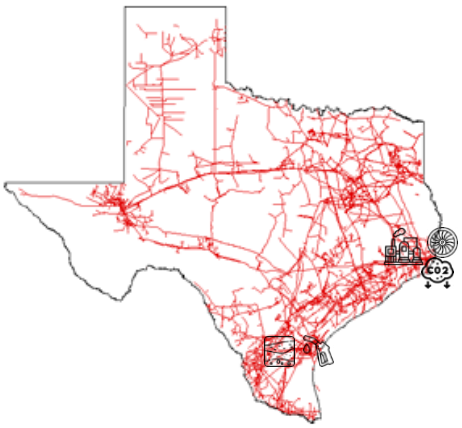
Producción de hidrógeno para central de generación de ciclo combinado de 1,215 MW.

Compañía: Entergy Texas.
Ubicación: Condado Orange
Tecnología: Turbinas de gas natural en mezcla con H_2.
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 H_2 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 amoniaco 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 39. *Ubicación geográfica de los principales proyectos de hidrógeno en Texas.*



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

Producción de H_2 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 CO_2 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.

MEDIOS DE EXPORTACIÓN DESDE COAHUILA A TEXAS

Exportación de hidrógeno de Coahuila a Texas

Análisis de costos exportación de hidrógeno por tierra Coahuila – Texas

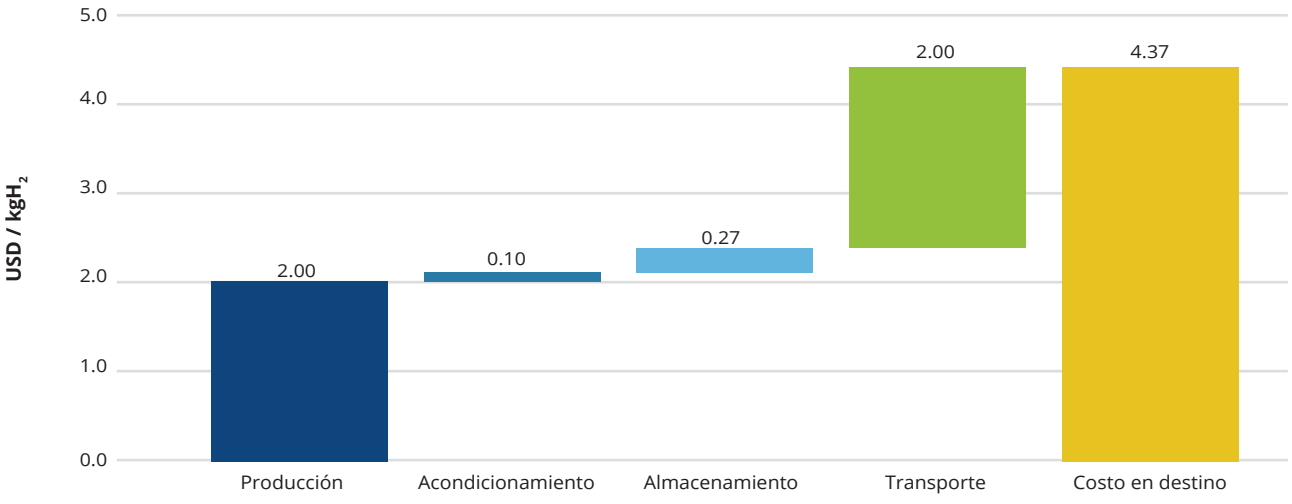
Con el fin de evaluar la viabilidad económica de producción de hidrógeno verde en Coahuila para su exportación a Texas, se realizó un análisis de costos de producción, acondicionamiento, almacenamiento y transporte; para calcular el costo del hidrógeno que se podría suministrar en el puerto de Corpus Christi, donde se está planeando actualmente el desarrollo de un hub de hidrógeno a gran escala.

El análisis de costos consideró que el hidrógeno será producido a partir de electrólisis alimentada por un parque eólico en la región norte de Coahuila, en la región de La Amistad, cerca de la frontera con Estados Unidos. Esta región se seleccionó debido a cercanía y a la extensión de más de 2,136 km^2 que dispone el municipio de Acuña con un potencial eólico de hasta 8.6 GW y de electrólisis de 4.8 GW.

El análisis comparó el transporte de hidrógeno mediante *tube trailers* o camiones tanque de acero (H_2 comprimido) o de materiales compuestos (H_2 liquido), así como en un ducto dedicado de hidrógeno. Algunas de las consideraciones evaluadas para el análisis son las siguientes.

- Distancia entre planta de producción de hidrógeno en Coahuila y el lugar de destino en Texas de 483 km (Puerto Corpus Christi).
- Ruta de transporte terrestre usando las carreteras US-90, FM140 E y I-37S 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 Coahuila a Texas. El valor se seleccionó con el fin de cubrir el 3% de la demanda actual de hidrógeno de Texas[29].

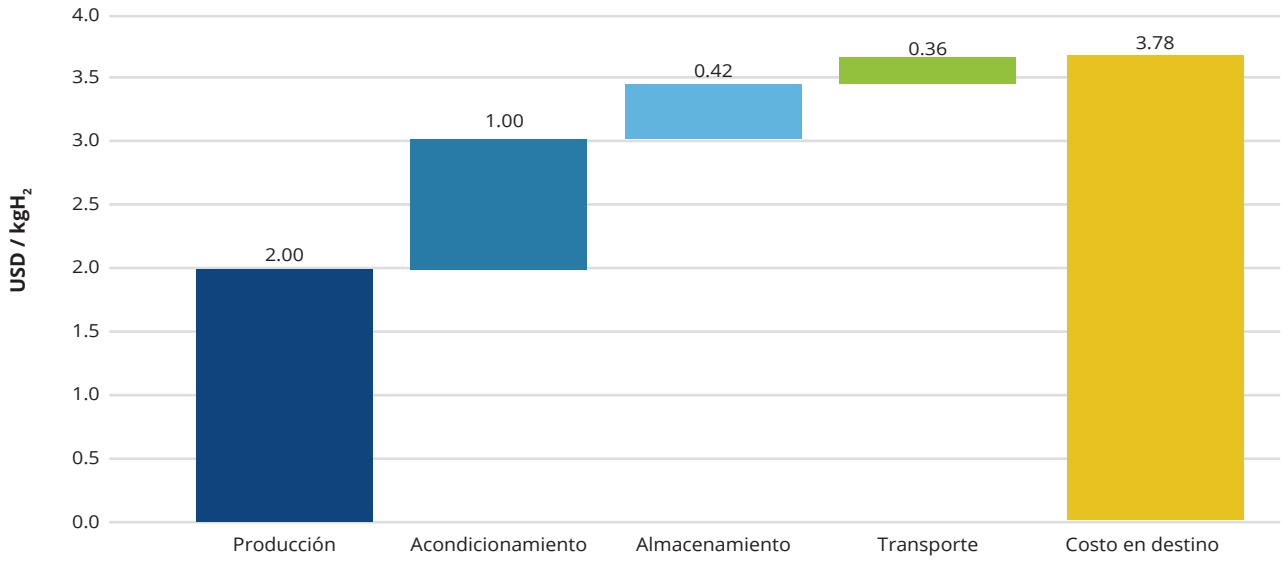
Figura 40. *LCOH a 2030 para exportación terrestre de hidrógeno verde comprimido en tube trailers.*



Fuente: elaboración propia.

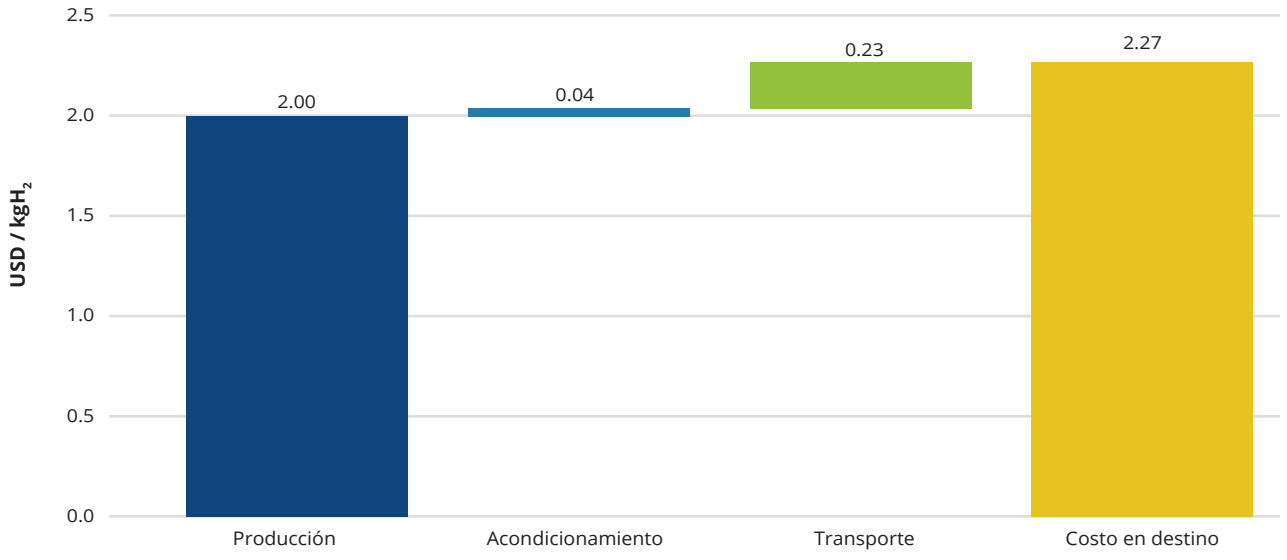
[29] Demanda actual de hidrógeno Texas de 3.6 millones de toneladas al año.

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



Fuente: elaboración propia.

Figura 42. *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 2 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 100% del costo de producción**, los cual hace que se duplique su costo de entrega agregando los costos de almacenamiento y acondicionamiento que es principalmente la compresión a los 200 bar estándares para su manejo. Con ello se puede entregar el hidrógeno con un 119% adicional a su costo de producción en 4.37 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 50% de costo adicional respecto al de producción.** Así mismo, su costo de almacenamiento es el más elevado al requerir tanques criogénicos que soporten los -253 °C a los cuales se logra la licuefacción del hidrógeno. Con ello se puede entregar el hidrógeno con un 89% adicional a su costo de producción para esta ruta en 3.78 USD/kg.

El transporte de hidrógeno comprimido por hidroductos es el que tiene menor costo, agregando tan sólo un 13% de costo para su entrega final por el acondicionamiento y transporte, resultando en un 2.27 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. Otro factor que contribuye a su bajo costo son las distancias relativamente cortas de transporte. La inversión requerida para los ductos crece conforme lo hace la distancia, por lo que conforme se extiende incrementa el costo y podría cambiar el caso de negocios más rentable según el rango de distancias considerado. Por otra parte, dado que la competitividad de estos se consigue 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 (108,004 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% solo se ve un incremento en el LCOH del 3.5% mientras que para una reducción del 70% su costo fue de 2.72 USD/kg H_2 asociado a un incremento del 20%. 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 liquido por trailers. El transporte por hidroducto dejará de ser competitivo contra las otras tecnologías cuando la demanda sea inferior a 8,803 ton/año de hidrógeno.

Tabla 6. Análisis de sensibilidad LCOH para transporte de H_2 desde Coahuila a Texas – Corpus Christi mediante hidroductos.

Porcentaje de reducción*	Demanda (ton/año)	Porcentaje de la demanda de Texas	LCOH hidroducto USD/kg
0%	108,004	3%	2.27
30%	75,582	2.1%	2.35
50%	54,002	1.5%	2.46
70%	32,421	0.9%	2.72

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

Fuente: elaboración propia.

Competitividad de la producción de H_2 de Coahuila frente al de Texas

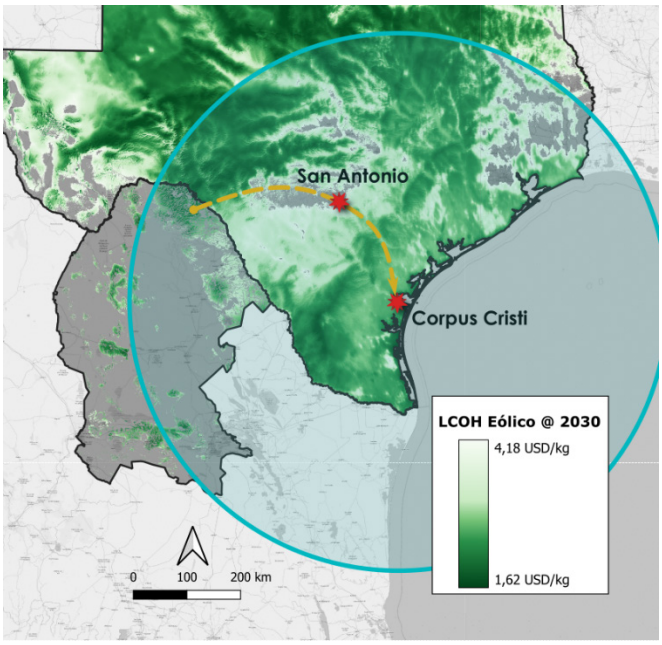
Con el fin de evaluar el potencial de exportación de hidrógeno verde desde el estado de Coahuila (México) a Texas (Estados Unidos), se hizo un análisis de costo de producción de hidrógeno en un área de 500 km a la redonda desde el Puerto de Corpus Christi. La selección de punto central (Puerto Corpus Christi) se dio ya que esta área demanda en la actualidad hidrógeno y se proyecta en convertirse en uno de los hubs más grandes del mundo (Hydrogen City), además de ser considerado como uno de los hub industriales con el mayor despliegue de infraestructura que involucra producción y demanda de hidrógeno. La Figura 46 presenta un mapa de contornos de LCOH (USD/kg H_2) para el 2030 usando energía eólica como fuente renovable de energía eléctrica. Para la región de Coahuila se identifican zonas en verde que corresponden a regiones de Amistad (norte), Sabinas (noreste) y corredor entre Torreón-Saltillo (centro-sur).

La región norte de Coahuila (Amistad) presentó valores de LCOH menores de 2 USD/kg H_2, en un área geográfica potencialmente explotable de 500 km^2. Los municipios de Acuña y Zaragoza en el estado de Coahuila concentran la zona con la mayor probabilidad tecno-económica en desarrollar proyectos industriales que busquen la producción de hidrógeno en Coahuila con miras a suplir las demandas bien sea de Coahuila, otro estado federal de México o regiones cercanas como Texas.

Tras analizar el mapa de LCOH se identificó que Texas potencialmente cuenta con regiones cercanas al Puerto de Corpus Christi con igual competitividad para la producción de hidrógeno verde que aquellas tres regiones de Coahuila mencionadas previamente. Por otro lado, los fondos federales de la ley de infraestructura bipartidista (9.5 mil millones dólares), y la ley de reducción de la inflación con el crédito fiscal de producción de hidrógeno que brinda hasta 3 USD/kg H_2 para la producción de hidrógeno en territorio de EE. UU. conlleva a que la exportación de este vector energético desde Coahuila hacia Texas no sea económicamente factible.

A partir de los análisis desarrollados se obtuvo 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 1.93 USD/kg H_2, en los condados de Jim Hogg, Webb, Zapatan y Kennedy. Estas zonas se visionan como potenciales áreas de construcción de proyectos de hidrógeno verde que suplirán la demanda del puerto de Corpus Christi a partir de su disponibilidad renovable, principalmente eólica, disponibilidad de tierra, acceso a subsidios y cercanía con el punto de demanda.

Figura 43. *LCOH al 2030 en regiones cercanas a Puerto de Corpus Christi (radio 500 km y evaluación de competitividad de exportación de Coahuila.*



Fuente: elaboración propia.

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

En agosto del presente año el gobierno de EE. UU. aprobó la "Ley de Reducción de la Inflación" (*Inflation Reduction Act*, IRA), la cual desbloquea 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 de con haciendo deducible hasta el 30% de la inversión inicial en el proyecto (ITC) o proporcionando un PTC de hasta 3 USD/kgH_2 por 10 años. Para ello, el hidrógeno debe ser producido con una intensidad de emisiones menor a 0.45 kgCO_2e/kgH_2, 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.

Este subsidio aplica a proyectos de hidrógeno bajo en emisiones en EE. UU. que empiecen su construcción antes de 2033 y sin importar su uso o aplicación final. A esto se le podrían sumar incentivos a la producción de energías renovables que se traducirían **en un subsidio total de alrededor de 4.4 USD/kgH_2**, 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. Adicionalmente, incrementará la demanda de equipos para la producción de hidrógeno, como electrolizadores y celdas de combustible, lo que**

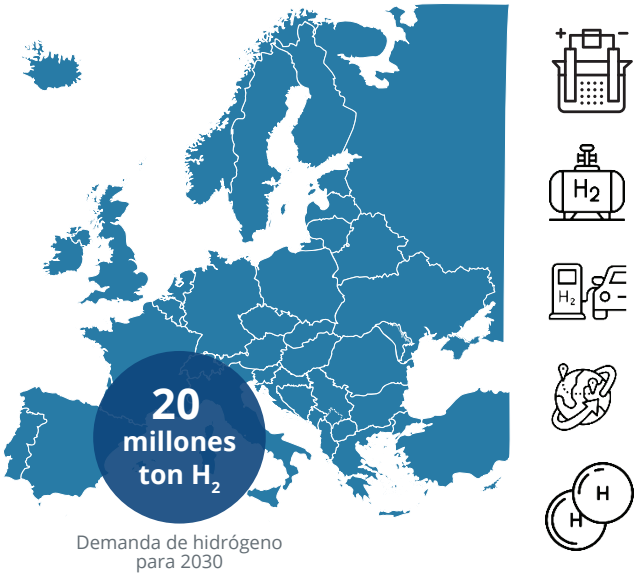
podría generar oportunidades para los estados fronterizos de sumarse a la manufactura de tecnologías o componentes para su exportación a los Estados Unidos.

Análisis de mercado de hidrógeno entre Coahuila y Texas	
1	Texas cuenta con planes energéticos que ubican al hidrógeno bajo en carbono como una de las estrategias a corto, mediano y largo plazo para la descarbonización de aquellos parques industriales y regiones con plantas Oil & Gas que se encuentran principalmente ubicadas en la Costa del Golfo de Estados Unidos. El hidrógeno verde evidenciará crecimiento de forma sinérgica con el despliegue de parques renovables.
2	El hidrógeno verde de Coahuila presenta retos principalmente económicos para ser competitivos en un mercado de Estados Unidos debido al apoyo financiero que EE. UU. está desplegando para la reducción de CAPEX y OPEX en plantas de electrólisis. Sin embargo, Coahuila puede apuntar a ser un proveedor de hidrógeno verde, ya que los esfuerzos a corto plazo de Texas están centrados en la producción de hidrógeno bajo en carbono.
3	Los análisis muestran que la competitividad económica del hidrógeno de Coahuila frente al de Texas es poco probable ya que Texas cuenta con valores de LCOH similares. Además, Texas cuenta con infraestructura de hidroductos y subsidios para la producción de hidrógeno en EE. UU. como los créditos PTC & ITC del Inflation Reduction Act (IRA). Se recomienda estudiar la posibilidad de desarrollar una coalición entre los estados mexicanos vecinos a Texas como por ejemplo Coahuila, Coahuila y Tamaulipas para formar un hub de la Costa del Golfo en donde se aproveche los recursos renovables de México para la transmisión de energía a plantas de electrólisis ubicadas en EE. UU. para acceder a los subsidios.
4	Los complejos industriales petroquímicos cerca de la Costa del Golfo son los mercados que en la actualidad demandan hidrógeno y aquellos que se prevé serán los "early adopters" de hidrógeno verde. Se recomienda identificar potenciales relaciones comerciales entre Texas y Coahuila que involucre el intercambio de bienes y servicios relacionados con la economía del hidrógeno. Como por ejemplo la exportación desde Coahuila a EE. UU. de bienes verdes (acero verde) producido a partir de H_2V.
5	La competitividad para la exportación de hidrógeno verde producido en Coahuila e importado por Texas se dificultará debido al apoyo gubernamental que actualmente Estados Unidos desplegó para el fomento de la económica local del hidrógeno; como, por ejemplo, los fondos federales de la ley de infraestructura bipartidista (9.5 mil millones dólares), y la ley de reducción de la inflación con el crédito fiscal de producción de hidrógeno de hasta $3 USD/kg.
6	Los municipios de Acuña y Zaragoza ubicados en la región norte presentan las condiciones más favorables para la instalación de parques eólicos destinados para la producción de H_2V (<2 USD/kg H_2 para el 2030).

UNIÓN EUROPEA

Mercado de hidrógeno en 2030 (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2019)

Figura 44. *Demanda de hidrógeno bajo en carbono por sector en la UE en 2030*



Demanda de hidrógeno para 2030

Capacidad instalada de electrólisis:
al menos 40 GW

Producción:
15 MM ton

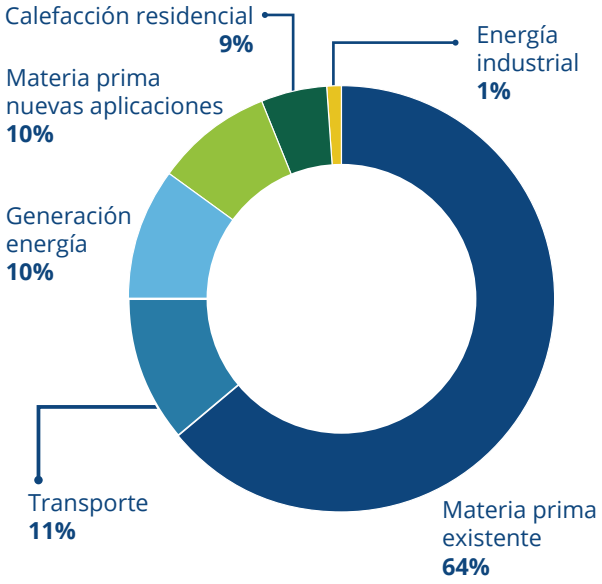
Demanda:
20 MM ton

Importación:
5 MM ton

Tipo de H_2:
Hidrógeno producido con emisiones por debajo de 4.37 kg CO_2 eq/ kgMJ H_2

Fuente: elaboración propia.

Figura 45. *Demanda de hidrógeno bajo en carbono por sector en la UE en 2030.*



Fuente: elaboración propia.

La Unión Europea jugará un papel relevante dentro de la economía del hidrógeno, **principalmente como importador de la molécula y exportador de tecnologías dentro de la cadena de valor**.

La región de Medio Oriente y el Norte de África (MENA), Asia y países europeos con recursos renovables (España) son competidores directos de México para abastecer el mercado europeo.

Instrumentos de financiación – Unión Europea (BMWi, 2021)

Alemania es el país miembro de la Unión Europea que lidera el diseño, construcción y puesta en operación de vehículos financieros que apoyan a cerrar brechas económicas de los proyectos de hidrógeno. Algunos de los fondos de financiación del Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima (BMWK) son:

H_2Global	FRL	H_2 Uppp
Fondo de financiación basado en el concepto de subastas que busca dinamizar el mercado del hidrógeno verde y productos PtX. H_2Global busca realizar alianzas con países que cuenten con el potencial de producir y exportar H_2 verde competitivo a Alemania. El fondo cuenta con aproximadamente 900 millones de euros.	Establece los lineamientos de fundos para apoyar proyectos de cooperación internacional (Fuera de la UE) entre los que se encuentra la construcción de plantas de producción de hidrógeno verde, almacenamiento, transporte y otras aplicaciones. Se usan subvenciones no reembolsables de hasta 15 millones de euros por aplicante.	Es el programa para la cooperación en la promoción de proyectos de hidrógeno en países en vías de desarrollo. Dentro del programa se busca que la experiencia /o conocimiento de empresas de la Unión Europea se comparta a los aliados de países en desarrollo al éxito de nuevos proyectos, tanto con estudios como en el desarrollo de proyectos de producción de H_2 verde y sus derivados. H_2 Uppp ya está financiando estudios sobre oportunidades de inversión en México.

Análisis de costos exportación de hidrógeno Coahuila – Unión Europea (2030)

Se realizó un análisis de costos con el objetivo de evaluar la posible competitividad económica de exportar hidrógeno verde desde Coahuila a Europa. La simulación consideró dos portadores de hidrógeno, estos son hidrógeno líquido (LH_2) y amoniaco[30] (NH3). Los costos en puerto de destino para ambos portadores son parecidos, siendo el LH_2 un 2% más costoso con relación al amoniaco. Las simulaciones se realizaron bajo los siguientes supuestos:

[30] Dado que el hidrógeno tiene un bajo contenido energético por volumen, en comparación con otros energéticos, para su transporte marítimo se recurre a la licuefacción para convertirlo en hidrógeno líquido (LH_2), lo cual requiere el manejo de temperaturas criogénicas en su cadena de suministro. Alternativamente se pueden emplear los llamados portadores de hidrógeno, como el amoniaco (NH3) o los portadores líquidos orgánicos de hidrógeno (LOHC), con los cuales es posible utilizar infraestructura existente (buques, tanques de almacenamiento, terminales) para su transporte reduciendo los costos de exportación. Aún es incierto cuál será el método de uso predominante, pero hasta ahora se han anunciado un mayor número de proyectos de producción y exportación de amoniaco verde, el cual ya tiene un mercado para la fabricación de fertilizantes, explosivos y uso como refrigerante. La principal ventaja del LH_2, es la alta pureza del hidrógeno entregado, pero aún es una tecnología costosa y en desarrollo.

- Planta de generación de hidrógeno a partir de recursos renovable, principalmente solar fotovoltaico, ubicado en Saltillo ya que esta región cuenta con el potencial de electrolisis de 29 GW y LCOH menor a 3.1 USD/kg.
- El LCOH de producción en sitio es de 3.1 USD/kg
- El puerto de origen es el Puerto de Altamira en el estado de Tamaulipas, mientras que el lugar de destino será el Puerto de Rotterdam en Países Bajos.
- El transporte terrestre entre planta de hidrógeno en Saltillo (Coahuila) y Puerto Altamira (Tamaulipas) será a través de un hidroducto dedicado con distancia aproximada entre ambos puntos de 460 km.
- El rango de LCOH para el 2030 en países importadores de hidrógeno como Alemania y Países Bajos se ubica cerca de los 8 USD/kg H_2 según *Opportunities for Hydrogen Energy Technologies Considering the National Energy & Climate Plans* (FCH, 2020)

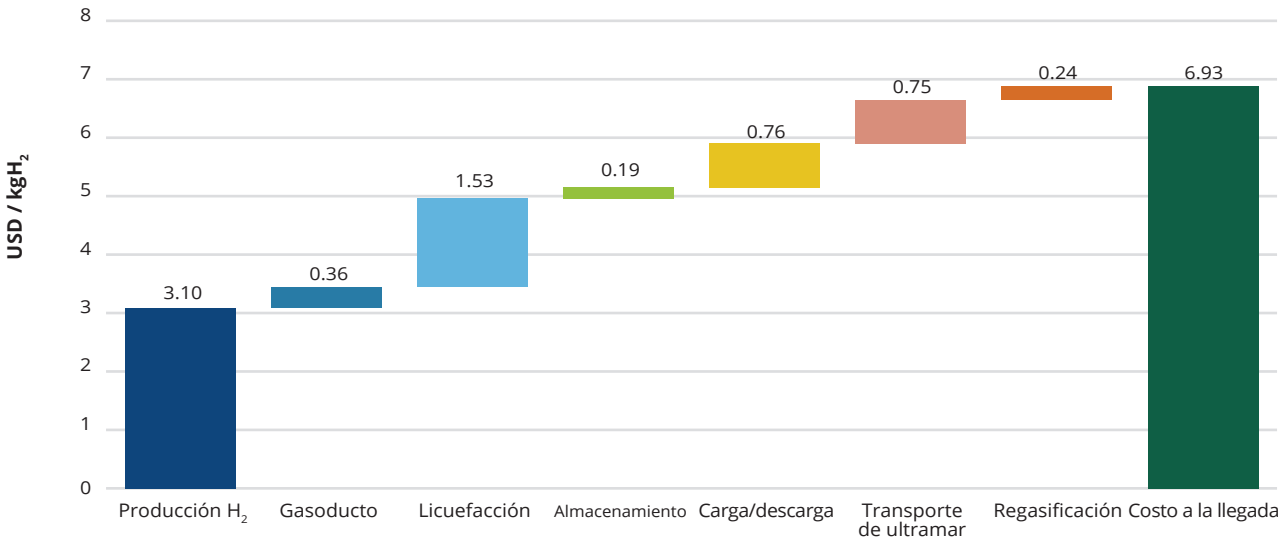
A partir de las siguiente graficas se observa que los costos de exportación de hidrógeno verde producido en Coahuila, transportado por hidroducto hasta el Puerto de Altamira en Tamaulipas y exportado como hidrógeno líquido o amoniaco al Puerto de Rotterdam en Países Bajos tienen costos de 6.93 USD/kg y 6.71 USD/kg, respectivamente.

Para la exportación de hidrógeno líquido, se establece que el 22% de los costos totales corresponden a la etapa de licuefacción. El cambio de fase de hidrógeno gaseoso a líquido es costoso, ya que es un proceso energéticamente intensivo para lograr temperaturas por debajo de los -253°C.

La exportación de hidrógeno a través de amoníaco es 3% menos costosa que aquella usando hidrógeno líquido, siendo las etapas de acondicionamiento, síntesis portadora (en puerto de origen) y cracking (en puerto de destino) las de mayor costo con valores respectivamente de 1.10 USD/kg y 1.50 USD/kg. Los costos asociados al cracking corresponden a aproximadamente el 22% del LCOH total de exportación, por lo que una mayor competitividad se logrará si no se realiza este proceso de restitución de NH3 a H_2 en el lugar de destino.

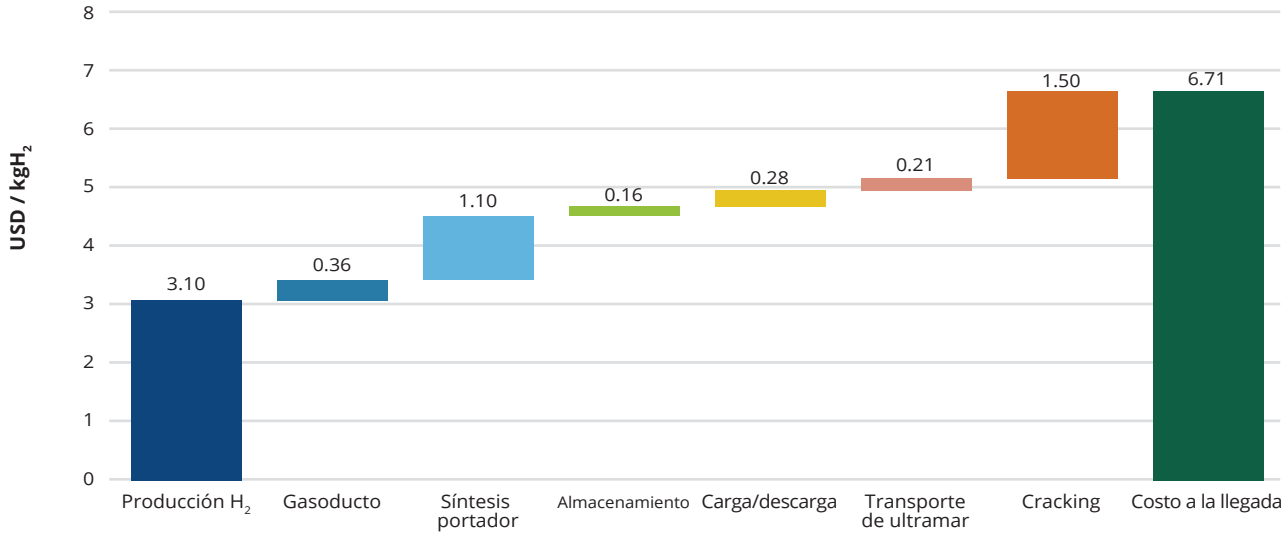
Una de las ventajas principales del amoniaco es que este presenta los menores costos de almacenamiento de energía y de transporte cuando lo comparamos directamente con hidrógeno líquido debido a sus propiedades físicas como por ejemplo su punto de licuefacción es a -33°C y presión ambiente o 7.5 bar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

Figura 46. *LCOH a 2030 para exportación marítima de hidrógeno líquido desde Coahuila – Puerto Altamira – Puerto Rotterdam.*



Fuente: elaboración propia.

Figura 47. *LCOH a 2030 para exportación marítima de amoníaco desde Coahuila – Puerto Altamira – Puerto Rotterdam.*



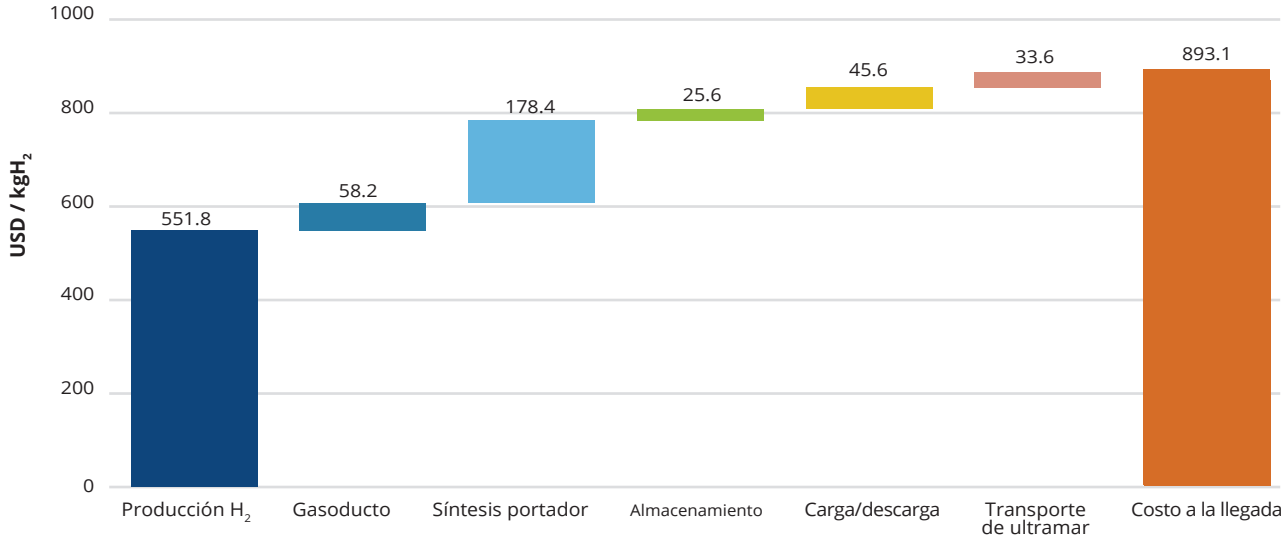
Fuente: elaboración propia.

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

El amoniaco se proyecta a tener un crecimiento en su producción debido al crecimiento poblacional a nivel mundial, planes de soberanía alimenticia y usos potenciales para la descarbonización del sector marítimo y generación de energía. Para el 2050 la demanda de amoniaco será de casi 600 millones de toneladas con el potencial de tener amoniaco verde producido a partir de hidrógeno verde de 330 millones de toneladas (IRENA, 2021), (Saygin, 2021).

Coahuila cuenta con el potencial de producir amoniaco verde y exportarlo a regiones europeas como el Puerto de Rotterdam a 893 USD/ton NH_3 para el 2030. La producción de hidrógeno verde es la etapa con los costos más altos (62%), seguido de la transformación y producción del gas de síntesis portador – NH_3 (20%).

Figura 48. *LCOA a 2030 para exportación marítima de amoníaco desde Coahuila – Puerto Altamira – Puerto Rotterdam.*



Fuente: elaboración propia

9. Barreras, obstáculos, oportunidades y recomendaciones para el Estado de Coahuila

9.1. Barreras y obstáculos

Coahuila cuenta con una gran capacidad instalada de generación eléctrica a partir de carbón y una dependencia de la importación de gas natural, ambas de bajo costo, lo que dificulta al hidrógeno verde competir económicamente para aplicaciones donde se usa como un energético.

- **Alrededor del 70% de la energía producía en Coahuila proviene de fuentes fósiles como el gas natural y el carbón.** Además, los costos en términos energéticos tanto del gas natural como del carbón siguen siendo competitivos. Esto podría ser un reto para la adopción de hidrógeno verde en aplicaciones donde se pretenda que sustituya al gas natural como un energético en las próximas dos décadas.
- **Coahuila posee las reservas más grandes de carbón del país**, por lo que su sustitución por otro energéticos podría implicar retos dado el impacto en cadenas de valor, la economía y empleos locales.
- **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.
- **No hay mandatos generales de reducción de emisiones en los segmentos industriales donde el hidrógeno verde podría ser la única alternativa de descarbonización**, y las empresas que lo están considerando persiguen usualmente metas corporativas de reducción de emisiones sin carácter obligatorio.
- **El suministro de gas natural de bajo costo proveniente de Texas conlleva un reto para que el hidrógeno verde logre la competitividad en costos** en aplicaciones donde se pretende usar como combustible, ya sea para la generación eléctrica en plantas termoeléctricas en mezcla con gas natural, o en la producción de calor para procesos industriales.
- **La exportación de hidrógeno verde a Texas se ve limitada por los incentivos a la producción de energía renovable e hidrógeno limpio aplicables en EEUU.** Coahuila 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, por lo que se podrían buscar otro tipo de oportunidades como acuerdos de cooperación entre ambos estados o la manufactura y exportación de tecnologías.

9.2. Oportunidades

9.2.1. Coahuila como exportador de equipos asociados al hidrógeno

Coahuila podría establecer una industria de manufactura para exportación de vehículos de celda de combustible y otras tecnologías de asociadas, haciendo uso de su fuerte vocación industrial, ubicación, exportaciones actuales y tratados de libre comercio con EEUU.

- **Coahuila es una de las entidades federativas de México con mayor participación en la producción de bienes y servicios para la exportación**, teniendo una abundante actividad industrial albergada en 38 parques industriales, 1 microparque y 13 nuevos parques industriales que se encuentran en construcción.
- El estado se caracteriza por la **comercialización de equipos de transporte, productos metálicos y accesorios y equipos para generación de electricidad**, que en conjunto representan el 80% de las exportaciones del estado.
- **Su principal socio comercial e inversionista son los Estados Unidos**, donde se espera un acelerado despliegue de tecnologías de hidrógeno bajo en carbono, en particular en el transporte terrestre y la generación de energía eléctrica. Por ello, **dos de las tres industrias para las que se espera una creciente demanda en EEUU son en las que Coahuila cuenta con la mayor manufactura actual para exportación.**
- **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 estableci-

das las cadenas de suministro para poder cubrir la demanda que se proyecta para los próximos años. Por ejemplo, hay una capacidad de electrólisis anunciada en proyectos a 2030 mucho mayor a la capacidad actual de producción de electrolizadores. Por esto que se prevé que **habrá oportunidades para quienes puedan producir equipos de la cadena de valor del hidrógeno a gran escala y con costos competitivos para cubrir la creciente demanda.**

- **En EEUU ya se cuenta con un portafolio de proyectos de hidrógeno bajo en carbono de miles millones de dólares a ser desplegados en los próximos años.** En general, los mercados emergentes de hidrógeno bajo en carbono están impulsados por estrategias nacionales o regionales de adopción de hidrógeno y/o subsidios dedicados a diferentes etapas de su cadena de valor, como es el caso en Europa, Japón, Corea y Estados Unidos.
- **Existen rutas de transporte terrestre de alto flujo para el comercio entre Coahuila y EEUU usando**, principalmente, la carretera federal Puente Internacional Ciudad Acuña – Del Río y el corredor ferroviario Eagle Pass (Texas) – Piedras Negras.
- La robusta industria de manufactura automotriz en México, su cercanía con EEUU y el Tratado entre México, Estados Unidos y Canadá (TMEC) son factores que podrían posicionar a México como altamente competitivo en la producción de vehículos de celda de combustible (GIZ, 2021)[31]. Considerado su ubicación y robusta industria, **en Coahuila se podría plantear el establecer una industria de manufactura para exportación de vehículos de celda de combustible, autopartes, y otros componentes asociados, para proveer a Norteamérica y otros fabricantes en México.**

9.2.2. Producción de hidrógeno verde a costos competitivos

Coahuila podría aprovechar su abundante recurso eólico en el norte y este del estado para la producción de hidrógeno verde, logrando costos de hasta 1.62 USD/kg en 2030.

- A pesar de que la generación eléctrica en el estado de Coahuila cuenta con una alta participación de centrales de carbón, que aportan el 51% de la energía de la red y de gas natural, con el 20%, **la generación a partir de energías renovables tiene una participación del 27%,** principalmente a partir de energía solar y eólica.
- Coahuila posee recursos renovables favorables, en su momento el parque solar Villanueva fue el más grande de toda América.
- El estado que cuenta con unas zonas de excelente recurso eólico, lo que le permite tener costos de generación bastante competitivos en lugares estratégicos del estado. El potencial eólico del estado es más elevado en el norte y el noreste del estado, donde se alcanzan factores de planta que superan el 60%, con otras regiones de alto potencial más hacia al sur, particularmente entre Torreón y Saltillo.
- Con el dimensionamiento adecuado del parque renovable y la planta de electrólisis, se pueden llegar a obtener factores de planta para el electrolizador sobre el 80% con energía eólica.
- El potencial solar es más abundante en el sur y el oeste del estado, donde se alcanzan factores de planta de hasta 25.7%.
- En 2030 se podrían instalar hasta 14 GW de electrólisis produciendo hidrógeno a un costo en un rango de 1.62 a 2.5 USD/kg, alimentados con aproximadamente 26 GW de energía eólica.
- El hidrógeno verde producido con los costos más competitivos en el estado permitirá que su competitividad como materia prima y en el transporte a más tardar a principios de la década del 2030.
- Las variaciones del costo del gas natural podrían acelerar la adopción del hidrógeno verde, siendo este factor determinante en el costo nivelado del hidrógeno gris. Es decir, en cuanto mayor sea la volatilidad del gas natural, la producción de hidrógeno gris sería menos competitiva respecto al hidrógeno verde, pudiendo alcanzar la paridad de costos para industrias como la producción de amoniaco antes de 2030.
- **Para 2050, Coahuila tendrá un potencial de 6.3 GW de capacidad de electrólisis con un costo menor a 1.5 USD/kg** y cerca de 580 GW con un costo menor a 2 USD/kg.

9.2.3. Descarbonización de la industria

La producción de amoniaco verde para fertilizantes podría detonar la demanda de hidrógeno verde en el estado, pudiendo haber casos de negocio competitivos alrededor de 2030.

- **Coahuila tiene un mercado actual de hidrógeno de aproximadamente 10 mil toneladas al año** para usos como materia prima, principalmente en la produc-

[31] Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación. Tomo VI: Análisis de la cadena de valor local y del potencial de exportación de hidrógeno verde. Disponible en línea en: https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/Hidro%CC%81geno_AE_Tomo_VI.pdf

ción de fertilizantes, así como en otras industrias como el acero, gases industriales, pulpa & papel y producción de vidrio flotado. El hidrógeno en estas industrias manufactureras consume cerca de 1.97 kton al año; siendo la producción de acero la de mayor demanda (0.7 kton H_2/año). Las industrias de producción de gases industriales son una de las fuentes principales de hidrógeno cautivo en Coahuila a través de reformado de gas natural proveniente de EEUU.

- El uso del hidrógeno para la producción de amoniaco que a su vez se implementa como materia prima para la producción de sulfato de amonio representa el sector económico de mayor demanda del H_2. **El 80% de la demanda actual de hidrógeno se destina para el sector de fertilizantes, y se suministra con importaciones** desde Estados Unidos donde se usan procesos de obtención de hidrógeno a partir de gas natural.
- **En Coahuila, el amoniaco verde podría ser competitivo en costos con el convencional a medida que el H_2V alcance un costo de 1.82 USD/kgH2, lo cual se espera se pueda alcanzar antes de 2030**. La producción local de amoniaco para fertilizantes podría representar una oportunidad de impulsar la certidumbre en la agricultura en el estado. Además, bajo las condiciones de mercado del 2022 donde el amoniaco experimentó alzas en su costo en la mayoría de los mercados internacionales, la producción local podría garantizar un suministro de fertilizantes con precios predecibles.
- En este caso **la producción de amoniaco para fertilizantes 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 acero o los primeros despliegues de de vehículos de transporte pesado con celdas de combustible.
- Para otras aplicaciones, **se proyecta que el diésel, la gasolina, y la energía eléctrica de la red serán más costosos que el hidrógeno verde antes de 2040**. Procesos industriales con alta demanda energética podrían encontrar en el hidrógeno verde una fuente de calor o electricidad competitiva y neutra en emisiones para entonces, reduciendo además la dependencia de las importaciones de gas natural.

9.2.4. Descarbonización del transporte

Los primeros casos de negocio rentables con hidrógeno verde en el transporte pesado podrían verse alrededor de 2030, y se perfila a ser el segmento de mayor demanda de H_2V hacia 2050.

- Acompañado del crecimiento económico del estado, la flota vehicular en Coahuila también ha presentado un aumento sostenido anual cercano del 4.8 % 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 58,000 millones de litros de gasolina para satisfacer la demanda de los tres segmentos de transporte terrestre más representativos** (automóviles, camiones para pasajeros, y camiones y camionetas para carga).
- **El transporte terrestre pesado con hidrógeno tendría una paridad de costo antes del 2030, por lo que este segmento podría ver los primeros casos de negocio a escala comercial.** Adicionalmente, también se puede concluir que aquellos segmentos vehiculares con alta intensidad energética, es decir, con largas distancias de recorrido y/o transporte de grandes volúmenes de mercancía, serían los casos de negocios idóneos de realizar a corto plazo, como en el transporte de carga pesada.
- Las proyecciones de paridad económica del transporte con diésel vs hidrógeno verde consideran el costo total de propiedad (TCO) de los vehículos a lo largo de su vida útil, y un suministro de hidrógeno verde con costos decrecientes con el tiempo, lo cual **requerirá que aumenta la oferta y la infraestructura de suministro de en estaciones de repostaje de hidrógeno (HRS)**.
- **Entre 2020 y 2050, la demanda del hidrógeno en Coahuila podría multiplicarse casi 15 veces**, influenciado principalmente por sus nuevos usos como es el transporte, pero también para aplicaciones actuales como la producción de amoniaco para fertilizantes.
- **En 2050, el suministro de hidrógeno verde para el transporte pesado podría alcanzar las 55 mil toneladas por año,** representando un mercado superior a los 200 millones de dólares tan sólo para su producción, al cual se le sumaría el acondicionamiento, transporte y despacho en HRS que cuando menos duplicarían su valor.

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 Coahuila.

- 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 la catálisis de 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 Coahuila** que integren la visión de los diferentes actores y que lleve la coordinación y el apoyo del Gobierno del Estado, idealmente a través de una Agencia o Comisión Estatal de Energía, 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 amoniaco, 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 amoniaco 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 construir los primeros proyectos de implementación de tecnologías de hidrógeno verde. Es posible que los primeros proyectos sean a nivel piloto y de pequeña escala, para lo que se sugiere buscar la coordinación entre diferentes consumidores y potenciales proveedores de hidrógeno verde, lo cual comúnmente sucede mediante la conformación de consorcios.
- Se recomienda hacer un **estudio detallado del potencial de producción, uso local y exportación de amoniaco verde para Coahuila**, el cual podría ser uno de los detonantes de demanda en gran escala y despliegue de tecnologías de H_2V en el estado.
- **Los primeros parques de generación de hidrógeno a gran escala podrían ser alimentados por energía eólica** por su menor costo nivelado de producción; sin embargo, al sur, cerca de ciudades como Saltillo y Torreón, los proyectos de energía solar podrían ser los habilitadores, como proyectos piloto o de escala media, por su menor distancia a los posibles puntos de consumo.
- **Estudiar la zona norte del estado para la identificación de sitios con potencial de producción de hidrógeno verde de bajo costo**, en particular en la región alrededor de la Presa de la Amistad. Una vez caracterizado el potencial, se podría plantear el despliegue de capacidad renovable y de electrólisis por etapas hasta llegar a los cientos de MW, identificando la capacidad y costos de producción posibles para cada una, e identificar los centros de demanda que podría atender en México o en EEUU.
- Estudiar la posibilidad de desarrollar un **Hub binacional de producción de H2 verde en la Amistad,** usando energía eólica de bajo costo producida en Coahuila y el proceso de electrólisis en Texas a fin de poder beneficiarse de subsidios en EEUU como los del IRA.
- **Estudiar el desarrollo de un corredor de transporte pesado con hidrógeno verde en torno a la ruta Piedras Negras – Monclova – Saltillo - Torreón**, con posibles ramificaciones desde Saltillo en dirección

sur hacia Monterrey o San Luis Potosí. 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.

- **Producción de hidrógeno verde para el transporte pesado en regiones con alto potencial a lo largo de la ruta como Sabinas y entre Saltillo y Torreón.** De ser cercano a Torreón, también se podría considerar que proviniera de un proyecto de mayor escala para suministrar hidrógeno a la producción de amoniaco cerca de Torreón 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 Coahuila aplicables a las tecnologías de hidrógeno**. Se podría iniciar con los segmentos con mayor crecimiento esperado: vehículos FCEV de carga pesada, y equipos electroquímicos para la producción y electrificación del hidrógeno verde (electrolizadores y celdas de combustible, respectivamente), y continuar con todos los equipos accesorios de la cadena de valor, como compresores, válvulas, tuberías, tanques de almacenamiento, filtros, etc.
- **Desarrollar un análisis de los potenciales mercados objetivo**, posiblemente en el extranjero (empezando por EEUU), priorizando aquellos en los que se hayan identificado las principales fortalezas y que cuenten con altas proyecciones de crecimiento, ya sea impulsados por subsidios (vehículos cero emisiones, electrolizadores) o por una creciente demanda en el mercado local (equipos de almacenamiento y acondicionamiento).
- Los análisis recomendados podrán servir para alinear las capacidades de manufactura con la demanda que pueda ser atendida a costos competitivos. En torno estos resultados, se podrían **establecer hubs temáticos de capacitación, desarrollo y manufactura de las tecnologías identificadas con mayor potencial, incluso a nivel regional con los estados vecinos en México, así como Texas**. Para ello sería recomendable una coordinación sinérgica entre los sectores industrial, académico y gubernamental.

Anexo 1: Listados de bibliografía utilizada en las fichas técnicas

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

Ficha técnica de Caracterización General del Estado de Coahuila

1. Resumen. Coahuila de Zaragoza - INEGI
2. Entidades federativas de México por PIB
3. Coahuila de Zaragoza: Economía, empleo, equidad, calidad de vida, educación, salud y seguridad pública
4. Exportaciones por entidad federativa – INEGI
5. Conjuntos de datos vectoriales de información topográfica escala 1:250 000 Coahuila Serie VI
6. Infraestructura de gas natural en México
7. Planta Solar Villanueva, finalista Obra del Año 2019
8. Se inaugura oficialmente el Parque Solar Coahuila
9. Planta solar Andalucía II dota de energía limpia a más de 60 mil hogares en México
10. Parque "Eólica de Coahuila" | Presidencia de la República EPN
11. Enel Green Power comienza la construcción de un nuevo parque eólico de 100 mw en Coahuila
12. Actualización del Programa Estatal de Cambio Climático – Secretaría de Medio Ambiente de Coahuila
13. Superficie. Coahuila de Zaragoza
14. Mexico - Vehículos de Motor Registrados en Circulación 2021, Datos al mes de diciembre
15. ProAire Coahuila
16. Informe nacional de calidad del aire 2019

Ficha técnica de Análisis Cualitativo de Demanda de Hidrógeno Verde

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

Anexo 2: Matriz de indicadores cualitativos

La Tabla 7 presenta la matriz de indicadores cualitativos implementada para la evaluación general de competitividad en la adopción de hidrógeno verde dentro de la economía estatal de Coahuila. 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 Hinicio en donde se asigna mayor a aquel KPI que presente un impacto positivo.

Tabla 7. Matriz de indicadores cualitativos.

Benchmark					
Indicador	**1**	**2**	**3**	**Peso**	**Puntaje**
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_2V 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	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 8. Evolución técnico-económica de las tecnologías de producción de energía renovable e hidrógeno.

	2022	2025	2030	2040	2050
Solar PV[32]					
CAPEX [USD/kW]	630	570	513	454	420
Eólica[32]					
CAPEX [USD/kW]	885	854	813	730	685
Electrólisis PEM[33]					
CAPEX [USD/kW]	1100	950	700	500	350
Eficiencia [kWh/kg]	53	51	48	48	45

Fuente: elaboración propia.

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

[32] Proyección de Hinicio, basada en los datos del reporte "Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina"

[33] Proyección de Hinicio, 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)			
Proyecto	**MW**	**ha**	**MW/km**
Huerto solar fotovoltaico durango	117.0	112.8	103.7
Piaxtla	20.0	39.5	50.6
planta cemento cerritos	10.0	52.7	19.0
sauceda solar	124.0	324.3	38.2
Promedio ponderado por capacidad instalada			**41.7**

Proyectos de energía eólica ingresados al PEIA (2016-2021)			
Proyecto	**MW**	**ha**	**MW/km**
Promedio ponderado por capacidad instalada			**5.3**

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

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

Con la intención de determinar la competitividad del H_2 verde en diferentes sectores económicos donde este se postula como aditivo y/o suplente, se hace necesario determinar los momentos en que el H_2 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 H_2.

El LCOH tiene en cuenta CAPEX y OPEX a través de la vida útil de un proyecto para la producción de H_2 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.*

$$LCOH_{USD/kg} = \frac{\sum_{t=0}^{t} \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t} \frac{kgH2_t}{(1+r)^t}}$$

CAPEX: Gastos de Capital.
OPEX: Gastos operacionales (incluyendo el costo de la electricidad (LCOE) y agua)
t: Año de operación
r: Tasa de descuento
Kg H_2: H_2 (kg) producción por año

*Valor Nominal

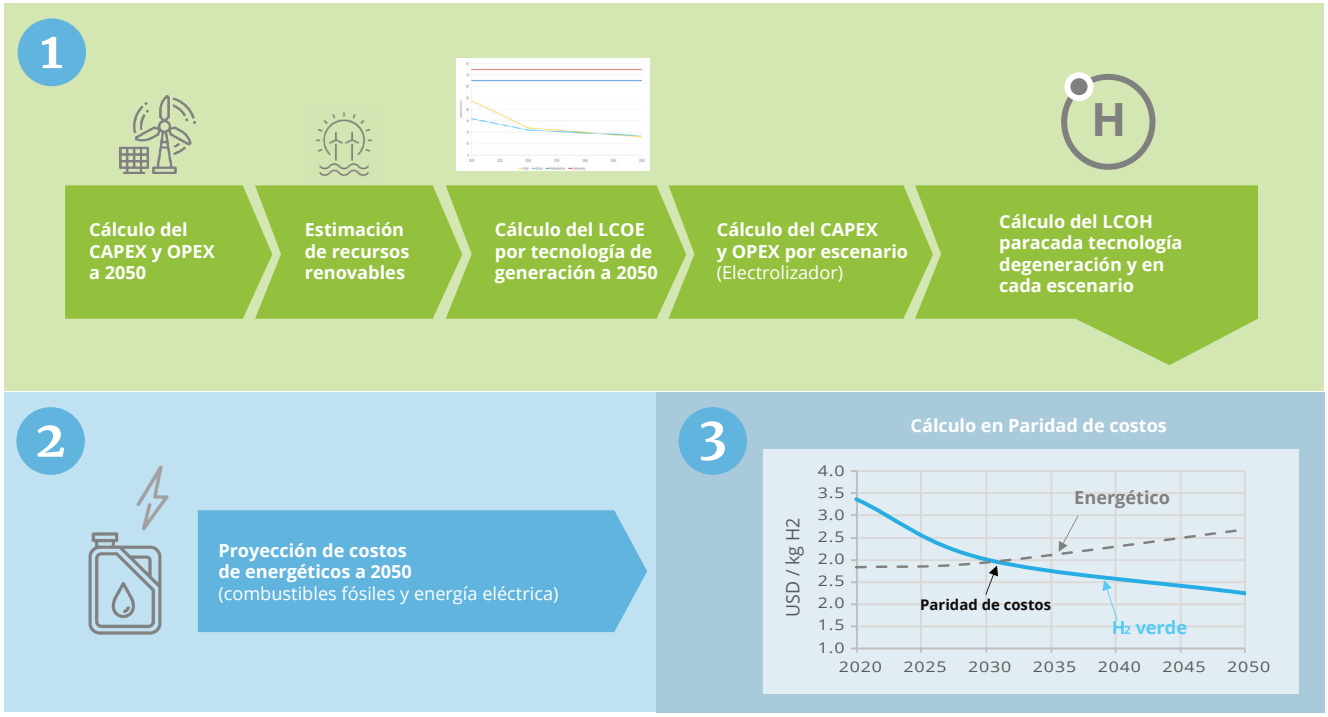
La viabilidad económica en la adopción del H_2V en las diferentes aplicaciones está sujeta a su competitividad en costos contra los energéticos que se emplean actualmente en cada industria.

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 51).

Figura 49. *Metodología para calcular la paridad de costos entre el hidrógeno y otros energéticos.*



Fuente: Elaboración propia

- **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 3.
- **Paso 2:** Se determina la proyección de costo para diferentes combustibles que eventualmente el hidrógeno sustituiría. Se consideran las proyecciones de la Figura 9.
- **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 "H_2 verde", se pueden representar en USD/kgH_2.

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 hacía 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 actores relevantes es insuficiente en espacios de toma de decisiones técnicas así cómo 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, desarrollo 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 50. *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 socio-cultural 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.

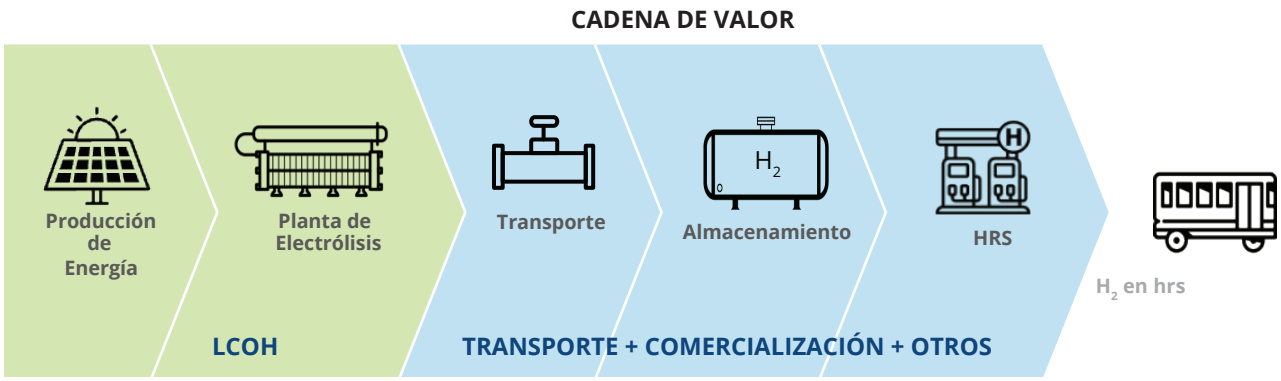
Más información: CER 2010 - Propuesta para la creación de un Diagnóstico Socio-Cultural del Territorio, disponible aquí:

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 mundial. Se estima que el hidrógeno verde sea protagonistas 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 50.

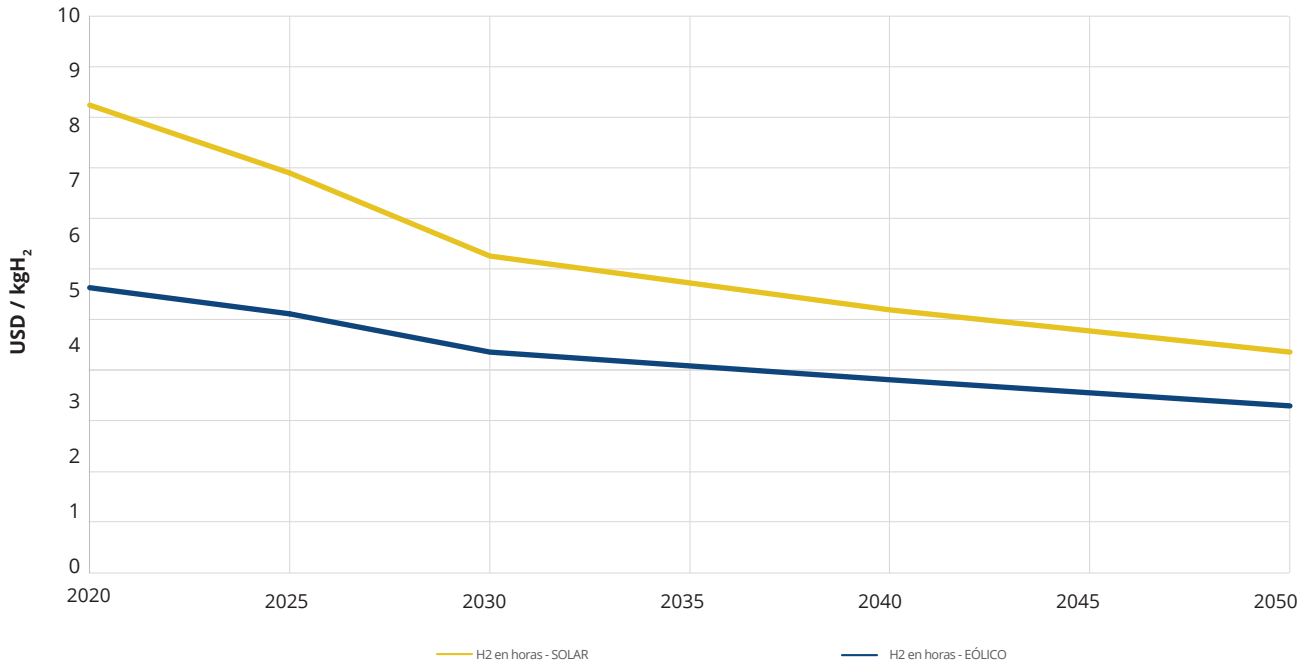
Figura 51. *Cadena de valor para la producción, transporte y uso final del hidrógeno en el transporte.*



Fuente: Elaboración propia.

De la anterior figura puede verse que el LCOH es solo un componente de los costos que tendría que asumir un usuario final. En la cadena de valor del hidrógeno verde para uso en el transporte debe también considerarse otros cargos relacionados con el transporte, el almacenamiento y la distribución. A partir de la experiencia del equipo consultor de Hinicio se estima una relación de 1.6XLCOH respecto al precio que tendría que pagar un usuario final que hiciera uso del hidrógeno como energético de sus vehículos. Por lo tanto, si se consideran los mejores recursos renovables del estado a partir de la producción de energía eólica y solar, se obtiene una proyección de 2020 a 2050 del hidrógeno verde puesto en la HRS. La Figura 51 muestra dicha proyección.

Figura 52. *Costo del hidrógeno en punto de suministro para vehículos (HRS).*



Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente, para las proyecciones de TCO y paridad de costos mostrados en la sección 5.2.3, fueron empleadas algunas suposiciones en el CAPEX y otras técnicas que son mostradas en la siguiente tabla por cada una de las tecnologías consideradas en este estudio.

Tabla 9. 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 Hinicio 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	Hinicio
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

Fuente: Elaboración propia.

10. 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/amoniaco.html

Axayacatl, O. (2022). Principales cultivos producidos en el estado de Coahuila. Retrieved from

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.

BMWi. (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/20211108_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.ccalogisticsgroup.com/noticia/el-80-del-comercio-entre-mexico-y-eu-circula-por-carretera-monterrey-nuevo-laredo/

COFECE. (2019). Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) . Retrieved from https://www.cofece.mx/consulta-documento-cel/

CONAGUA. (2014). Vedas, Reservas y Reglamentos de Aguas Nacionales Superficiales. Retrieved from https://www.gob.mx/conagua/documentos/vedas-reservas-y-reglamentos-de-aguas-nacionales-superficiales#:~:text=Vedas%2C%20reservas%20y%20reglamentos%20son,al%20otorgamiento%20de%20nuevas%20concesiones.&text=Zona%20reglamentada.

CONAGUA. (2017). https://www.gob.mx/conagua/articulos/que-es-el-agua-renovable?idiom=es. Retrieved from https://www.gob.mx/conagua/articulos/que-es-el-agua-renovable?idiom=es

CONAGUA. (2019). Estadísticas del Agua en México. Retrieved from http://sina.conagua.gob.mx/publicaciones/EAM_2019.pdf

CondorChem. (2022). Valorización de efluentes industriales para la recuperación de sulfato amonico. Retrieved from https://condorchem.com/es/blog/reutilizacion-efluentes-industriales-sulfato-amonico/

Congress website. (2021). Infrastructure Investment and Jobs Act, U.S. . Retrieved from https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/3684/text

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/

Datasur. (2022). Datasur información que importa. Retrieved from https://www.datasur.com/

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.

Enel Green Power. (2018). Enel Green Power comienza la construcción de un nuevo parque eólico de 100 mw en Coahuila. 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/

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 COAHUILA. 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 Altas. Retrieved from https://globalsolaratlas.info/map?c=11.523088,8.173828,3

Global Wind Atlas. (2022). Global Wind Atlas. Retrieved from https://globalwindatlas.info/

Gobierno de México. (2016). Consumo de energía por hogar. CDMX.

Gobierno de México. (2017). Estadísticas por Entidad Federativa - Consumo de energía eléctrica por entidad federativa. Retrieved from https://www.datos.gob.mx/busca/dataset/quinto-informe-de-gobierno-mexico-prospero/resource/7fa178cf-b734-4a70-bbf9-26b96994e968?inner_span=True

Gobierno de México. (2022). Data México. Retrieved from Gobierno de México: https://datamexico.org/es/profile/industry/converted-paper-product-manufacturing

Gobierno de México. (2022). Ley de Aguas Nacionales. Retrieved from http://www.ordenjuridico.gob.mx/Documentos/Federal/pdf/wo83103.pdf

Hinicio. (2021). Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

iccedenuevolaredo. (2021). Prontuario Socioeconómico Binacional 2021. Retrieved from http://www.iccedenuevolaredo.org/prontuario/

IEA. (2019). The Future of Hydrogen. Retrieved from https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf

Index Mundi. (2022). Diesel Monthly Price - Mexican Peso per Gallon. Retrieved from https://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=diesel&months=120&currency=mxn

Industrias Peñoles. (2021). Annual Report 2020,.

Industrias Peñoles. (2022). Nuestra Operación: Químicos. Retrieved from https://www.penoles.com.mx/nuestras-operaciones/quimicos.html

INEGI. (2022). Exportaciones por entidad federativa. Retrieved from https://www.inegi.org.mx/temas/exportacionesef/#Tabulados

INIMET. (2010). AGUA PARA USO EN LABORATORIOS. Retrieved from https://www.redalyc.org/pdf/2230/223017807002.pdf

Institute for Industrial Productivity. (2022). Pulp and Paper. Retrieved from http://www.iipinetwork.org/wp-content/Ietd/content/pulp-and-paper.html

IRENA. (2020). Green Hydrogen Cost reduction. Retrieved from https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction

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

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.

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 Economía Coahuila. (2022). Parques industriales Coahuila. Retrieved from http://www.sec-coahuila.gob.mx/parques1.htm

SEMARNAT. (2018). Informe de la Situación del Medioambiente en México. Retrieved from https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgeia/informe18/tema/cap6.html#tema1

Sempra. (2022). Sempra Infrastructure and Entergy Texas to Advance Renewable Energy and Supply Resiliency. Retrieved from https://www.sempra.com/sempra-infrastructure-and-entergy-texas-advance-renewable-energy-and-supply-resiliency

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

Tofani, G. C. (2021). Estimation of hydrogen peroxide effectivity during bleaching using the Kappa number.

WWF. (2021). Perspectiva de la industria del carbón en Coahuila. UK PACT, 22.

www.energypartnership.mx